



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CASSIA AKEMI CASTRO KUKI

**METODOLOGIA PARA PREVISÃO DE PREÇO DE  
ENERGIA CONSIDERANDO INCERTEZAS DE  
VAZÕES**

Itajubá, MG  
15 de dezembro de 2020



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CASSIA AKEMI CASTRO KUKI

**METODOLOGIA PARA PREVISÃO DE PREÇO DE  
ENERGIA CONSIDERANDO INCERTEZAS DE  
VAZÕES**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do título de **Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica**.

**Área de Concentração:** Sistemas Elétricos de Potência / Economia do Setor Eletro-Energético

**Orientador:** Prof. PhD. José Wanderley Marangon Lima

**Coorientador:** Prof. PhD. Michelle Simões Reboita

Itajubá, MG

15 de dezembro de 2020

# DEDICATÓRIA

AOS MEUS PAIS E AO MEU AVÔ,  
OSWALDO (IN MEMORIAM)

---

## AGRADECIMENTOS

A Deus por me guiar e dar força e determinação para ser alguém melhor a cada dia e não desistir diante das adversidades.

Aos meus pais, Márcia e Haroldo, pela motivação e apoio ao longo de minha formação. Pelos exemplos de força e determinação.

Ao Professor José Wanderley Marangon Lima pela orientação e pelas oportunidades de crescimento acadêmico, profissional e pessoal que me proporcionou.

À Professora Michelle Simões Reboita por me auxiliar no desenvolvimento desta pesquisa, introduzindo-me a Meteorologia de forma extremamente didática e também pelos ensinamentos na área.

Ao Professor Benedito Cláudio Silva pelos ensinamentos em Hidrologia.

Aos demais professores da Universidade Federal de Itajubá por me estimularem a adquirir cada vez mais conhecimento.

À equipe MC&E pelo apoio, companheirismo e partilha de conhecimento, em especial à Lanai Torres e ao Iago Felício.

Aos amigos que entenderam cada uma de minhas ausências e comemoraram cada uma de minhas conquistas.

À Universidade Federal de Itajubá pelo acolhimento durante estes anos e pela oportunidade de cursar um programa de pós-graduação renomado em prol da ciência.

---

# EPÍGRAFE

SABER PARA PREVER,  
A FIM DE PODER.

**AUGUSTE COMTE**

---

---

## RESUMO

Com a inserção da competição no Setor Elétrico Brasileiro (SEB), a previsão do preço de energia se tornou um dos principais desafios enfrentados pelo mercado, uma vez que tem como principal característica a volatilidade. Por essa razão, identificar as fontes de incertezas inerentes a esse processo auxilia nas tomadas de decisão relacionadas à contratação de energia de forma a maximizar os lucros e reduzir os riscos dos agentes do mercado de energia. Uma das variáveis importantes para o caso brasileiro é a afluência aos reservatórios das usinas hidrelétricas. Assim, este trabalho propõe a predição do preço de energia para o médio prazo a partir de uma cadeia computacional composta por diferentes modelos interconectados: modelo climático CFSv2, responsável pela previsão de precipitação; o modelo hidrológico MGB-IPH, responsável pela transformação da precipitação em vazão afluente; e a cadeia de programas energéticos atualmente em vigor no setor elétrico brasileiro para obtenção do preço (atualmente o PLD) para o horizonte de três meses à frente. Os resultados mostram que, em geral, a cadeia proposta consegue prever e representar o comportamento das afluências para as semanas operativas alvos no estudo de caso para o trimestre junho, julho e agosto (JJA) de 2020. Essa performance é justificada por incorporar dados de previsão de precipitação ao modelo hidrológico, melhorando a sensibilidade das previsões de vazão, que hoje é a variável de maior impacto sobre o preço da energia para os submercados que compõem o Sistema Interligado Nacional (SIN). Contudo, ao se analisar os resultados obtidos para a predição do preço, a cadeia proposta incorpora o PREVIVAZ para a previsão das afluências para as semanas seguintes à semana operativa alvo. Este procedimento reproduz o que o Operador Nacional do Sistema (ONS) utiliza atualmente na operação do sistema, contudo suas predições são feitas com base no histórico de afluências, sem levar em consideração as informações de precipitação. É mostrado neste trabalho que a sua aplicação na previsão de médio prazo apresenta uma propagação de erros ao longo da cadeia de simulação. É mostrada ainda a diferença do uso do PREVIVAZ e o uso apenas da previsão através do CFSv2.

**Palavras-chave:** Previsão de Precipitação; Previsão de Vazão; Previsão de Preços de Energia Elétrica; Comercialização de Energia Elétrica.

---

## ABSTRACT

The introduction of the electricity market at the Brazilian Power System makes the electricity price forecast an important area of research with many challenges to the market players because of its volatility. The identification of the main uncertainty sources is crucial to the development of the market. This knowledge helps in decision-making process related to energy contracting maximizing profits and reducing the risks to the agents. Thus, the aim of this study is forecasting electricity price from a computational chain composed of different interconnected models: CFSv2 climate model to forecast precipitation, MGB-IPH hydrological model to compute the inflows to reservoirs and energy programs currently in use in the Brazilian sector to define the price for three months ahead. The results show that, in general, the proposed methodology is able to predict and represent the streamflow behavior for the target operating weeks in the case study for June, July and August (JJA) 2020. This performance is justified by incorporating data from precipitation forecast to the hydrological model, improving the sensitivity of the streamflow forecasts. Streamflow forecasts are currently the variable with the greatest impact on the electricity price (PLD) that is calculated by the National Interconnected System (SIN). However, when analyzing the results obtained for the forecasted electricity price, the computational chain incorporating PREVIVAZ for the weekly streamflow forecasts presents error propagation along the simulation chain. The PREVIVAZ, used by the National System Operator (ONS), uses historical data and not the CFSv2 precipitation prediction. The different approaches are analyzed and conclusions about their uses in the middle office of traders are taken.

**Keywords:** Precipitation Forecast; Streamflow Forecast; Electricity Price Forecast; Electric Power Trade.

---

---

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Participação percentual dos tipos de centrais na capacidade de geração de energia no Brasil – situação em Janeiro de 2020 .....	25
Figura 2.2 – Esquema ilustrativo da otimização de recursos no despacho hidrotérmico .....	27
Figura 2.3 – Esquema da cadeia de coordenação hidrotérmica do SEB .....	29
Figura 2.4 – Distintas finalidades para uso de NEWAVE e DECOMP .....	30
Figura 2.5 – Energia comercializada no Mercado de Curto Prazo .....	34
Figura 3.1 – (a) Volume representando parte da atmosfera; (b) Conjunto de volumes representando toda a extensão horizontal e vertical da atmosfera.....	37
Figura 3.2 – Esquema ilustrativo do balanço hídrico em uma bacia hidrográfica .....	40
Figura 4.1 – Diagrama da cadeia desenvolvida para obtenção do preço de energia .....	46
Figura 4.2 – Encadeamento da simulação energética.....	46
Figura 4.3 – Configuração operacional das previsões do CFSv2.....	48
Figura 4.4 – Domínio das simulações com o CFSv2 e regiões de estudo: Sudeste (SDE), Sul (SUL), Nordeste (NEB) e Amazônia (AMZ) .....	49
Figura 4.5 – Esquema dos processos de balanço hídrico na camada de solo, de propagação de escoamentos nas minibacias e de propagação de vazão na rede de drenagem.....	54
Figura 4.6 – Mapa de URHs do MGB-IPH para a América do Sul .....	56
Figura 4.7 – Formatação do arquivo prevs.rvx.....	59
Figura 4.8 – Submercados do SIN.....	62
Figura 5.1 – Precipitação média trimestral (mm/dia): CFSv2 (primeira coluna), CPC (segunda coluna) e viés (terceira coluna): a) JJA de 2019, b) SON de 2019, c) DJF de 2019/2020, d) MAM de 2020, e e) JJA de 2020.....	72
Figura 5.2 – Médias regionais sazonais da precipitação média (mm/dia) prevista pelo CFSv2 (em vermelho) e observada pela análise CPC (em preto) nas regiões de estudo: a) SDE, b) SUL, c) NEB, e d) AMZ .....	76

---



---

Figura 5.3 – Série histórica de ENA semanal prevista pelo MGB-CFSv2 e pelo ONS para os submercados: a) Sudeste/Centro-Oeste, b) Sul, c) Nordeste, e d) Norte durante o trimestre JJA de 2020 ..... 81

Figura 5.4 – Série histórica de PLD semanal previsto pelo MGB-CFSv2 e PLD oficial divulgado pela CCEE para os submercados: a) Sudeste/Centro-Oeste, b) Sul, c) Nordeste, e d) Norte durante o trimestre JJA de 2020 ..... 85

---

---

## LISTA DE QUADROS

Quadro 3.1 – Principais equações que descrevem os processos que ocorrem na atmosfera....	36
Quadro 4.1 – Esquema da técnica ensemble CFSv2 utilizada neste trabalho .....	50
Quadro 4.2 – Detalhamento da metodologia de simulação do CFSv2 e CPC.....	50
Quadro 4.3 – Localização das regiões de estudo.....	52

---

---

## LISTA DE TABELAS

- Tabela 5.1 – Estatísticas calculadas para análise de desempenho das previsões de precipitação média trimestral do CFSv2 em relação aos dados observados na análise CPC para as regiões de estudo. Resultados em azul (vermelho) indicam melhor (pior) desempenho..... 77
- Tabela 5.2 – Estatísticas calculadas para análise de desempenho das previsões de ENA do MGB-CFSv2 em relação às previsões oficiais divulgadas pelo ONS para os submercados que compõem o SIN. Resultados em azul (vermelho) indicam melhor (pior) desempenho..... 82
- Tabela 5.3 – Estatísticas calculadas para análise de desempenho das previsões de PLD do MGB-CFSv2 em relação aos preços oficiais divulgados pela CCEE para os submercados que compõem o SIN. Resultados em azul (vermelho) indicam melhor (pior) desempenho..... 86
-

---

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AB	ALTA DA BOLÍVIA
ACOMPH	RELATÓRIO DE ACOMPANHAMENTO DAS CONDIÇÕES HIDRÁULICO-HIDROLÓGICAS
AMJ	ABRIL, MAIO, JUNHO
ANA	AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS
ANOVA	<i>ANALYSIS OF VARIANCE</i>
AR (p)	MODELO AUTORREGRESSIVO DE ORDEM P
ARIMA	MODELO AUTORREGRESSIVO INTEGRADO DE MÉDIAS MÓVEIS
ARX	MODELO AUTORREGRESSIVO EXÓGENO
ASAS	ANTICLONE SUBTROPICAL DO ATLÂNTICO SUL
ASO	AGOSTO, SETEMBRO, OUTUBRO
CAR	CURVA DE AVERSÃO AO RISCO
CCEE	CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
CCM	COMPLEXO CONVECTIVO DE MESOESCALA
CEPEL	CENTRO DE PESQUISAS EM ENERGIA ELÉTRICA
CFSR	<i>CLIMATE FORECAST SYSTEM REANALYSIS</i>
CFSv1	<i>CLIMATE FORECAST SYSTEM VERSION 1</i>
CFSv2	<i>CLIMATE FORECAST SYSTEM VERSION 2</i>
CMAP	<i>MERGED ANALYSIS OF PRECIPITATION</i>
CMO	CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO
CPC	<i>CLIMATE PREDICTION CENTER</i>
CPTEC	CENTRO DE PREVISÃO DE TEMPO E ESTUDOS CLIMÁTICOS
CVaR	CONDITIONED VALUE AT RISK
DJF	DEZEMBRO, JANEIRO, FEVEREIRO
DOE	<i>DESIGN OF EXPERIMENTS</i>
DOL	DISTÚRBIO ONDULATÓRIO DE LESTE
ENA	ENERGIA NATURAL AFLUENTE
FCF	FUNÇÃO DE CUSTO FUTURO
FMA	FEVEREIRO, MARÇO, ABRIL
INMET	INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA
JAS	JULHO, AGOSTO, SETEMBRO

---

---

JBN	JATOS DE BAIXOS NÍVEIS
JFM	JANEIRO, FEVEREIRO, MARÇO
JJA	JUNHO, JULHO, AGOSTO
LI	LINHAS DE INSTABILIDADE
MAM	MARÇO, ABRIL, MAIO
MCG	MODELO CLIMÁTICO GLOBAL
MCP	MERCADO DE CURTO PRAZO
MCR	MODELO CLIMÁTICO REGIONAL
MGB-IPH	MODELO DE GRANDES BACIAS
MJJ	MAIO, JUNHO, JULHO
MLT	MÉDIA HISTÓRICA DE LONGO TERMO
NCEP	<i>NATIONAL CENTERS FOR ENVIRONMENTAL PREDICTION</i>
NDJ	NOVEMBRO, DEZEMBRO, JANEIRO
NOAA	<i>NATIONAL OCEANIC AND ATMOSPHERIC ADMINISTRATION</i>
OND	OUTUBRO, NOVEMBRO, DEZEMBRO
ONS	OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA
PAR (p)	MODELO AUTORREGRESSIVO PERIÓDICO DE ORDEM P
PCA	ANÁLISE DE COMPONENTE PRINCIPAL
PDDE	PROGRAMAÇÃO DINÂMICA DUAL ESTOCÁSTICA
PLD	PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS
PMO	PROGRAMA MENSAL DA OPERAÇÃO
RACOMPH	RELATÓRIO DE ACOMPANHAMENTO HIDROLÓGICO
RDH	RELATÓRIO DIÁRIO DA SITUAÇÃO HIDRÁULICO-HIDROLÓGICA DO SIN
RNA	REDE NEURAL ARTIFICIAL
SAR	SUPERFÍCIE DE AVERSÃO AO RISCO
SCM	SISTEMA CONECTIVO DE MESOESCALA
SEB	SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO
SENAMHI	<i>SERVICIO NACIONAL DE METEOROLOGIA E HIDROLOGIA DA BOLÍVIA</i>
SIN	SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL
SMAP	<i>SOIL MOISTURE ACCOUNTING PROCEDURE</i>
SMAS	SISTEMA DE MONÇÃO NA AMÉRICA DO SUL
SON	SETEMBRO, OUTUBRO, NOVEMBRO
TSM	TEMPERATURA DE SUPERFÍCIE DO MAR
UHE	USINA HIDRELÉTRICA
URH	UNIDADE DE RESPOSTA HIDROLÓGICA

---

---

UTC	COORDINATED UNIVERSAL TIME
UTE	USINA TERMELÉTRICA
VCAN	VÓRTICE CICLÔNICO EM ALTOS NÍVEIS
WMO	WORLD METEOROLOGICAL ORGANIZATION
ZCAS	ZONA DE CONVERGÊNCIA DO ATLÂNTICO SUL
ZCIT	ZONA DE CONVERGÊNCIA INTERTROPICAL

---

---

## LISTA DE SÍMBOLOS

$C_p$	CALOR ESPECÍFICO EM PRESSÃO CONSTANTE [J/(kg K)]
$C$	CONDENSAÇÃO
$R$	CONSTANTE DE GÁS DO AR [J/(K mol)]
$\rho$	DENSIDADE DO GÁS [kg/m <sup>3</sup> ]
$\vec{v}$	DIREÇÃO ORTOGONAL DO VENTO
$E$	EVAPORAÇÃO
$\vec{F}$	FORÇA DE ATRITO [N]
$\phi$	POTENCIAL GRAVITACIONAL DA TERRA [J/kg]
$p$	PRESSÃO [Pa]
$q$	PROPORÇÃO DE MISTURA DE VAPOR DE ÁGUA E MASSA DE AR SECO [g/kg]
$Q$	QUANTIDADE DE CALOR [J]
$T$	TEMPERATURA [K]
$t$	TEMPO [s]
$\Omega$	VELOCIDADE ANGULAR DE ROTAÇÃO [rad/s]
$r$	VETOR DE POSIÇÃO DA PARCELA DE AR
$\alpha$	VOLUME ESPECÍFICO DO GÁS [m <sup>3</sup> /kg]

---

---

# SUMÁRIO

<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	vi
<b>LISTA DE QUADROS</b> .....	viii
<b>LISTA DE TABELAS</b> .....	ix
<b>LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS</b> .....	x
<b>LISTA DE SÍMBOLOS</b> .....	xiii
<b>CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO</b> .....	16
1.1. DEFINIÇÃO DO PROBLEMA .....	16
1.2. ESTADO DA ARTE .....	17
1.3. OBJETIVOS .....	21
1.3.1. OBJETIVO GERAL.....	21
1.3.2. OBJETIVO ESPECÍFICO.....	22
1.4. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	22
<b>CAPÍTULO 2 PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO</b> .....	24
2.1. INTRODUÇÃO .....	24
2.2. SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN) .....	24
2.3. PLANEJAMENTO ELETROENERGÉTICO .....	26
2.3.1. OTIMIZAÇÃO ENERGÉTICA.....	27
2.3.2. PROGRAMAS COMPUTACIONAIS NEWAVE E DECOMP .....	28
2.3.3. O CUSTO MARGINAL DA OPERAÇÃO E O PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS .....	32
<b>CAPÍTULO 3 MODELOS CLIMÁTICO E HIDROLÓGICO</b> .....	35
3.1. INTRODUÇÃO .....	35
3.2. MODELOS CLIMÁTICOS.....	35
3.2.1. CLASSIFICAÇÃO DOS MODELOS CLIMÁTICOS.....	37
3.2.2. PREVISÃO DE TEMPO E CLIMA .....	38
3.3. MODELO HIDROLÓGICO.....	39
3.3.1. CLASSIFICAÇÃO DOS MODELOS HIDROLÓGICOS .....	41
3.3.2. PREVISÃO DE VAZÃO .....	44
<b>CAPÍTULO 4 METODOLOGIA</b> .....	45
4.1. INTRODUÇÃO .....	45

---



---

4.2	CADEIA DE SIMULAÇÃO .....	45
4.2.1.	PREVISÃO DE PRECIPITAÇÃO.....	47
4.2.2.	PREVISÃO DE VAZÃO .....	53
4.2.3.	SIMULAÇÃO ENERGÉTICA .....	57
<b>CAPÍTULO 5 RESULTADOS E DISCUSSÃO .....</b>		<b>63</b>
5.1	INTRODUÇÃO .....	63
5.2	ANÁLISE DA PREVISÃO DE PRECIPITAÇÃO .....	63
5.2.1.	PRECIPITAÇÃO SAZONAL.....	64
5.2.2.	MÉDIAS REGIONAIS .....	73
5.3	ANÁLISE DA PREVISÃO DE ENA E PLD .....	77
5.3.1.	RESULTADOS DE ENA.....	78
5.3.2.	RESULTADOS DE PLD .....	83
<b>CAPÍTULO 6 CONCLUSÕES .....</b>		<b>87</b>
6.1	CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	87
6.2	TRABALHOS FUTUROS .....	89
6.3	TRABALHOS PUBLICADOS .....	90
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFIAS .....</b>		<b>91</b>
<b>ANEXO A: PRODUTIBILIDADES DAS USINAS HIDRELÉTRICAS.....</b>		<b>100</b>
<b>ANEXO B: MLT DE ENA POR SUBMERCADO .....</b>		<b>103</b>
<b>APÊNDICE A: SISTEMAS SINÓTICOS QUE INFLUENCIAM AS REGIÕES DE ESTUDO.....</b>		<b>105</b>
<b>APÊNDICE B: FIGURAS DE PRECIPITAÇÃO: MÉDIA TRIMESTRAL.....</b>		<b>111</b>
<b>APÊNDICE C: FIGURAS DE PRECIPITAÇÃO: MÉDIA SEMANAL .....</b>		<b>117</b>
<b>APÊNDICE D: MÉDIAS SEMANAIS DE ENA PARA O TRIMESTRE JJA/2020...</b>		<b>123</b>

---

---

# CAPÍTULO 1

## INTRODUÇÃO

### 1.1. DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

Com a reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), iniciada em 1996, muitas mudanças foram implementadas, tais como a criação de novas instituições e a desverticalização do setor de energia elétrica. Esse setor anteriormente caracterizado por apresentar forte monopólio e ser responsável pelo preço da energia elétrica se tornou, em partes, competitivo e liberal. Isso porque, com a desverticalização do setor, as empresas de energia passaram a ser classificadas em quatro segmentos: geração, transmissão, distribuição e comercialização. A geração e a comercialização são caracterizadas pela competição, enquanto a transmissão e a distribuição possuem características de monopólio natural, sendo reguladas pelo Estado, através da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Especificamente no segmento de comercialização de energia, contemplam-se os ambientes de contratação de energia, que podem ser livre (ACL) ou regulado (ACR). No ACR, a contratação de energia elétrica é realizada entre agentes geradores e distribuidores através de leilões sob os termos dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) comandados pela ANEEL e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), sob instrução do Ministério de Minas e Energia (MME). Já no ACL, a contratação é negociada entre agentes geradores, comercializadores e consumidores livres ou especiais, importadores e exportadores de energia através de contratos bilaterais, conhecidos como Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre (CCEALs). Esses contratos são registrados na CCEE para fins de contabilização e liquidação financeira no mercado de curto prazo ou *spot*.

Nesse mercado *spot*, a energia é comercializada em um curto espaço de tempo entre a contratação e a entrega de energia, sendo necessária a programação prévia do despacho energético. Para essa programação e operação do sistema, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) elabora o Programa Mensal da Operação (PMO), que apresenta referência

---

---

mensal e revisões semanais e tem como objetivo determinar, a partir de um conjunto de modelos computacionais, as metas de geração das usinas do Sistema Interligado Nacional (SIN) e de intercâmbio de energia entre submercados, bem como gerenciar o armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas.

Porém, em um país cujo parque hidráulico compõe majoritariamente a matriz energética, como é o caso do Brasil, a operação é baseada no acoplamento espacial, no qual a operação de uma usina interfere naquelas a jusante de seu aproveitamento, e temporal, de tal forma que as decisões tomadas no presente repercutem no futuro. Isso acontece porque a geração se torna extremamente dependente da precipitação. Exemplos que ilustraram essa forte dependência foram a crise energética entre 2001 e 2002 e a crise hídrica em 2014.

Dessa forma, nesse processo de programação da operação a fim de solucionar o problema do despacho hidrotérmico para o atendimento da demanda com confiabilidade e segurança energética ao menor custo operacional que se formam os preços de energia elétrica no Brasil, representando hoje um dos principais desafios enfrentados pelo mercado. Isso acontece porque o preço é impactado por diversas variáveis, tais como carga, aflúncias e armazenamento nos reservatórios e custo dos combustíveis das usinas térmicas, tornando o problema estocástico. Por essa razão, muitos agentes do setor, tais como geradores, distribuidores e comercializadores, destacam a necessidade da previsão do preço da energia, uma vez que sua volatilidade, especialmente no curto prazo, tem forte impacto sobre a contratação de energia. E, no mercado de longo prazo, devido às incertezas relacionadas ao clima, os contratos firmados entre geradores e agentes de consumo têm como característica a alocação dos riscos financeiros e contratos de *hedge*.

Com base no que foi exposto, percebe-se que o estabelecimento de uma trajetória do PLD é extremamente importante e, o primeiro passo para isso consiste no aprimoramento do processo de previsão dessa variável, identificando as fontes de incertezas, representadas especialmente pelas aflúncias, que é hoje a variável de maior impacto.

## 1.2. ESTADO DA ARTE

Em um modelo de mercado competitivo, a previsão do preço da energia é extremamente importante, não apenas porque está relacionada às operações de contratação de energia e gestão de recursos financeiros. É dentro desse contexto que muitas comercializadoras de energia

---

passaram a desenvolver e utilizar metodologias próprias para elaboração de cenários e previsões do preço de energia, não necessariamente através do mesmo procedimento em uso pelo ONS.

Seguindo essa linha de ação, essa subseção apresenta algumas metodologias utilizadas para a formação do preço de energia no mercado *spot* brasileiro.

Medeiros (2003) desenvolveu um modelo baseado em sistemas neuro-fuzzy para a previsão do preço de energia *spot* para seis meses à frente. Para esse trabalho, o autor utilizou como dados de entrada para o treinamento do modelo as séries históricas geradas pelo NEWAVE das seguintes variáveis: custo marginal da operação para o estágio anterior ao estudo, energia natural afluyente e energia armazenada. O autor, ao comparar a performance do modelo desenvolvido com o NEWAVE, observou que a metodologia proposta foi capaz de representar com maior destreza o preço publicado pelo ONS durante o período de racionamento. Isso porque nesse período, o custo operativo foi definido como igual ao custo de déficit, e o NEWAVE não conseguiu capturar essa elevação do preço, ao contrário da metodologia proposta, que previu essa mudança no comportamento da variável com antecedência de seis meses. Além disso, o autor ainda sinaliza que sua metodologia pode ser utilizada de forma alternativa devido à rapidez de processamento em relação ao modelo oficial, viabilizando análises de sensibilidade.

De Queiroz (2007) propôs uma alternativa para a previsão do preço da energia no submercado Sudeste/Centro-Oeste através do desenvolvimento de um modelo baseado em redes neurais artificiais (RNA) de múltiplas camadas com algoritmo *back propagation* associadas à técnica de *design of experiments* (DOE). Nessa metodologia, o autor inicialmente aplica o DOE ao modelo NEWAVE para definir o número mínimo de casos a serem simulados de tal forma que o banco de dados construído represente as características do NEWAVE. Assim, ao aplicar o DOE em três etapas, o autor detectou a necessidade de criação de 16 casos distintos para simulação do NEWAVE, cujos valores obtidos foram utilizados como dados de entrada para o treinamento das RNAs. Ao testar essa técnica para um caso base de 2006, o autor observou que os resultados das simulações tanto utilizando cenários “in sample” quanto “out sample” foram satisfatórios, podendo ser aplicado como uma metodologia alternativa ao NEWAVE tanto para previsão do preço, visto que o tempo de processamento é mais rápido que o modelo oficial vigente no SEB. Mais do que isto, esta técnica pode ser utilizada para o cálculo de riscos, uma vez que é possível simular uma quantidade significativa de cenários de preços.

Rodrigues (2009) desenvolveu um modelo baseado em RNA de múltiplas camadas com algoritmo Levenberg Marquardt para a previsão do preço da energia para seis semanas a frente.

---

Nessa abordagem, o autor utiliza dados históricos de 1996 a 2009 energia natural afluyente, armazenamento, energia máxima, geração em Itaipu, hidrelétricas (exceto Itaipu), térmicas convencional e nuclear, eólica, carga por submercado, intercâmbios entre submercados e internacional, disponibilizados pelo ONS como parâmetros de entrada da rede. Para a simulação do preço, o autor testou 35.548 diferentes configurações de RNAs, obtendo como resultado 83 viáveis. De acordo com o autor, um dos fatores determinantes para a quantidade de configurações viáveis foi a estocasticidade da hidrologia dos submercados. Com relação aos resultados obtidos a partir das configurações de redes viáveis, o autor demonstrou que sua proposta foi capaz de representar com qualidade o comportamento e prever com bom grau de precisão o preço da energia nos patamares de carga leve, média e pesada em todos os submercados. Porém, o autor ressalta que a falta de base horária dos dados comprometeu parcialmente o aprendizado das redes para os três cenários de carga.

Amadeu (2011) avaliou as técnicas de séries temporais, como modelos autorregressivos de ordem  $p$  (AR( $p$ )) e autorregressivos exógenos (ARX), e de RNAs de múltiplas camadas, com diferentes algoritmos de treinamento (*back propagation* e *early stopping*), para a previsão de ágios no preço da energia no mercado de curto prazo, também conhecidos como *spread*. Nessa metodologia, o autor utiliza como variáveis de entrada dos modelos lineares e não lineares valores históricos de 2006 a 2011 do *spread* aplicado sobre o preço da energia no curto prazo, o próprio preço da energia, a demanda, a geração hidráulica e térmica, a energia natural afluyente e energia armazenada para o submercado Sudeste/Centro-Oeste. Além disso, o autor ainda utilizou a técnica de análise de componentes principais (PCA) para identificar as variáveis mais representativas do *spread*. Ao testar essas técnicas para a previsão do *spread* durante o período de janeiro a setembro de 2011, o autor concluiu que os modelos AR( $p$ ) que consideram o *spread* como dados de entrada e o ARX construído a partir das variáveis do setor, apesar de suas simplicidades, têm um bom desempenho da estimação do *spread*. Contudo, as RNAs apresentam potencial preditivo ainda melhor, especialmente quando utilizam as variáveis históricas do setor ou o PCA, independente do algoritmo de treinamento da rede, uma vez que os erros são menores dentre os preditores.

Guarnier et al. (2012) propuseram aprimorar a projeção do preço *spot* a partir da clusterização da energia natural afluyente e incorporação de fenômenos climatológicos. Para isso, os autores utilizaram séries históricas mensais de energia natural afluyente no período de 1931 a 2008 para três submercados nacionais (Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste) em duas etapas: dados temporais originais e sintéticos utilizados pelo programa NEWAVE. Durante esse

---

---

processo de clusterização na série original, os autores puderam notar situações climáticas atípicas decorrentes da influência de fenômenos El Niño/La Niña, enquanto que nas séries sintéticas essa percepção não foi possível, sendo necessária a utilização de projeções oriundas de institutos de pesquisas confiáveis. A partir da adoção desse método para o período teste compreendido entre setembro de 2011 e agosto de 2012, os autores observaram uma melhor representação do comportamento das aflúências, bem como a redução do range de preço da energia projetado para o horizonte de análise, excluindo-se valores extremos que apresentavam baixa relação com a série histórica de energia natural afluyente.

Reston Filho (2014) apresentou um modelo híbrido para a previsão de preço no mercado *spot* para 12 semanas à frente a partir da combinação entre um modelo autorregressivo integrado de médias móveis (ARIMA) e modelos de RNA de múltiplas camadas com algoritmo de *back propagation*. Nessa abordagem, o autor utilizou um banco de dados formado por informações históricas de 2001 a 2013 das seguintes variáveis por submercado: carga, energia natural afluyente, energia armazenada e geração hidráulica e térmica, disponibilizados pelo ONS. Esse modelo híbrido proposto é composto por duas etapas: predição das variáveis que impactam o preço da energia no mercado de curto prazo por submercado, que são definidas a partir da técnica *Analysis of Variance* (ANOVA), e, a partir desses valores futuros de variáveis explanatórias, o preço para 12 semanas a frente é previsto. Com os resultados obtidos, o autor demonstrou que esse modelo híbrido proposto é capaz de representar com qualidade e exatidão o preço da energia em todos os submercados quando comparado às técnicas individuais (ARIMA e RNA) e outras metodologias de predição *benchmark* a partir de séries temporais.

Santos (2019) abordou o problema de previsão do preço de energia no mercado *spot* para uma semana a frente a partir do desenvolvimento de RNAs treinadas com dados disponibilizados pelo ONS e CCEE. O banco de dados utilizados pelo autor foi composto por informações históricas de 2001 a 2018 para as seguintes variáveis explanatórias: preço de energia no mercado *spot*, carga, demanda, energia natural afluyente, energia armazenada, geração hidráulica e termelétrica, e intercâmbio de energia. A partir dos resultados obtidos com a simulação, o autor obteve resultados satisfatórios na representação e assertividade do preço da energia, especialmente na análise de suas variações (aumento ou redução), quando comparados àqueles obtidos a partir da metodologia alternativa randômica de *Bootstrap*.

A partir desses trabalhos revisados, nota-se que há diferentes metodologias para o cálculo do preço da energia no mercado *spot*, não havendo um consenso sobre a melhor técnica. Contudo, aquela que está em vigor no setor consiste na simulação computacional baseada na

---

otimização energética, na qual são utilizados os modelos NEWAVE e DECOMP, que além de definirem o preço, também determinam a operação ótima do sistema ao longo do horizonte de planejamento.

E é dentro desse contexto que MC&E Consultoria e Engenharia et al. (2019) propuseram uma metodologia baseada na construção de uma cadeia computacional composta por diferentes modelos climáticos e hidrológicos interconectados para a posterior previsão do preço de energia no mercado *spot* a partir dos modelos NEWAVE e DECOMP. Para isso, foram utilizados os modelos climáticos ETA40, GFS25 e GEFS para obtenção da previsão de precipitação, a qual foi fornecida como variável de entrada ao modelo hidrológico MGB-IPH. Simultaneamente, construíram-se ainda dois modelos de RNAs de múltiplas camadas utilizando dados históricos de 2000 a 2018: um apenas com informações de vazão e outro, de vazão e precipitação. Além de todas essas metodologias, ainda foi proposto um modelo *ensemble* a partir do conjunto de vazões previstas pelo MGB integrado aos modelos climáticos citados anteriormente e pelas duas versões de RNAs por bacia hidrográfica. A partir das afluências obtidas por todos esses modelos, foram criadas as cadeias MGB\_ETA40, MGB\_GEFS, MGB\_GFS25, ANN\_PREC (RNA com dados de vazão e precipitação), ANN\_W\_PREC (RNA apenas com dados de vazão) e ENS\_AES (*ensemble* das demais cadeias). A partir dos resultados obtidos com a simulação dessas cadeias, foi observado que elas conseguiram representar o comportamento das vazões, porém a ANN\_PREC teve desempenho superior à versão treinada apenas com vazões e, dentre todas as técnicas abordadas, o ENS\_AES foi a que apresentou melhores resultados, uma vez que combina as informações de todas as cadeias. Apesar de não terem sido apresentados os resultados do preço de energia no trabalho, os autores afirmaram que essas diferentes metodologias de previsão de vazão representam aprimoramentos na previsão do preço para a comercialização de energia, uma vez que proporcionam informações extremamente necessárias ao processo de tomada de decisão para as operações de compra e venda de energia no mercado.

## 1.3. OBJETIVOS

### 1.3.1. OBJETIVO GERAL

Desenvolver uma metodologia capaz de prever o comportamento da Energia Natural Afluente (ENA) e do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) para um horizonte de três

---

meses a partir de diferentes modelos interconectados: modelo climático CFSv2, modelo hidrológico MGB-IPH e cadeia de programas para definição de PLD em uso pelo ONS e CCEE, de tal forma que essa metodologia proposta possa integrar a plataforma Previsor de PLD desenvolvido pela MC&E Consultoria e Engenharia.

### 1.3.2. OBJETIVO ESPECÍFICO

A partir do objetivo principal desta dissertação, pretende-se alcançar com este trabalho os seguintes objetivos específicos:

- i) Apresentar um resumo da formação do preço da energia, mostrando os modelos computacionais energéticos em vigor no SEB;
- ii) Validar as previsões de precipitação disponibilizadas pelo modelo climático global CFSv2 em relação aos dados observados pela análise CPC;
- iii) Avaliar a qualidade das previsões sazonais do modelo climático CFSv2 nos subdomínios brasileiros: Sudeste (SDE), Sul (SUL), Nordeste (NEB) e Amazônia (AMZ);
- iv) Verificar a qualidade das previsões de ENA obtidas a partir da cadeia MGB-CFSv2 para cada semana operativa do trimestre JJA de 2020, considerado como caso exemplo, para os submercados brasileiros: Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Sul (SUL), Nordeste (NE) e Norte (NORTE).
- v) Verificar a qualidade das previsões do PLD obtidas a partir da cadeia MGB-CFSv2 para os submercados e período de análise já mencionados, considerando o impacto das previsões de ENA.

## 1.4. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação foi estruturada em seis capítulos, de tal forma que os conceitos sejam apresentados conforme a ordem em que são necessários.

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO: apresentação do problema tratado nesta dissertação e uma revisão bibliográfica de trabalhos já desenvolvidos para a previsão do preço de energia no Brasil.

---



---

CAPÍTULO 2 – PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO: apresentação das principais características do SIN e da fundamentação teórica sobre o planejamento da operação eletroenergética no Brasil, com explicações sobre a formação do preço da energia no mercado de curto prazo ou PLD.

CAPÍTULO 3 – MODELOS CLIMÁTICO E HIDROLÓGICO: apresentação e descrição dos principais conceitos relacionados aos modelos climático e hidrológico, bem como de previsão de tempo e clima e de previsão de vazões.

CAPÍTULO 4 – METODOLOGIA: apresentação e descrição da cadeia computacional desenvolvida, considerando a integração entre os modelos climático, hidrológico e energéticos, sendo estes últimos aqueles atualmente em uso pelo ONS e CCEE.

CAPÍTULO 5 – RESULTADOS: análise dos resultados de precipitação obtidos a partir da execução do *software* GrADS tanto em distribuição espacial quando em médias sazonais regionalizadas, e das variáveis de ENA e PLD obtidas a partir da simulação da cadeia computacional desenvolvida para cada um dos submercados que compõem o SIN.

CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES: explanação dos resultados obtidos e também apresentação de sugestões de trabalhos futuros a partir da pesquisa desenvolvida nesta dissertação.

---

---

# CAPÍTULO 2

## PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO

### 2.1. INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta brevemente as características do SEB, tanto no que diz respeito à matriz energética, quanto ao planejamento e operação do SIN. Para isso, o capítulo é dividido em seções da seguinte forma. Na seção 2.2, apresenta-se resumidamente o SIN e seu parque de geração, bem como suas principais características. Na seção 2.3, apresenta-se o conceito de planejamento energético no âmbito do SEB e modelos de otimização vigentes para a coordenação da operação do parque hidrotérmico e formação dos preços de energia no mercado brasileiro.

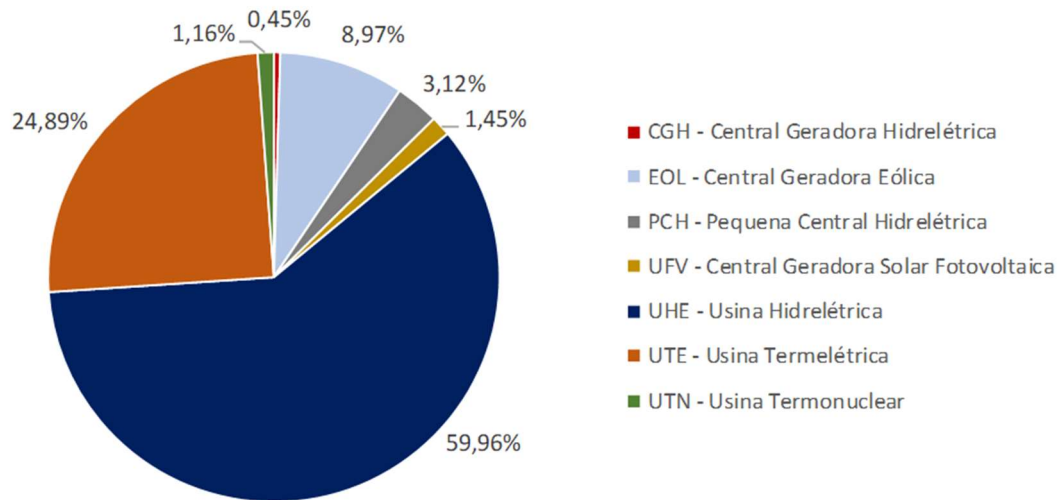
### 2.2. SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)

O SIN é composto por um sistema de geração e transmissão de energia elétrica fortemente embasado pela geração hidrotérmica de grande porte, sendo constituído por quatro submercados: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte (ONS, 2020). Dentro desse sistema, é possível realizar a complementariedade da geração entre os submercados para o atendimento do mercado consumidor com segurança e economicidade através do sistema de transmissão.

A matriz energética brasileira atualmente apresenta cerca de 170 GW de potência instalada em 8905 usinas geradoras. Dentre essas fontes, a hidráulica é a principal responsável pela geração de energia no país, constituindo aproximadamente 64% de toda a matriz, seguida pelas térmicas e eólicas, com aproximadamente 26% e 9%, respectivamente (ANEEL, 2020). Na Figura 2.1, mostra-se a participação dos tipos de usinas de geração existentes na capacidade instalada do país.

---

Figura 2.1 – Participação percentual dos tipos de centrais na capacidade de geração de energia no Brasil – situação em Janeiro de 2020



Fonte: Adaptado de ANEEL (2020)

Dentro da análise da matriz energética brasileira, é possível destacar alguns aspectos peculiares sobre a predominância de fontes hidráulicas. No sistema, há um elevado número de aproveitamentos com acentuada sazonalidade e elevado grau de incerteza, além do forte acoplamento entre as usinas geradoras localizadas em sequência ao longo das dezesseis bacias hidrográficas (ZAMBELLI, 2009).

Além UHEs, há um grande destaque para as usinas termelétricas (UTEs), que contribuem para a segurança de suprimento, e para a expansão da energia eólica especialmente nas regiões Nordeste e Sul do Brasil, cuja importância dessa geração para o atendimento do mercado tem crescido ao longo do tempo.

Dentro desse cenário, é necessária a discussão sobre a coordenação do despacho hidrotérmico realizado pelo ONS, que visa atender aos requisitos do sistema de forma confiável e econômica, isto é, buscando a otimização da geração a partir dos recursos hídricos e reduzindo àquela a partir de UTEs, geralmente acionadas em regime de complementariedade nos períodos em que o sistema necessita, apesar de seus maiores custos operativos.

Porém, para que a operação seja otimizada, é necessária a constante interação entre os agentes de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, uma vez que as informações sobre as condições operativas das UHEs, o perfil de carga do centro consumidor, configuração da rede e o planejamento da operação afetam a tomada de decisão do despacho das usinas que irão compor o balanço energético.

## 2.3. PLANEJAMENTO ELETROENERGÉTICO

O planejamento de sistemas elétricos pode ser classificado em planejamento da expansão e da operação. Ambos são elos importantes e necessários para a gestão do sistema elétrico, uma vez que visam a economicidade, confiabilidade, sustentabilidade e segurança do sistema.

O *planejamento da expansão* tem como objetivo definir novas instalações de geração e transmissão de energia elétrica para o abastecimento adequado da crescente demanda do SIN de forma econômica e confiável. Para a expansão da geração, deve-se considerar a inserção cada vez maior de fontes renováveis e a redução da capacidade de regularização das UHEs em relação ao crescimento da carga. Além disso, há novos paradigmas decorrentes da nova configuração do mercado gerador, tais como a participação do consumidor como gerador de energia, também chamado de *prosumer*, e a necessidade de oferta de novas fontes específicas para a complementação da potência. Já no planejamento da transmissão, há o objetivo de atender a carga e interligar os submercados, facilitando a competição nos setores de geração e comercialização. Contudo, deve-se atentar para os desafios relacionados à substituição da infraestrutura do sistema decorrente de seu envelhecimento, o impacto das mudanças climáticas que pode atenuar a capacidade de carregamento das linhas de transmissão, e a coordenação da expansão da geração e transmissão (EPE, 2019).

O *planejamento da operação* tem como objetivo definir uma política de operação que melhor aproveite os recursos de geração disponíveis para atender a demanda de maneira econômica e confiável. Contudo, esse é um problema bastante complexo, especialmente no caso brasileiro, uma vez que sua matriz energética é predominantemente hidrotérmica e o parque de geração hidráulico é composto por dezesseis bacias hidrográficas interligadas por diversos reservatórios com capacidade de regularização plurianual (ZAMBELLI, 2009; LIMA, J., 2010; LIMA et al., 2014).

Além desses aspectos, o sistema de transmissão de energia também acrescenta complexidade ao problema, pois é necessária e fundamental uma representação adequada para a viabilidade do despacho da geração.

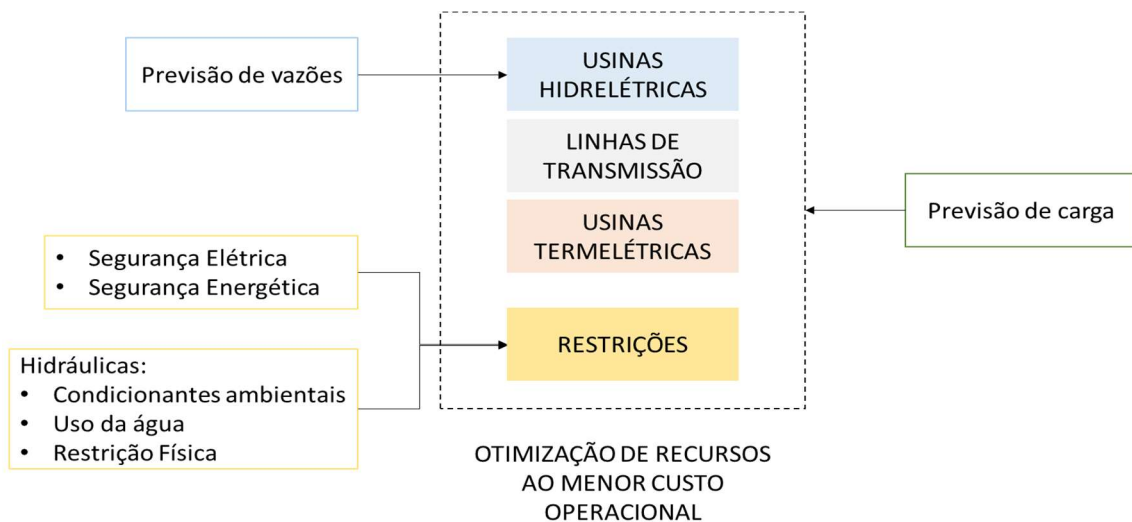
Além da complexidade, há outras duas características inerentes ao problema de planejamento energético da operação: a estocasticidade e a não linearidade de funções. A primeira é decorrente da incerteza sobre as vazões afluentes futuras, da demanda de energia a

ser atendida, do custo dos combustíveis de UTEs e do cronograma de entrada em operação de novas unidades geradoras ou usinas. Enquanto a segunda, das funções de geração das UHEs e as funções de custo de geração termelétrica (ZAMBELLI, 2009; LIMA, J., 2010; LIMA et al., 2014).

A fim de alcançar os objetivos do planejamento da operação e obter uma representação adequada do sistema elétrico, a modelagem do SEB é subdividida em subproblemas com diferentes horizontes temporais de planejamento, acoplados entre si, uma vez que decisões tomadas no presente repercutem no futuro.

Por isso, o despacho hidrotérmico é um problema de grande porte cuja solução é baseada em métodos de otimização, que tem como objetivo minimizar o custo total da operação e garantir o suprimento da carga ao longo do horizonte de planejamento, considerando as tomadas de decisões em relação às gerações hidráulicas e térmicas, intercâmbio entre submercados, previsão de carga e possíveis restrições relacionadas à segurança elétrica e/ou energética ou restrições hidráulicas (LIMA, J., 2010; CCEE, 2018), como ilustra a Figura 2.2.

Figura 2.2 – Esquema ilustrativo da otimização de recursos no despacho hidrotérmico



Fonte: Adaptado de CCEE (2018)

### 2.3.1. OTIMIZAÇÃO ENERGÉTICA

Dentro do contexto de otimização para o despacho hidrotérmico e, conseqüente, minimização do custo total, há diversas técnicas disponíveis na literatura.

No Brasil, foram utilizadas diversas estratégias de otimização ao longo do tempo para solucionar o problema de planejamento da operação energética. Porém, dado o elevado número de reservatórios existentes no SEB na década de 80, tornou-se necessário o desenvolvimento e aplicação de métodos computacionais capazes de solucionar o problema a partir de custos computacionais aceitáveis e que incorporassem a aleatoriedade da afluência aos reservatórios (ZAMBELLI, 2009).

É dentro desse cenário que o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) desenvolveu um pacote de programas computacionais capazes de solucionar o problema do despacho hidrotérmico, determinando quais as usinas devem ser despachadas através de uma lista organizada por ordem de mérito de preço, isto é, da usina mais barata para a mais cara, e tendo como subproduto o custo marginal para o atendimento da demanda do sistema. Porém, cabe ressaltar que se uma usina foi despachada por ordem de mérito, mas não conseguiu gerar energia por restrição elétrica, uma usina mais cara ou fora da ordem de mérito é despachada para o atendimento da carga.

### 2.3.2. PROGRAMAS COMPUTACIONAIS NEWAVE E DECOMP

Devido à complexidade, a coordenação da operação do sistema hidrotérmico que compõe o SEB considera o acoplamento de um conjunto de modelos com diferentes horizontes de planejamento, que apresenta objetivos e restrições distintos, bem como graus de detalhamento das características do sistema e incertezas associadas.

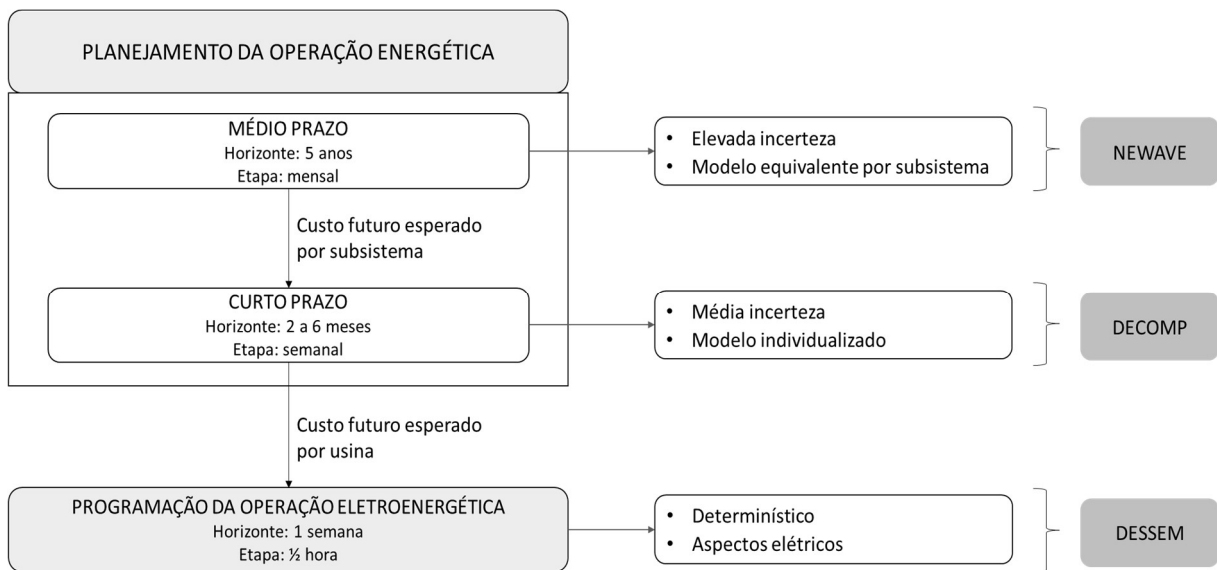
Na Figura 2.3, é possível observar o esquema da cadeia de coordenação hidrotérmica em vigor no SEB. Essa cadeia é composta por três diferentes etapas, acopladas entre si através das estimativas do custo futuro<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Custo Futuro é a função que ilustra as decisões a serem adotadas no futuro, representando o custo esperado de geração térmica e racionamento do volume de armazenamento no período futuro  $t+1$ .

---

Figura 2.3 – Esquema da cadeia de coordenação hidrotérmica do SEB

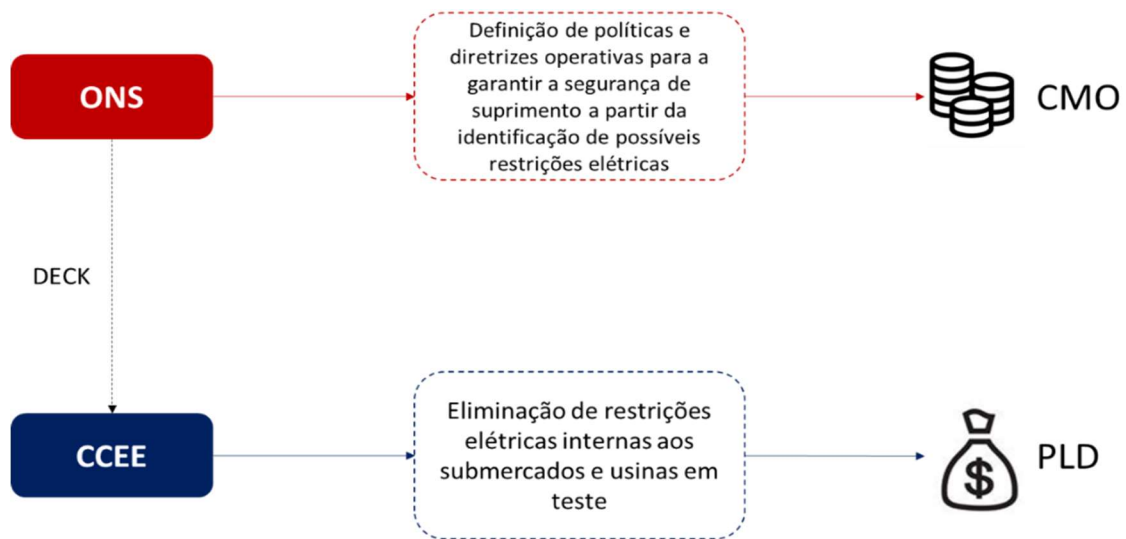


Fonte: Adaptado de Zambelli (2009) e CCEE (2018)

No caso do SEB, a metodologia vigente utilizada pelo ONS e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para o planejamento da operação e prospecção de preços de energia, respectivamente, é baseada nos programas computacionais NEWAVE e DECOMP, desenvolvidos e aprimorados continuamente pelo CEPEL (CEPEL, 2013a, 2013b). Além desses dois modelos, há também o DESSEM (CEPEL, 2019), que passou a ser adotado pelo ONS desde janeiro de 2020 como ferramenta de apoio para a programação da operação diária, sendo integrado à cadeia NEWAVE-DECOMP, e sua utilização na implantação do preço horário está programada para janeiro de 2021 pela CCEE, mas já está em uso na operação sombra desde julho de 2019 (MME, 2019).

Cabe ressaltar que modelos NEWAVE e DECOMP utilizados pelo ONS e pela CCEE apresentam finalidades distintas, como ilustra a Figura 2.4. O ONS visa definir políticas e diretrizes da operação do sistema elétrico a fim de suprir a demanda pelo menor custo energético possível para o sistema, mantendo-se a confiabilidade, e tem como subproduto o Custo Marginal da Operação (CMO). Já a CCEE, ao receber do ONS o deck com um conjunto de arquivos, faz o tratamento desses dados, tais como a eliminação de restrições elétricas internas aos submercados desde que não impactem a capacidade de intercâmbio e usinas em teste, visando a determinação do PLD por submercado, patamar de carga e semana (LIMA, J., 2010; CCEE, 2014).

Figura 2.4 – Distintas finalidades para uso de NEWAVE e DECOMP



Fonte: Próprio autor (2020)

### 2.3.2.1. NEWAVE

O NEWAVE é um modelo estocástico que utiliza a técnica de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) para determinar as diretrizes e políticas operativas que minimizem o custo da operação para o médio prazo, com horizonte de planejamento de até cinco anos e com discretização mensal (CEPEL, 2013a; CCEE, 2018).

Nesse modelo, o parque hidrelétrico é representado de forma simplificada, agregando-se os reservatórios das UHEs em reservatórios equivalentes de energia que, por sua vez, estão associados a um submercado; o parque termelétrico é representado através de classes definidas de acordo com seus custos e limites de geração; a carga é representada por blocos de energia para todo o horizonte de planejamento, contemplando os patamares de carga leve, médio e pesado; e, por fim, o sistema de transmissão é representado através dos limites de intercâmbio entre os submercados, considerando os patamares de carga (CEPEL, 2013a).

Esse modelo ainda permite a construção de 2000 séries sintéticas de ENA<sup>2</sup>, construídas a partir dos registros históricos de vazões de cada UHE e que foram ajustadas a partir de um modelo autorregressivo periódico de ordem variável, o PAR(p) (CEPEL, 2013a; CCEE, 2018).

<sup>2</sup> A ENA consiste no potencial de energia gerado a partir da vazão de um rio ou uma bacia para o reservatório de uma UHE, cujos valores são expressos em MWm ou em percentual da média histórica de longo termo (MLT). A geração de ENA depende de fatores como volume de chuva, restrição de defluência e produtividade das UHEs.



Além disso, a fim de garantir maior segurança de suprimento e minimizar os riscos de racionamento, o modelo conta com mecanismos de aversão ao risco. Dentre esses, destacam-se o *Conditioned value at Risk* (CVaR), no qual uma parcela referente ao custo dos cenários hidrológicos mais caros é adicionada à função objetivo, e a Superfície de Aversão ao Risco (SAR), que representa uma extensão das restrições de armazenamento mínimo de energia nos reservatórios equivalentes (CEPEL, 2013a).

Como resultado da execução do modelo, define-se uma política ótima para a operação do sistema, cuja Função de Custo Futuro (FCF) é acoplada modelo de curto prazo DECOMP (CEPEL, 2013a; CCEE, 2018).

#### 2.3.2.2. DECOMP

O DECOMP é um modelo estocástico, linear e multiperíodo, baseado na decomposição de Benders, para determinar as políticas operativas que minimizem o custo da operação no curto prazo, com horizonte de planejamento de até doze meses, representando o primeiro mês através da discretização semanal e os demais, mensalmente (CEPEL, 2013b; CCEE, 2018).

Diferente do NEWAVE, o DECOMP incorpora as características físicas e operacionais do problema de despacho, permitindo o melhor detalhamento das características do sistema, como a representação individual das UHEs, os patamares de carga, os limites de intercâmbio de energia entre submercados e as restrições elétricas ou de geração (CEPEL, 2013b).

Com relação à representação da estocasticidade das afluições, o modelo permite a construção de cenários de vazões mensais afluentes com suas respectivas probabilidades de ocorrência a partir do segundo mês de previsão, porém sempre considerando restrições relacionadas ao balanço hídrico, atendimento à carga e limites físicos ou operacionais no problema de despacho hidrotérmico. Além disso, a fim de garantir uma modelagem mais precisa do sistema, há a representação do tempo de viagem da vazão defluente dos aproveitamentos, isto é, do intervalo de tempo que a vazão de um aproveitamento a montante consome até alcançar outro a jusante (CEPEL, 2013b).

Assim como no NEWAVE, o DECOMP também possui mecanismos de aversão ao risco, que são incorporados nas restrições de energia armazenada mínima, através da Curva de Aversão ao Risco (CAR), e de pesos aos cenários de hidrologia mais pessimistas, através do CVaR (CEPEL, 2013b).

Como resultado da execução do modelo, tem-se uma solução ótima para o problema, determinando as parcelas de geração das usinas do sistema em cada estágio e cenário de afluência, além do custo da operação e valor esperado de custo futuro, acoplado ao modelo de curtíssimo prazo DESSEM (CEPEL, 2013b).

### 2.3.2.3. DESSEM

O DESSEM utiliza a programação linear inteira-mista, isto é, com tratamento das não linearidades através de modelos lineares em parte estáticos ou dinâmicos e processos iterativos, para solucionar o problema de despacho hidrotérmico no curtíssimo prazo, com horizonte de planejamento de até duas semanas, com discretização de meia hora (CEPEL, 2019).

A representação do sistema conta a descrição ainda mais detalhada de seus componentes, a nível de aspectos elétricos. Por exemplo, as usinas são representadas a nível de unidade geradora; a rede elétrica conta com a modelagem DC com ou sem perdas, incluindo restrições e perdas; e também é possível a modelagem das restrições por *unit commitment*<sup>3</sup> das UTEs (CEPEL, 2019). Essa forma de representação permite ao operador e também aos agentes do setor a sensibilidade do modelo diante de possíveis restrições do sistema em relação à geração de energia a partir de UHEs e UTEs, operação de reservatórios e custos operativos.

Como resultado de sua execução, tem-se a determinação da solução ótima para o despacho hidrotérmico para até duas semanas, considerando o conjunto de restrições inseridas, além das possíveis análises de sensibilidade.

### 2.3.3. O CUSTO MARGINAL DA OPERAÇÃO E O PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

Como resultado da execução da cadeia de modelos NEWAVE e DECOMP, tem-se o CMO, definido como o “custo por unidade de energia produzida para o atendimento de um acréscimo de carga no sistema” (ANEEL, 2004, p. 5).

Com base no CMO obtido por submercado, patamar de carga e semana, é possível determinar o PLD também com essas discretizações, sendo limitado por preços mínimo e

---

<sup>3</sup> Devido a restrições técnicas de UTEs, uma outra usina pode ser despachada fora da ordem de mérito para o atendimento da carga após a solicitação de despacho por ordem de mérito do ONS (CCEE, 2020).

---

máximo definidos anualmente pela ANEEL (ANEEL, 2004), cujo cálculo segue a equação apresentada em (2.1) (CCEE, 2014).

$$PLD_{s,r,w} = \text{mín} \left( \text{máx} \left( CMO_{SREA_{s,r,w}}, PLD_{\text{mín } f^{PLD}} \right), PLD_{\text{máx } f^{PLD}} \right) \quad (2.1)$$

onde:

- $PLD_{s,r,w}$ : PLD determinado por submercado “s”, patamar de carga “r” e semana “w”;
- $CMO_{SREA_{s,r,w}}$ : CMO sem restrição *ex-ante* determinado por submercado “s”, patamar de carga “r” e semana “w”;
- $PLD_{\text{mín } f^{PLD}}$ : Valor mínimo que o PLD pode assumir para um determinado ano “f<sup>PLD</sup>”, compreendido entre a primeira e última semana operativa de preços;
- $PLD_{\text{máx } f^{PLD}}$ : Valor máximo que o PLD pode assumir para um determinado ano “f<sup>PLD</sup>”, compreendido entre a primeira e última semana operativa de preços.

Conforme apresentado na seção 2.3.2, o cálculo do PLD é de responsabilidade da CCEE, também responsável pela contabilização e liquidação financeira dos montantes de energia comercializados no SIN (ANEEL, 2004), definidos pela Resolução Normativa ANEEL nº 622, de 19 de agosto de 2014 (ANEEL, 2014), como:

[...] VIII – contabilização: processo de apuração da comercialização de energia elétrica entre os agentes da CCEE, do qual, em intervalos temporais definidos, resulta a situação de cada agente como credor ou devedor no Mercado de Curto Prazo;

[...] VII – liquidação financeira: processo de pagamento de débitos e recebimento de créditos apurados no âmbito da contabilização promovida pela CCEE;

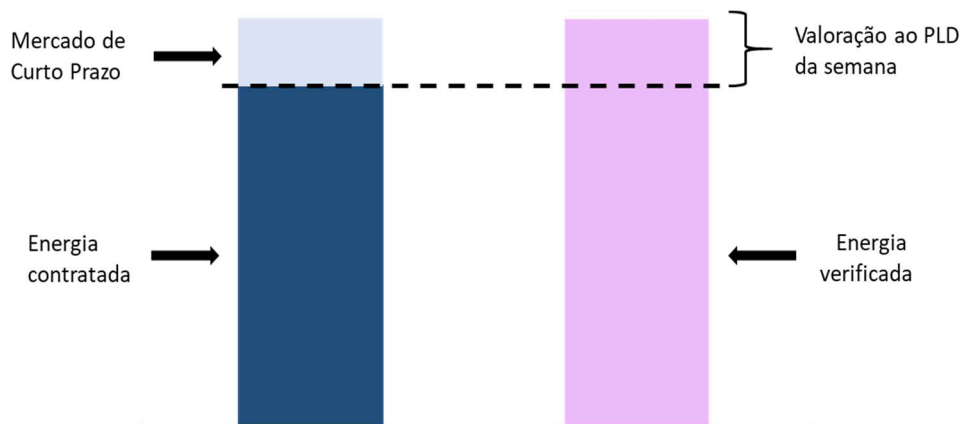
[...] XVI – processo de contabilização e liquidação financeira: conjunto de operações envolvendo a medição, o registro de todos os contratos de compra e venda de energia elétrica, os montantes objeto da contabilização, a liquidação financeira, incluindo o gerenciamento das transferências financeiras entre os agentes da CCEE e o universo de programas e métodos utilizados. (ANEEL, 2014, p. 2)

Com base nas informações dos montantes contratados e medidos, é realizada a contabilização, na qual é calculado o montante de energia a ser negociado no Mercado de Curto Prazo (MCP) ou *spot*, definido pela ANEEL (2014):

[...] XV – Mercado de Curto Prazo - MCP: denominação do processo em que se procede à contabilização e liquidação financeira das diferenças apuradas entre os montantes de energia elétrica seguintes: a) contratados, registrados e validados pelos agentes da CCEE, cujo registro tenha sido efetivado pela Câmara; e b) de geração ou de consumo efetivamente verificados e atribuídos aos respectivos agentes da CCEE. (ANEEL, 2014, p. 2)

Nesse mercado, as diferenças devem ser liquidadas ao PLD determinado para a semana, como ilustra a Figura 2.5. Cabe ressaltar que as operações de contabilização e liquidação são feitas de forma multilateral, isto é, um agente em posição credora recebe seu crédito de todos os devedores do mercado e não apenas de um agente devedor, bem como um agente devedor efetua o pagamento a todos os credores e não especificamente a um agente credor (CCEE, 2020).

Figura 2.5 – Energia comercializada no Mercado de Curto Prazo



Fonte: Próprio Autor (2020)

Por esse motivo, a determinação do PLD é uma das principais preocupações dos agentes do setor elétrico, uma vez que apresenta elevada volatilidade, sofrendo influências de diferentes parâmetros, tais como: níveis de armazenamento dos reservatórios; previsão de afluências; previsão de carga; limites de transmissão entre submercados; custo da geração térmica, variável em função do custo do combustível; entre outros.

---

# CAPÍTULO 3

## MODELOS CLIMÁTICO E HIDROLÓGICO

### 3.1. INTRODUÇÃO

Conforme foi apresentado no Capítulo 2, a matriz energética brasileira é predominantemente de origem hidráulica. Devido a essa característica, as vazões afluentes dos reservatórios das usinas hidrelétricas representam uma variável extremamente sensível às variações de precipitação ocorridas ao longo dos anos e também ao longo das estações. Por isso, a previsão dessas afluências e de seus comportamentos tem sido o ponto crítico para a operação do SIN, uma vez que a falta de precipitação não apenas força a utilização de fontes energéticas mais caras, como as UTEs, mas também pode acarretar em déficit de energia, como o ocorrido em 2001.

O objetivo deste capítulo é apresentar de forma geral os modelos climáticos e hidrológicos, de modo que as seções são divididas da seguinte forma. Na seção 3.2, são apresentados os conceitos de modelos climáticos e descrição dos tipos de previsões meteorológicas existentes. Na seção 3.3, de forma semelhante à seção anterior, são apresentados os conceitos de modelos hidrológicos e descrição dos tipos de previsão de vazão.

### 3.2. MODELOS CLIMÁTICOS

Os modelos climáticos simulam condições e comportamentos atmosféricos, bem como as interações entre a atmosfera e as superfícies da Terra e dos oceanos. Esses processos físicos e químicos da atmosfera e a interação entre os componentes do sistema climático são modelados através de diferentes equações matemáticas. As principais equações básicas que descrevem o comportamento da atmosfera se encontram no Quadro 3.1. Cabe ressaltar que o vento possui

---

três componentes, isto é, x (sentido leste-oeste), y (sentido norte-sul) e z (sentido vertical), ou seja,  $\vec{V} = (x, y, z)$  (YNOUE et al., 2017).

Quadro 3.1 – Principais equações que descrevem os processos que ocorrem na atmosfera

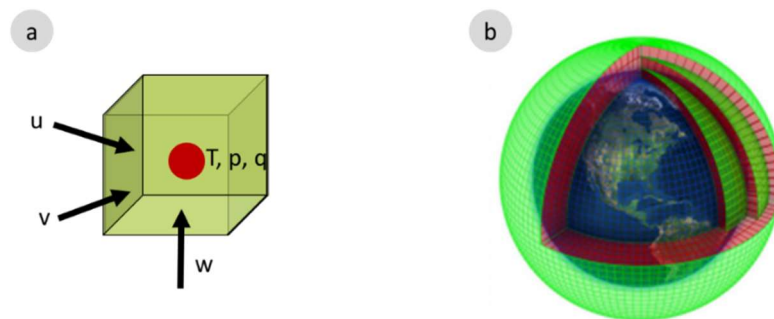
Equação	Descrição
$\frac{\partial \vec{V}}{\partial t} = -\alpha \nabla p - \nabla \phi_e + \vec{F} - 2\Omega \times \vec{V} - \Omega \times (\Omega \times \mathbf{r})$	<p><i>Conservação de movimento</i></p> <p>Descrição da direção do vento ao longo do tempo através das forças atuantes sobre a parcela de ar. A equação indica que há duas forças aparentes por unidade de massa: Coriolis (<math>-2\Omega \times \vec{V}</math>) e força centrífuga (<math>-\Omega \times (\Omega \times \mathbf{r})</math>). Além dessas, há ainda as a Força Gradiente de Pressão (<math>-\alpha \nabla p</math>), aceleração gravitacional (<math>-\nabla \phi_e</math>) e força de atrito (<math>\vec{F}</math>).</p>
$Q = C_p \frac{dT}{dt} - \alpha \frac{dp}{dt}$	<p><i>Conservação da energia</i></p> <p>Descrição dos efeitos das mudanças na temperatura do ar sobre a adição/subtração de calor ou expansão/compressão do ar. Isto é, a equação indica que uma parcela de calor adicionado é utilizada para a realização de trabalho (<math>\alpha \frac{dp}{dt}</math>), e a outra, para a mudança de temperatura (<math>C_p \frac{dT}{dt}</math>).</p>
$\frac{\partial \rho}{\partial t} = -\nabla \cdot (\rho \vec{V})$	<p><i>Conservação de massa</i></p> <p>Descrição da variação da densidade do volume de ar de acordo com a adição ou subtração de massa de ar dentro desse volume. Dessa forma, é possível afirmar que a densidade pode sofrer variações em função da velocidade do vento, mas a massa sempre permanece constante.</p>
$\frac{\partial \rho q}{\partial t} = -\nabla \cdot (\rho \vec{V} q) + \rho(E - C)$	<p><i>Conservação de água</i></p> <p>Descrição do transporte de água dentro do ciclo hidrológico. A equação indica a conservação da quantidade total de vapor d'água ao longo do movimento do ar, exceto sob condições de evaporação e condensação.</p>
$p\alpha = RT$	<p><i>Equação de estado</i></p> <p>Descrição da relação de interdependência entre as variáveis pressão, volume, temperatura e quantidade de um gás ideal. A equação indica que dadas duas variáveis termodinâmicas, as demais são determinadas.</p>

Fonte: Adaptado de Kalnay (2003)

Dado que o sistema de referência global é em latitudes e longitudes, a intersecção delas formam pontos de grade, nos quais as equações descritas no Quadro 3.1 são resolvidas. Um conceito muito importante associado à característica de modelos climáticos consiste na resolução horizontal e vertical. A resolução horizontal é definida como a distância entre dois pontos de grade vizinhos, enquanto a resolução vertical é determinada pelo número de camadas

da atmosfera utilizadas na vertical, lembrando que essas camadas acompanham a curvatura do terreno (YNOUE et al., 2017), como ilustra a Figura 3.1. Na Figura 3.1a é mostrado um volume para representar parte da atmosfera e o ponto de grade do modelo, enquanto na Figura 3.1b é mostrado o conjunto desses volumes, que cobrem toda a extensão horizontal e vertical da atmosfera, de modo que em cada volume são calculadas as variáveis atmosféricas, como temperatura, umidade, pressão, entre outros.

Figura 3.1 – (a) Volume representando parte da atmosfera; (b) Conjunto de volumes representando toda a extensão horizontal e vertical da atmosfera



Fonte: YNOUE et al. (2017).

### 3.2.1. CLASSIFICAÇÃO DOS MODELOS CLIMÁTICOS

Os modelos utilizados para a previsão de tempo e clima podem ser classificados em globais ou regionais. Os Modelos Climáticos Globais (MCGs) simulam o comportamento da atmosfera em grande escala a partir do conhecimento de suas condições iniciais (temperatura, umidade, pressão, componentes zonal e meridional do vento e altura geopotencial) e normalmente apresentam resolução horizontal na ordem de 200 km e 30 camadas verticais (LIMA et al., 2014; YNOUE et al., 2017).

A partir da técnica de *downscaling*, é possível aninhar os resultados dos MCGs em modelos de maior resolução, chamados Modelos Climáticos Regionais (MCRs) (BARRY e CHORLEY, 2010; AMBRIZZI et al., 2018). Os MCRs representam apenas uma área limitada, permitindo a obtenção de informações mais detalhadas da atmosfera, uma vez que possui resolução horizontal aproximada de 50 km. Para isso, são necessárias as condições iniciais e de

---

contorno (topografia e condições oceânicas) provenientes das saídas dos MCGs (BARRY e CHORLEY, 2010; YNOUE et al., 2017).

### 3.2.2. PREVISÃO DE TEMPO E CLIMA

De acordo com Reboita et al. (2012), o termo *tempo* se refere às condições momentâneas da atmosfera, enquanto *clima* se refere ao estado médio, obtido através da média das condições atmosféricas durante um período de 30 anos. De acordo com Barry e Chorley (2010), as previsões de tempo e clima são divididas em diferentes horizontes temporais: curto (aproximadamente três dias), médio (aproximadamente 14 dias) e longo (mensal ou sazonal) prazos.

A *previsão de tempo*, como explica Kalnay (2003), é considerada um problema de condições iniciais e, devido à natureza caótica da atmosfera, apresenta um limite de poucos dias consecutivos para simulação (YNOUE et al., 2017), isto é, abrangendo as perspectivas de curto e médio prazos citadas em Barry e Chorley (2010).

A *previsão de clima* é mais complexa, como afirmam Barry e Chorley (2010) e Ynoue et al. (2017), uma vez que considera a natureza caótica do sistema oceano-atmosfera em sua simulação. O objetivo dessa previsão é determinar a evolução da atmosfera para um dado período no futuro (meses ou estação do ano), considerando as incertezas das condições iniciais e de contorno. Para isso, são utilizadas combinações de abordagens dinâmicas e estatísticas para avaliar a probabilidade de ocorrência das condições climáticas ou de fenômenos atmosféricos. A partir do resultado da previsão, realiza-se a comparação entre a simulação e os valores climatológicos para conhecer as características futuras do período.

Ambas as previsões têm aplicações em diversas áreas, tais como agricultura, abastecimento e transportes. Além disso, podem também ser utilizadas como dados de entrada de modelos hidrológicos para a previsão de vazões, extremamente úteis em sistemas de alerta e geração de energia. Como o foco deste trabalho é a operação do sistema elétrico, alguns exemplos serão dados na sub-seção 3.3.2, permitindo uma visualização da integração de modelos climáticos com hidrológicos.

---



### 3.2.2.1. ETAPAS DE PREVISÃO DE TEMPO E CLIMA

Para a previsão de tempo e clima, é necessário inicialmente realizar a observação dos dados atmosféricos, que são obtidos a partir da complementariedade entre o sensoriamento remoto e a medição local ou *in situ*. Isso acontece porque as medições *in situ* contêm informações e fornecem estruturas espaciais detalhadas, além de servirem como ponto de ancoragem, permitindo calibrações e validações das observações bem como apresentando um longo histórico de dados, enquanto o sensoriamento remoto permite a detecção de informações contínuas sobre áreas extensas e a captação de sistemas muitas vezes não identificados pela rede de estações meteorológicas (WMO, 2015).

Para fins de padronização dos dados atmosféricos para a construção de mapas sinóticos, a Organização Meteorológica Mundial (em inglês, *World Meteorological Organization - WMO*) estabeleceu horários sinóticos padrões baseados no meridiano de Greenwich (00, 06, 12 e 18 UTC) (YNOUE et al., 2017).

De posse dos dados atmosféricos, é possível realizar as previsões de tempo e de clima, que possuem três etapas básicas: análise, previsão e pós-processamento. Na *análise*, as observações meteorológicas da atmosfera são fornecidas aos programas computacionais, que uniformizam e criam um conjunto de dados consistente a ser fornecido aos modelos de previsão. Na etapa de *previsão*, os modelos computacionais resolvem as equações numéricas primitivas descritas no Quadro 3.1 utilizando as informações sobre as condições iniciais da atmosfera. Nessa etapa também é realizada a integração temporal das equações para a obtenção das previsões para o horizonte desejado. Por fim, no *pós-processamento*, os meteorologistas constroem mapas com as variáveis atmosféricas e elaboram a previsão de tempo ou de clima (YNOUE et al., 2017).

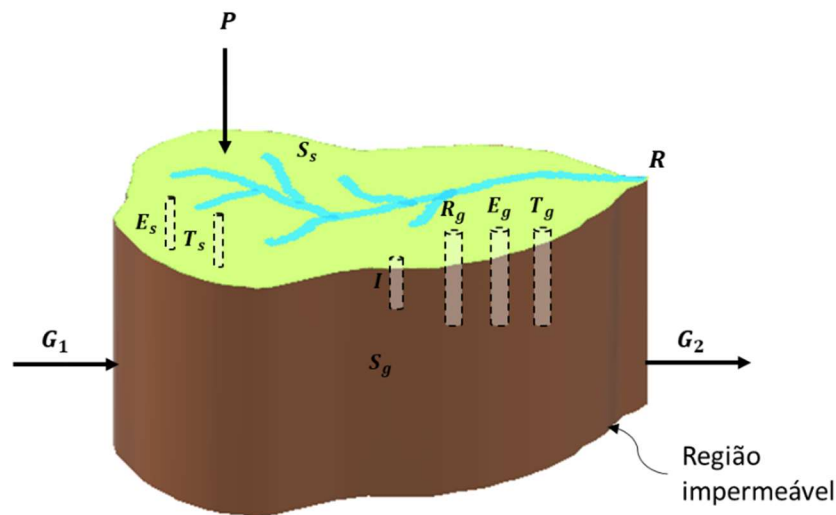
## 3.3. MODELO HIDROLÓGICO

Os modelos hidrológicos simulam os processos que ocorrem no ciclo hidrológico, cuja água está permanentemente em movimento através das interações entre hidrosfera, litosfera e atmosfera através de equações matemáticas (VILLELA e MATTOS, 1975; COLLISCHONN e TUCCI, 2001; BRAVO et al., 2009).

---

Esse ciclo hidrológico representado nos modelos hidrológicos é normalmente estudado em bacias hidrográficas, que podem ser consideradas como um sistema físico, cuja entrada é o volume de água precipitado e a saída, o volume de água escoado pelo exutório (TUCCI, 2001). Contudo, cabe ressaltar que esse processo deve considerar perdas intermediárias durante o processo, tais como evaporação, transpiração e infiltração de volumes de água (VILLELA e MATTOS, 1975; TUCCI, 2001). Dessa forma, o balanço hídrico que ocorre em uma bacia hidrográfica é apresentado na Figura 3.2 e é representado pela equação (3.1).

Figura 3.2 – Esquema ilustrativo do balanço hídrico em uma bacia hidrográfica



Fonte: Adaptado de Villela e Mattos (1975)

$$P - R - (E_s + E_g) - (T_s + T_g) - (G_2 - G_1) = (S_s + S_g) \quad (3.1)$$

onde:

P = Precipitação;

E = Evaporação;

T = Transpiração;

R = Escoamento superficial;

G = Escoamento subterrâneo;

I = Infiltração;

S = Armazenamento.

E os subscritos s e g indicam a origem do vetor acima e abaixo da superfície do solo, respectivamente.

Cabe ressaltar que o comportamento hidrológico de uma bacia hidrográfica depende de suas características como topografia (ex.: área de drenagem, declividade), características do solo (ex.: capacidade de armazenamento de água, porosidade) e cobertura do solo (ex.: plantações, florestas, parques, zonas industriais ou residenciais ou comerciais) (VILLELA e MATTOS, 1975; BARTH et al., 1987; COLLISCHONN e TUCCI, 2001).

### 3.3.1. CLASSIFICAÇÃO DOS MODELOS HIDROLÓGICOS

De acordo com Barth et al. (1987) e Tucci (1998), os modelos hidrológicos podem ser classificados sob diferentes critérios: escala temporal dos dados (contínuos ou discretos), tipos de variáveis utilizadas (determinísticos ou estocásticos), tipo de relação entre essas variáveis (conceituais ou empíricos) e existência ou ausência de relações espaciais (concentrados ou distribuídos).

- i) *Contínuo e Discreto*: quando os parâmetros e variáveis que compõem o modelo são representados de forma contínua no tempo, o modelo é dito contínuo; quando esses dados são representados apenas em intervalos de tempo, o modelo é dito discreto.
- ii) *Estocástico e Determinístico*: quando se considera a probabilidade de ocorrência das variáveis aleatórias na formulação, o modelo é dito estocástico; quando se ignora a natureza probabilística das variáveis, o modelo é dito determinístico.
- iii) *Conceitual e Empírico*: quando os processos do ciclo hidrológico são representados a partir de equações derivadas de leis que regem os processos físicos, o modelo é dito conceitual; quando os resultados são obtidos a partir de equações que não estão relacionadas com os fenômenos físicos e que são baseadas em análises estatísticas, o modelo é dito empírico.
- iv) *Concentrado e Distribuído*: quando esses componentes do modelo variam apenas em função do tempo, o modelo é dito concentrado; quando há a variabilidade também em função do espaço, o modelo é dito distribuído.

Independente do tipo de modelo hidrológico escolhido e utilizado, seu processo de simulação é semelhante, sendo composto por três etapas: ajuste ou calibração, verificação e

---

---

aplicação. No processo de ajuste e calibração dos parâmetros, esses são identificados e avaliados, porém cabe ressaltar que esse processo deve ser cuidadoso, a fim de evitar informações tendenciosas. Com o modelo já calibrado, realiza-se a verificação do modelo, isto é, utiliza-se um conjunto de dados diferentes daqueles usados no ajuste para avaliar o desempenho do modelo. Por fim, na fase de aplicação, o modelo é utilizado para representar as diferentes situações onde se desconhece a saída do sistema, isto é, a vazão (BARTH et al., 1987).

### 3.3.1.1. MODELO CHUVA-VAZÃO

Os modelos de chuva-vazão são uma extensão da definição dos modelos hidrológicos, isto é, são uma ferramenta que representa a parte do ciclo hidrológico entre a precipitação e a vazão. Esses modelos devem representar a distribuição espacial da precipitação, o fluxo hídrico através do solo nos processos de infiltração, percolação e escoamentos, bem como as perdas por evaporação, interceptação, e depressão do solo (BARTH et al., 1987; TUCCI, 1998).

De acordo com esses autores, os modelos chuva-vazão são aplicados para diversas finalidades, tais como: estudo do comportamento dos fenômenos hidrológicos; análise de consistência e preenchimento de falhas; previsão de vazão em tempo real para controle de inundações, operação de reservatórios, entre outros; dimensionamento e previsão de cenários de planejamento; e avaliação do uso do solo.

Porém, apesar das diferentes aplicações, a escolha desse tipo de modelo deve considerar os objetivos para os quais será utilizado, suas limitações na representação dos processos hidrológicos, as características físicas e climáticas da área de estudo e a disponibilidade dos dados a serem utilizados (TUCCI, 1998).

Em termos gerais, esses modelos são contínuos, estocásticos e distribuídos, podendo ser conceituais ou empíricos, porém nem sempre os modelos tratam as características do sistema como elas realmente são (BARTH et al., 1987). Tucci (1998) complementa afirmando que, independentemente da classificação ou do tipo de modelo chuva-vazão, a estrutura é similar e baseada em cinco elementos: discretização da bacia hidrográfica, variação temporal dos dados de entrada, estrutura de integração do modelo, aquisição de dados físicos da bacia e determinação dos parâmetros da bacia.

---

- 
- i) *Discretização da bacia hidrográfica*: está relacionada à estrutura de representação espacial dos parâmetros da bacia, que pode ser concentrada ou distribuída por sub-bacias ou por módulos. A estrutura concentrada é normalmente utilizada para pequenas bacias, sendo essas representadas por uma precipitação média e com variáveis que descrevem os processos hidrológicos concentrados no espaço. A estrutura distribuída por sub-bacias permite a divisão da bacia em áreas menores, de acordo com a drenagem principal; enquanto a distribuída por módulos representa a discretização da bacia através de formas geométricas que permitem melhor detalhamento dos processos hidrológicos.
  - ii) *Variação temporal dos dados de entrada*: está relacionada à forma como os dados de precipitação, evapotranspiração, infiltração e escoamentos superficial, subsuperficial e subterrâneo são utilizados em função do tempo, isto é, em intervalos de horas, dias, semanas, meses ou anos.
  - iii) *Estrutura de integração do modelo*: está relacionada à forma como os processos do ciclo hidrológico são representados e calculados. Normalmente, essa estrutura de integração é dividida em dois módulos: o da bacia, no qual é simulado o balanço vertical de fluxo e escoamento superficial na sub-bacia ou no módulo; e de canal, no qual é simulada a propagação do escoamento de montante para jusante. Cabe ressaltar que em pequenas bacias, não há a necessidade do módulo canal, apenas o de bacia.
  - iv) *Aquisição de dados físicos da bacia*: está relacionada à origem dos dados de entrada para o modelo chuva-vazão, que normalmente são obtidos através de pluviômetros, estações meteorológicas, sensoriamento remoto e sistemas de informação geográfica. A obtenção das informações relacionadas às características climatológicas e físicas das bacias são essenciais para a simulação do modelo hidrológico.
  - v) *Determinação dos parâmetros*: esses parâmetros do modelo podem ser baseados nas características físicas das bacias ou em dados observados das variáveis de entrada e saída. De forma geral, a determinação desses parâmetros pode ser baseada na seleção e/ou calibração dos dados de entrada. A seleção de dados ocorre quando há um grande número de parâmetros, na qual são escolhidos aqueles mais representativos na análise do modelo; já na calibração, os parâmetros podem ser estimados através de diferentes técnicas de ajuste, tais como método de tentativa e erro, amostragem ou otimização.
-

### 3.3.2. PREVISÃO DE VAZÃO

De acordo com Tucci (1998) e Tucci et al. (2002), define-se previsão de vazão como a estimativa dos valores de escoamentos em um determinado local para diferentes horizontes temporais: curto, médio e longo prazos.

A *previsão de curto prazo* ou em tempo real é utilizada para estimar a vazão de bacias hidrográficas com antecedência de horas a poucos dias através de modelos determinísticos, considerando os fenômenos climático-hidrológicos (TUCCI et al., 2002; COLLISCHONN e TUCCI, 2005; COLLISCHONN et al., 2005). De acordo com Tucci (1998), a previsão de curto prazo pode ser feita a partir da propagação em canal ou da transformação chuva-vazão, de modo que a escolha da técnica de previsão a ser adotada em um estudo depende diretamente das características da bacia hidrográfica e do rio (TUCCI et al., 2002; COLLISCHONN et al., 2005).

As *previsões de médio e longo prazos* são utilizadas para estimar as afluições com antecedência de meses e estão fortemente relacionadas às condições climáticas e oceânicas. Para isso, normalmente são utilizadas estatísticas de valores históricos, que permitem prever a probabilidade de ocorrência de diferentes eventos, tais como inundações ou períodos secos e úmidos (TUCCI et al., 2002; COLLISCHONN et al., 2005).

Ambas as previsões são utilizadas em diferentes aplicações, tais como sistemas de alerta para inundações e geração de energia. Especificamente no contexto de planejamento e programação da operação do sistema, há diversos estudos na literatura que utilizam a previsão de precipitação como dado de entrada para um modelo hidrológico a fim de se obter previsões de vazão aos reservatórios das UHEs, tais como Collischonn et al. (2007), Cossich et al. (2015), Bou et al. (2015), Fan et al. (2016), ONS (2018a,b), MC&E Consultoria e Engenharia et al. (2019) e Paiva et al. (2020). Por exemplo, o ONS (2018a,b) citam que, ao longo dos anos, diversos esforços têm sido empregados para melhorar a modelagem hidrológica dos reservatórios, como: inserção de dados de precipitação oriundos de modelos climáticos de tempo (ETA40 e GEFS) integrados a diferentes modelos de chuva-vazão (MGB-IPH, Fuzzy, Redes Neurais e SMAP, sendo este último o modelo atualmente em vigor no setor).

---

# CAPÍTULO 4

## METODOLOGIA

### 4.1 INTRODUÇÃO

A partir dos conceitos apresentados nos capítulos anteriores, é possível montar uma cadeia de simulação composta por diversos modelos interconectados para a avaliação e cálculo de afluências e preço da energia. Assim, o objetivo deste capítulo, especificamente através seção 4.2, é apresentar a metodologia desenvolvida para as previsões de afluências e preço de energia, que conta com a previsão de precipitação a partir do CFSv2, a previsão de vazões a partir do MGB-IPH e a previsão de ENA e PLD.

### 4.2 CADEIA DE SIMULAÇÃO

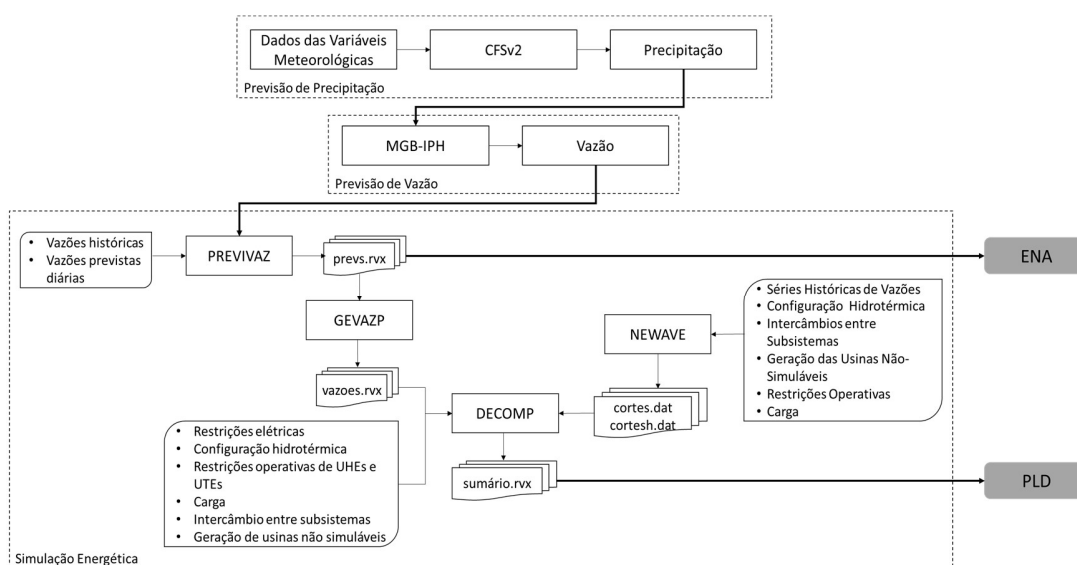
Devido às características e peculiaridades do SEB, com a predominância de usinas hidrelétricas, o preço da energia elétrica é definido através de programas computacionais, onde uma das variáveis de maior impacto em sua formação é a vazão, diretamente impactada pela precipitação. Por isso, a cadeia de simulação desenvolvida para a previsão do preço de energia é composta por três grandes etapas: previsão de precipitação; previsão de vazão; e simulação energética, dando origem à cadeia MGB-CFSv2, como ilustra a Figura 4.1, que serão descritas nas subseções a seguir.

Como é possível observar na Figura 4.1, as etapas são interconectadas, de modo que os resultados de precipitação do CFSv2 servem de insumo para o modelo hidrológico MGB-IPH, que converte a precipitação em vazão. E, a partir das vazões obtidas, é possível calcular a ENA e o PLD através dos programas atualmente em uso pelo setor para o horizonte três meses à frente. Na

---

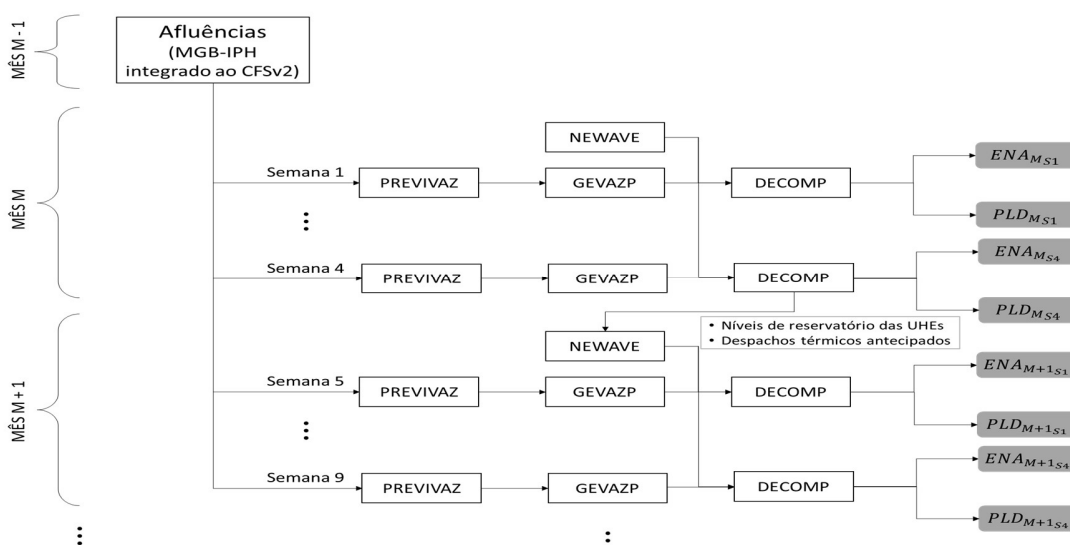
Figura 4.1, o processo de encadeamento ilustrado visa detalhar o conteúdo que serve como dado de entrada para os modelos computacionais, executados semanalmente. Porém, esse processo também é aplicado para o horizonte adotado, como ilustra a Figura 4.2.

Figura 4.1 – Diagrama da cadeia desenvolvida para obtenção do preço de energia



Fonte: Próprio autor (2020)

Figura 4.2 – Encadeamento da simulação energética



Fonte: Próprio autor (2020)



---

## 4.2.1 PREVISÃO DE PRECIPITAÇÃO

Nesta subseção são apresentadas as descrições do modelo climático CFSv2 e da metodologia adotada, explicando-se também o processo de validação das previsões de precipitação.

### 4.2.1.1. CFSv2

O modelo climático usado neste trabalho foi o CFSv2, desenvolvido pelo *National Centers for Environmental Prediction* (NCEP), do *National Oceanic and Atmospheric Administration* (NOAA). O CFSv2 foi implementado a partir do modelo CFSv1 e entrou em operação em março de 2011 (SAHA et al., 2014).

O CFSv2 é um modelo acoplado que representa a interação entre a atmosfera, o oceano, a criosfera e as superfícies terrestres. Por causa dessa característica, são necessários diferentes tipos de dados. Além disso, por se tratar de uma versão aprimorada do CFSv1, foram aplicadas melhorias na assimilação de dados e houve a inserção da configuração de concentração de CO<sub>2</sub>, permitindo melhores resultados de previsão quando comparados à sua versão inicial (SAHA et al., 2014). Além disso, durante o desenvolvimento e implementação operacional do CFSv2 no período entre 2003 e 2009, foi criado o *NCEP Climate Forecast System Reanalysis* (CFSR), com o objetivo de fornecer as condições iniciais para as previsões retroativas do CFSv2 (SAHA et al., 2010, 2014).

A componente atmosférica do CFSv2 é representada pelo modelo *Global Forecast System* (GFS), com resolução T126 (equivalente a aproximadamente 100 km ou ~0,937°) e 64 níveis verticais. A componente oceânica do CFSv2 é representada pelo modelo *Geophysical Fluid Dynamics Laboratory Modular Ocean Model version 4* (GFDL MOM4), com resolução horizontal de 0,25° na região equatorial (10°S-10°N) e 0,5° nas demais regiões do planeta. Além disso, o MOM4 está acoplado ao modelo global interativo de três camadas de gelo marinho, do GFDL *Sea Ice Simulator*. Por fim, a superfície terrestre é representada pelo modelo NOAH de quatro camadas. As descrições mais detalhadas sobre o modelo se encontram em Saha et al. (2010, 2014).

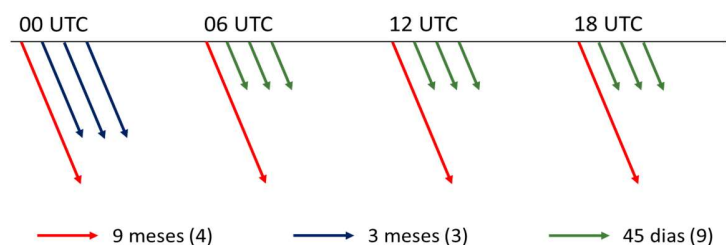
As previsões do CFSv2 são executadas diariamente, sendo inicializadas quatro vezes ao dia (00, 06, 12 e 18 UTC) e estão disponíveis no sítio eletrônico

---

(<<https://nomads.ncep.noaa.gov/pub/data/nccf/com/cfs/prod/>>), porém cabe ressaltar que a disponibilização desses dados possui rotatividade de sete dias. Em cada inicialização, são realizadas quatro simulações, que dão origem a um *ensemble* e que possuem diferentes horizontes temporais, como ilustra a Figura 4.3.

Na Figura 4.3, é possível observar que a primeira inicialização de cada horário sinótico apresenta extensão de nove meses. Na rodada das 00 UTC, as próximas três simulações apresentam previsões com extensão de três meses, enquanto nas rodadas das 06, 12 e 18 UTC, de 45 dias. Dessa forma, em um dia, há 16 previsões, das quais quatro apresentam horizonte de nove meses, três com horizonte de três meses, e nove com horizonte de 45 dias. Nessas rodadas, as saídas do CFSv2 incluem os campos de fluxos radiativos e de superfície, dados de níveis de pressão, dados em níveis isentrópicos, dados oceânicos e dados de precipitação.

Figura 4.3 – Configuração operacional das previsões do CFSv2



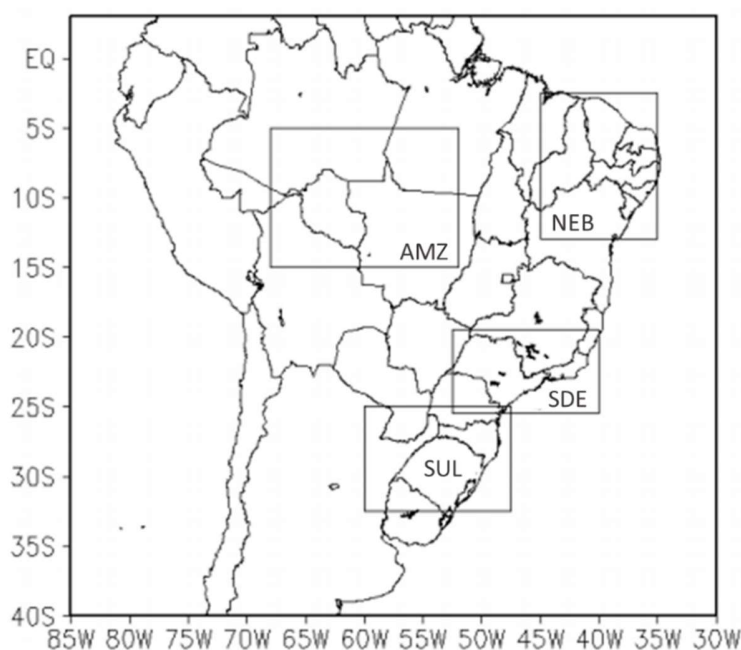
Fonte: Adaptado de Saha et al. (2014)

#### 4.2.1.2. MÉTODO

Para a previsão de precipitação a partir do modelo climático CFSv2, foi utilizada a mesma metodologia apresentada em Dias et al. (2017) e Reboita et al. (2018), isto é, construiu-se um *ensemble* a partir das previsões executadas às 00 UTC nos dias 01, 05, 10, 15, 20 e 25 de cada mês para o horizonte de três meses. Essas simulações climáticas foram realizadas para a região da América do Sul e oceanos adjacentes, ilustrada na Figura 4.4, as quais foram inicializadas com antecedência de um mês do trimestre mais próximo a ser previsto. Essa inicialização prévia permite

que o CFSv2 se estabilize ou encontre uma condição de equilíbrio para as condições atmosféricas e de solo (*spin-up time*).

Figura 4.4 – Domínio das simulações com o CFSv2 e regiões de estudo: Sudeste (SDE), Sul (SUL), Nordeste (NEB) e Amazônia (AMZ)



Fonte: Adaptado de Dias et al. (2017)

O cálculo da média do *ensemble* CFSv2 utilizado neste trabalho é exemplificado no Quadro 4.1, para o mês referente a março de 2019 das previsões.

Para a validação das previsões de precipitação do CFSv2, foi realizada a comparação com os dados de análise do *Climate Prediction Center* (CPC), também pertencente à NOAA. O conjunto de dados do CPC/NOAA é composto pela combinação de diversos produtos de precipitação, fornecidos por estações meteorológicas nacionais e internacionais, radares e satélites, e sistema global de telecomunicações da WMO (CHEN et al., 2008). Os dados diários de precipitação possuem resolução de 0,5° e estão disponíveis no sítio eletrônico (<[https://ftp.cpc.ncep.noaa.gov/precip/CPC\\_UNI\\_PRCP/GAUGE\\_GLB/RT/](https://ftp.cpc.ncep.noaa.gov/precip/CPC_UNI_PRCP/GAUGE_GLB/RT/)>).

Quadro 4.1 – Esquema da técnica ensemble CFSv2 utilizada neste trabalho

Modelo Climático	Início da simulação	Dias de inicialização	Média trimestral	Cálculo do <i>ensemble</i>
CFSv2	Março/2019	1	$\text{med1} = (\text{abr} + \text{mai} + \text{jun})/3$	$\text{EnsembleAMJ} = (\text{med1} + \text{med5} + \text{med10} + \text{med15} + \text{med20} + \text{med25})/6$
		5	$\text{med5} = (\text{abr} + \text{mai} + \text{jun})/3$	
		10	$\text{med10} = (\text{abr} + \text{mai} + \text{jun})/3$	
		15	$\text{med15} = (\text{abr} + \text{mai} + \text{jun})/3$	
		20	$\text{med20} = (\text{abr} + \text{mai} + \text{jun})/3$	
		25	$\text{med25} = (\text{abr} + \text{mai} + \text{jun})/3$	

Fonte: Adaptado de Dias et al. (2017)

Com base nessa metodologia, foram calculadas as médias de precipitação previstas pelo CFSv2 e observadas pelo CPC para os trimestres abril, maio e junho (AMJ) de 2019 até junho, julho e agosto (JJA) de 2020 para a região apresentada na Figura 4.5. O Quadro 4.2 apresenta uma síntese das informações referentes ao modelo climático CFSv2 e à análise do CPC a serem utilizadas neste trabalho.

Quadro 4.2 – Detalhamento da metodologia de simulação do CFSv2 e CPC

Modelo Climático ou Produto	Resolução espacial	Metodologia de simulação	Trimestre simulado
CFSv2	~0,937°	Construção de <i>ensemble</i> com as previsões de precipitação de 6 membros (01, 05, 10, 15, 20 e 25)	Abr/Mai/Jun 2019 até Jun/Jul/Ago 2020
CPC	0,5°	Média trimensal de precipitação	Abr/Mai/Jun 2019 até Jun/Jul/Ago 2020

Fonte: Próprio autor (2020)

Como o CFSv2 e o CPC possuem resoluções distintas e, por essa razão, os dados de análise do CPC foram interpolados para a resolução espacial do CFSv2 através do software GrADS, possibilitando o cálculo do *viés* da previsão (WILKS, 2011), apresentado na equação (4.1).

$$\text{viés} = \hat{y} - y \quad (4.1)$$

onde  $\hat{y}$  representa a precipitação trimestral prevista pelo CFSv2 e  $y$ , a precipitação trimestral da análise CPC.

O *viés* mede a correspondência entre o valor médio da previsão e o valor médio observado de uma determinada variável. Quando a previsão tende a subestimar a variável simulada, o *viés* é negativo, enquanto a superestimação é representada pelo *viés* positivo. Já quando o *viés* é próximo de zero, a variável está sendo bem observada, isto é, a previsão se aproxima do valor observado ou real (WILKS, 2011).

Além dessa estatística, também foram computados o coeficiente de determinação ( $R^2$ ) (WILKS, 2011), o índice de concordância de Willmott ( $d$ ) (WILLMOTT, 1981), e coeficiente de correlação de Pearson ( $r$ ) (WILKS, 2011), calculados através das equações (4.2), (4.3), e (4.4), respectivamente.

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{t=1}^N (\hat{y}_t - y_t)^2}{\sum_{t=1}^N (y_t - \bar{y})^2} \quad (4.2)$$

$$d = 1 - \frac{\sum_{t=1}^N (\hat{y}_t - y_t)^2}{\sum_{t=1}^N (|\hat{y}_t - \bar{y}| + |y_t - \bar{y}|)^2} \quad (4.3)$$

$$r = \frac{\sum_{t=1}^N (\hat{y}_t - \bar{\hat{y}})(y_t - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{t=1}^N (\hat{y}_t - \bar{\hat{y}})^2} \sqrt{\sum_{t=1}^N (y_t - \bar{y})^2}} \quad (4.4)$$

onde  $y_t$  representa a precipitação trimestral da análise CPC no período  $t$ ;  $\hat{y}_t$  representa a precipitação trimestral prevista pelo CFSv2 no período  $t$ ;  $\bar{y}$  representa a precipitação média do CPC;  $\bar{\hat{y}}$  representa a precipitação prevista média pelo CFSv2;  $t$ , o período de análise; e  $N$ , o número de amostras.

O coeficiente de determinação  $R^2$  foi usado para avaliar o ajuste das previsões em relação aos dados de análise do CPC. Quando  $R^2 = 1$ , a previsão da variável analisada está bem ajustada, enquanto  $R^2 = 0$  indica que não há bom ajuste da previsão (WILKS, 2011).

O índice de concordância de Willmott  $d$  foi usado para descrever a precisão das previsões em relação aos dados de análise do CPC, podendo variar entre  $0 \leq d \leq 1$ . Quando as previsões apresentam boa concordância em relação aos dados observados,  $d$  é próximo de 1, enquanto a

discordância entre os valores previstos e observados é representada por  $d$  próximos de 0 (WILLMOTT, 1981).

O coeficiente de correlação de Pearson  $r$  foi usado para medir a intensidade de correlação entre as variáveis dos conjuntos de ENA e PLD previstos, podendo variar entre  $-1 \leq r \leq 1$ . Quando  $r = -1$ , os pares de valores apresentam correlação perfeita, porém negativa, isto é, os valores das variáveis são inversamente proporcionais;  $r = 1$  indica correlação perfeita e positiva entre as variáveis, de modo que seus valores crescem ou diminuem simultaneamente; enquanto  $r = 0$  indica que os valores não estão correlacionados, isto é, as variáveis são linearmente independentes (WILKS, 2011). De acordo com Alencar e Schmitz (2012), os intervalos de correlação podem ser interpretados da seguinte forma:  $r = 0$  indica correlação inexistente;  $0 < |r| \leq 0,3$  indica correlação fraca;  $0,3 < |r| \leq 0,7$  indica correlação moderada;  $0,7 < |r| \leq 0,99$  indica correlação forte; e  $r = 1$  indica correlação perfeita.

Esses critérios estatísticos foram avaliados para a variável de precipitação trimestral em quatro regiões brasileiras, assim como nos estudos de Dias et al. (2017) e Reboita et al. (2018): Sudeste (SDE), Sul (SUL), Nordeste (NEB) e Amazônia (AMZ), como ilustra a Figura 4.5 e Quadro 4.3, que indica a localização das áreas de estudo. Os resultados estatísticos que descrevem o desempenho das previsões do CFSv2 em relação à precipitação observada pelo CPC serão apresentados no Capítulo 5.

Quadro 4.3 – Localização das regiões de estudo

Subdomínio	Latitude	Longitude
SDE	25,5°S a 19,5°S	52,5°W a 40°W
SUL	32,5°S a 25°S	60°W a 47,5°W
NEB	13°S a 2,5°S	45°W a 35°W
AMZ	15°S a 5°S	68°W a 52°W

Fonte: Reboita et al. (2018)

## 4.2.2 PREVISÃO DE VAZÃO

Nesta subseção é apresentada uma descrição do modelo chuva-vazão MGB-IPH, bem como uma breve explicação sobre seu processo de calibração para aplicação na metodologia proposta.

### 4.2.2.1 MGB-IPH

O modelo hidrológico selecionado para a simulação foi o MGB-IPH, desenvolvido pelo Instituto de Pesquisas Hidráulicas (IPH) da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS). O MGB-IPH foi baseado no modelo *Large Area Runoff Simulation* (LARSIM), porém com algumas simplificações nos processos de evapotranspiração e percolação (COLLISCHONN e TUCCI, 2001; TUCCI et al., 2002).

O MGB-IPH é um modelo distribuído, baseado em processos que utilizam equações físicas e conceituais para simular os processos de transformação de chuva em vazão em grandes bacias hidrográficas, especialmente aquelas com área superior a 10.000 km<sup>2</sup> (COLLISCHONN e TUCCI, 2001; LIMA et al., 2014).

Para a representação física das bacias hidrográficas, o MGB-IPH utiliza a discretização da bacia em unidades menores, as minibacias, que são ainda decompostas em Unidades de Respostas Hidrológicas (URHs), que são áreas de comportamento hidrológico similar, definidas pela combinação de mapas de cobertura vegetal e de tipos de solo. Por esse motivo, o modelo necessita de geoprocessamento das informações espaciais (COLLISCHONN e TUCCI, 2001; LIMA et al., 2014).

Os processos hidrológicos são simulados através de equações de *rainfall-runoff*, de tal forma que a estrutura do modelo MGB-IPH, ilustrada na Figura 4.5, é composta por quatro módulos: balanço hídrico no solo, que considera as características e parâmetros de cada URH; evapotranspiração, que tem como diferencial a aplicação da equação de Penman-Monteith<sup>4</sup> em cada URH; escoamentos superficial, subsuperficial e subterrâneo nos elementos de discretização

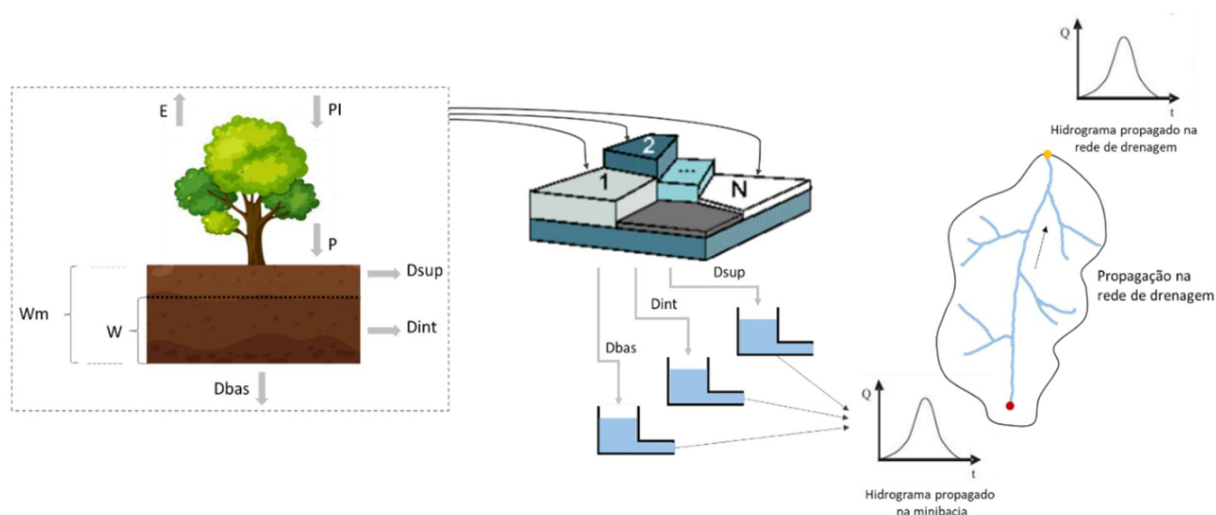
---

<sup>4</sup> Método que permite estimar a evapotranspiração através de processos físicos em uma superfície vegetada, incorporando parâmetros capazes de representar diferentes tipos de vegetação.

---

da bacia hidrográfica, no qual o fluxo de água no interior das células é disseminado até a rede de drenagem de forma horizontal, de modo que cada escoamento é representado como um reservatório linear simples; e propagação de vazão na rede drenagem, no qual o volume total de escoamento gerado em cada minibacia é propagado utilizando o método de Muskingum-Cunge<sup>5</sup>. As descrições mais detalhadas dos processos hidrológicos são descritas em Collischonn e Tucci (2001) e Tucci et al. (2002).

Figura 4.5 – Esquema dos processos de balanço hídrico na camada de solo, de propagação de escoamentos nas minibacias e de propagação de vazão na rede de drenagem



Fonte: Tucci et al. (2002)

Para a aplicação do MGB-IPH, além das informações espaciais, são necessários dados hidrológicos e climatológicos, os quais consistem em arquivos que contêm informações de vazão, precipitação e clima, sendo esse constituído por dados de temperatura, vento, umidade relativa do ar, insolação e pressão (TUCCI et al., 2002; LIMA et al., 2014). Porém, esses dados de entrada possuem incertezas que devem ser consideradas no processo de calibração dos parâmetros do modelo, uma vez que afetam seus resultados de simulação. Por esse motivo, a calibração é uma

<sup>5</sup> Método que possibilita o cálculo de parâmetros necessários para a execução do modelo a partir de informações de comprimento, declividade, rugosidade e largura média dos trechos de rio, permitindo a modelagem e estimação eficiente de vazões.



etapa fundamental para a aplicação do modelo. As descrições dos dados utilizados, tais como variáveis atmosféricas, mapas de uso e ocupação do solo, e do processo de calibração adotado estão apresentadas no próximo item.

No caso do MGB-IPH, há uma série de parâmetros que são definidos em diferentes etapas de sua aplicação, que podem ser fixos ou calibráveis (TUCCI et al., 2002). No caso dos parâmetros fixos, seus valores podem ser medidos e não são modificados durante a calibração, embora possam variar ao longo do ano, e como exemplo têm-se o índice de área foliar, albedo, resistência superficial e altura do dossel (LIMA et al., 2014). Já os parâmetros calibráveis estão relacionados às características físicas das URHs, podendo ser modificados durante a calibração e como exemplos têm-se a capacidade de armazenamento do solo ( $W_m$ ) e residual ( $W_c$ ), vazão durante o período de estiagem ( $K_{bas}$ ), quantidade de água escoada subsuperficialmente ( $K_{int}$ ), calibração de propagação superficial ( $CS$ ) e subsuperficial ( $CI$ ), e relação entre armazenamento e saturação do solo ( $b$ ) (LIMA et al., 2014), e para a calibração desses parâmetros, utilizam-se as seguintes medidas de desempenho quantitativas: coeficiente de eficiência de Nash-Sutcliffe das vazões calculadas e observadas, coeficiente de eficiência de Nash-Sutcliffe dos logaritmos das vazões calculadas e observadas e erro relativo do volume total dos hidrogramas (TUCCI et al., 2002).

#### 4.2.2.2 CALIBRAÇÃO

Para a previsão de vazão para o horizonte de meses à frente a partir do modelo hidrológico MGB-IPH, foram utilizados como dados de entrada as previsões climáticas de precipitação fornecidas pelo CFSv2.

Além do MGB-IPH ser um modelo chuva-vazão, é também um modelo distribuído e, por isso, a representação das características físicas da área de estudo é extremamente importante. Dentro desse contexto, foi necessário utilizar dois mapas distintos para uma mesma região: tipo e uso do solo, uma vez que essas características explicam o comportamento hidrológico da região.

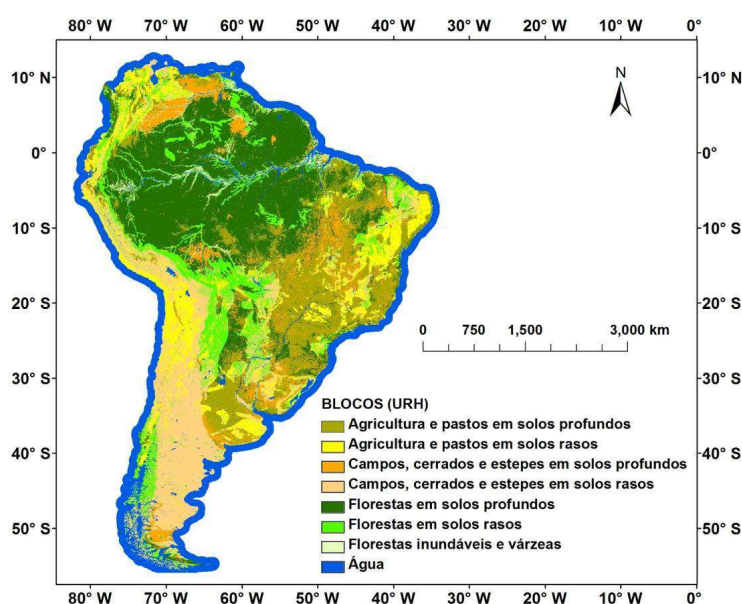
Os mapas de tipo e uso do solo utilizados neste trabalho são os mesmos apresentados em Lima et al. (2014). Para a representação do tipo de solo foi utilizado o mapa desenvolvido no Projeto RADAMBrasil (RADAMBRASIL, 1982) para o território brasileiro e, para as regiões

---

externas ao Brasil, optou-se pela *Food and Agriculture Organization of the United Nations* (FAO) (FAO, 2003), enquanto para a representação de uso do solo ou de cobertura vegetal, foi utilizado o Mapa de Vegetação da América do Sul (EVA et al., 2002).

Para ambas as representações, Lima et al. (2014) realizaram reclassificações e reagrupamentos do solo e da cobertura vegetal, considerando o potencial de geração de escoamento superficial e a semelhança entre as classes de comportamento hidrológico. A partir desses reagrupamentos e sobreposição dos mapas, foi possível a criação e definição das URHs para toda a extensão da América do Sul, como ilustra a Figura 4.6, cujo mapa final é composto de oito classes: 1) floresta em solo raso; 2) floresta em solo profundo; 3) campos, cerrado e estepes em solo raso; 4) campos, cerrado e estepes em solo profundo; 5) agricultura em solo raso; 6) agricultura em solo profundo; 7) várzeas; e 8) água.

Figura 4.6 – Mapa de URHs do MGB-IPH para a América do Sul



Fonte: Lima et al. (2014)

Com relação ao ajuste do MGB-IPH para este trabalho, foram realizadas calibrações manuais e, complementarmente, automáticas com a técnica de otimização multiobjetivo para todas as bacias hidrográficas brasileiras, permitindo o ajuste fino dos parâmetros calibráveis de forma

rápida, além de maximizar as medidas de desempenho citadas anteriormente de forma simultânea. Para o processo de calibração, foram utilizados dados históricos de aflúncias e de dados climáticos de 2000 a 2015, com exceção da bacia do Xingu, na UHE Belo Monte, cujos dados foram a partir de 1995. Os históricos de vazões foram construídos a partir de dados de aflúncias diárias naturais das UHEs do SIN sob controle do ONS, bem como de postos fluviométricos da Agência Nacional de Águas (ANA<sup>6</sup>); enquanto que para os dados climáticos, o histórico de precipitação foi construído a partir de dados do MERGE<sup>7</sup>, um produto disponibilizado pelo Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos (CPTEC), e de estações pluviométricas pertencentes à ANA e ao *Servicio Nacional de Meteorologia e Hidrologia da Bolívia* (SENAMHI) para a bacia do Madeira, e o histórico das demais variáveis climáticas (temperatura do ar, velocidade do vento, umidade relativa, pressão atmosférica e insolação), a partir das normais climatológicas disponibilizadas pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) e SENAMHI, para a bacia do Madeira.

#### 4.2.2.3 HISTÓRICO OBSERVADO PARA CONSTRUÇÃO DO ARQUIVO PREVS.RVX

Por se tratar de um estudo de caso com previsões retroativas, para a construção do arquivo prevs.rvx são utilizados dados de previsão e também observados, conforme será apresentado na próxima sub-seção. Para a previsão de vazões, são utilizados como dados de entrada as previsões de precipitação fornecidas pelo CFSv2. Para os dados observados, são utilizados os dados de aflúncias disponibilizados pelo ONS através dos arquivos Relatório de Acompanhamento Hidrológico (R-ACOMPH), Relatório de Acompanhamento das Condições Hidráulico-Hidrológicas (ACOMPH) e Relatório Diário da Situação Hidráulico-Hidrológica do SIN (RDH).

#### 4.2.3 SIMULAÇÃO ENERGÉTICA

Com as aflúncias obtidas pela integração do MGB-IPH ao CFSv2, é possível realizar o processo para a obtenção do PLD, o qual segue o padrão definido pelo ONS, isto é, utilizando os

---

<sup>6</sup> Disponível no sítio eletrônico <<http://www.snirh.gov.br/hidroweb/serieshistoricas>>.

<sup>7</sup> Disponível no sítio eletrônico <<http://ftp.cptec.inpe.br/modelos/tempo/MERGE/GPM/DAILY/>>.

---

---

modelos computacionais de planejamento energético: PREVIVAZ, GEVAZP, NEWAVE e DECOMP (CEPEL, 2013a, 2013b, 2015, 2018), ilustrados na Figura 4.1 e Figura 4.2.

Conforme apresentado anteriormente, para o planejamento da operação, o ONS realiza o PMO, que possui referência mensal e com revisões semanais. Dentro desse cenário, as afluições previstas pelo MGB-IPH integrado ao CFSv2, que têm periodicidade diária, são utilizadas para determinar as afluições médias de cada aproveitamento hidrelétrico para a próxima semana operativa alvo, que são planejadas para o período de sábado até sexta feira. Enquanto que as afluições médias semanais previstas para as semanas após a semana operativa alvo são obtidas através da simulação do PREVIVAZ (CEPEL, 2015), que realiza a modelagem de séries temporais para um horizonte de seis semanas através de modelos autorregressivos.

Cabe ressaltar que a previsão de vazão utilizando o PREVIVAZ é realizada para 84 aproveitamentos (postos) e, as vazões previstas pelo MGB-IPH integrado ao CFSv2 devem ser acrescentadas aos históricos de afluições de cada posto, pois o PREVIVAZ os utiliza para a previsão. Por exemplo, para a previsão de afluições e PLD do mês M e semana 1, foram utilizados os resultados de afluições preditas para a semana 1 pelo modelo MGB-IPH integrado ao CFSv2, cujas previsões foram obtidas a partir das rodadas do modelo climático inicializadas no mês anterior à M, para alimentar o PREVIVAZ (Figura 4.2), que irá prever as vazões da semana 2 em diante. Supondo que a semana 1 do mês M no ano de 2020 fosse a 32ª semana, os arquivos de entrada `posto_str.dat` e `posto.inp` do PREVIVAZ seriam alterados com os valores de vazão e número da semana a ser prevista, respectivamente, pelo modelo, isto é, vazão da semana 32 do ano de 2020. Já para a semana 2 do mês M, o PREVIVAZ seria alimentado com os resultados preditos pelo MGB-IPH integrado ao CFSv2 para a semana 2, cujas previsões também foram obtidas a partir das rodadas do CFSv2 inicializadas no mês anterior à M. De forma análoga, alterar-se-iam os arquivos de entrada, porém com os dados da 33ª semana de 2020. Esse procedimento ocorre para cada semana a ser prevista dentro do horizonte de previsão.

Os postos que utilizam o PREVIVAZ são chamados de postos base, cujas vazões são utilizadas para calcular as vazões de outros postos através de regressão, os chamados postos regredidos. Além desses dois tipos, há ainda os postos cujas vazões são obtidas através de equações ou regras compostas com outros postos. Com as afluições desses aproveitamentos, é possível gerar o arquivo `prevs.rvx`, que contém as informações de afluições semanais verificadas e previstas para

---

184 postos hidrológicos do SIN. Esse arquivo é formado por oito colunas, como ilustra a Figura 4.7, das quais a primeira é um contador, a segunda é referente ao código do aproveitamento, enquanto da terceira a oitava são as vazões consistidas ou previstas para as próximas seis semanas. Cabe destacar que dependendo da semana operativa, será necessário descartar as últimas semanas do PREVIVAZ.

Figura 4.7 – Formatação do arquivo prevs.rvx

1	1	52	51	49	48	47	48
2	2	52	51	49	48	47	48
3	6	352	337	323	312	315	295
4	7	420	400	381	367	352	329
5	8	435	415	395	380	361	337
6	9	442	422	401	385	365	340
7	10	461	440	418	400	376	351
8	11	502	479	454	433	399	372
9	12	581	553	522	497	453	422
10	14	24	23	22	21	21	21
11	15	39	38	36	34	34	35
12	16	39	38	37	35	35	35
13	17	860	826	777	740	726	737
14	18	1002	967	908	861	832	838
15	22	54	54	49	46	45	43
16	23	78	74	69	65	64	60
17	24	230	226	213	199	193	186
18	25	152	144	135	129	126	119
19	28	161	153	143	136	135	153
20	31	732	703	663	623	609	578

Fonte: Próprio autor (2020)

Por exemplo, para a primeira semana operativa do mês ou revisão 0 (rv0) do PMO, o arquivo prevs.rv0 contém as seis semanas de vazões previstas por posto, de tal forma que a primeira coluna contém as informações oriundas do MGB-IPH integrado ao CFSv2, enquanto as demais, do PREVIVAZ; na segunda semana ou revisão 1 (rv1), o prevs.rv1 apresenta a primeira coluna com informações de vazões estimadas (parte da semana possui vazões verificadas, cujos dados são oriundos dos arquivos do ONS, enquanto a outra parte é composta por vazões previstas pelo MGB-IPH integrado ao CFSv2) e as outras cinco colunas contêm as vazões previstas pelo PREVIVAZ para as próximas cinco semanas; na terceira semana operativa ou revisão 2 (rv2), o prevs.rv2 apresenta na primeira coluna as vazões verificadas da primeira semana operativa, a segunda contém as vazões estimadas e as outras quatro colunas contêm as vazões previstas as próximas quatro

---

semanas; na quarta semana operativa ou revisão 3 (rv3), o `prevs.rv3` apresenta nas duas primeiras colunas de vazões, os dados verificados na primeira e segunda semana operativa, respectivamente, na terceira coluna tem-se as vazões estimadas e nas outras três colunas, as vazões previstas para as próximas três semanas.

De posse do `prevs.rvx` e de outros arquivos de dados, dos quais alguns têm relação direta com o NEWAVE e DECOMP (CEPEL, 2013a, 2013b), é possível executar o GEVAZP (CEPEL, 2018). Esse modelo representa a estocasticidade das vazões através da geração de uma árvore de cenários sintéticos. Como resultado de sua execução, tem-se uma série de arquivos de saída, dos quais o principal é o arquivo binário `vazões.rvx`, que contém os cenários de vazão para cada aproveitamento e estágio do horizonte de planejamento, sendo uma das principais entradas do DECOMP, responsável por calcular o preço da energia.

Dessa forma, para a previsão do PLD semanal é necessária a rodada dos modelos NEWAVE e DECOMP, os quais possuem decks de dados disponibilizados mensal e semanalmente, respectivamente, no sítio da CCEE (<<https://www.ccee.org.br/>>). Por se tratar de previsões semanais, é necessário realizar uma única modificação no deck do DECOMP, enquanto a modificação no deck do NEWAVE é necessária apenas na transição de um mês para outro.

Para a execução do DECOMP, também é necessário um conjunto de dados de entrada, dentre eles o arquivo `vazões.rvx` gerado semanalmente pelo GEVAZP; os arquivos `cortes.dat` e `cortesh.dat` gerados pelo NEWAVE mensalmente, permanecendo imutáveis durante o mês operativo; e os arquivos específicos do próprio modelo, como `hydr.dat` e `perdas.dat`, cujos dados não têm necessidade de modificações, e `dadgnl.rvx` e `dadger.rvx`, cujos blocos de dados podem sofrer modificações semanais.

Como resultado da execução do DECOMP a partir dos arquivos que compõem o deck atualizado, são obtidos os arquivos de saída, dentre eles o `sumário.rvx` que apresenta um resumo da operação definida por usina, fluxo de intercâmbio entre submercados, demanda por submercado, nível de armazenamento e CMO previsto considerando a árvore de cenários de vazões.

Ao final de cada mês, é necessário executar o NEWAVE para obter os arquivos de entrada que alimentam o DECOMP no mês seguinte. Alguns desses arquivos precisam ser modificados, uma vez que contêm informações de vazões (`vazpast.dat` e `vazões.dat`) e de níveis de

---

armazenamento dos reservatórios (dger.dat e confhid.dat). Por exemplo, no arquivo vazpast.dat, há os dados de tendência hidrológica que são utilizados na geração de séries sintéticas, enquanto no vazões.dat há o histórico de vazões das UHEs. A atualização desses arquivos é de suma importância para a previsão da operação e do preço para os próximos meses, uma vez que o CMO é impactado pelas afluições e níveis de armazenamento.

Como resultado da execução do NEWAVE, obtêm-se diversos arquivos de saída, dentre eles os arquivos cortes.dat e cortesh.dat, que contêm a FCF para o horizonte de planejamento e alimentam o DECOMP; e o pmo.dat, que contém as informações de processamento do estudo, tais como dados de submercados, de hidrelétricas e termelétricas, perdas, penalidades e produtividade por UHE. Esse último dado é de extrema importância, uma vez que a multiplicação entre a produtividade<sup>8</sup> de cada UHE pela sua respectiva vazão tem como resultado a ENA por aproveitamento hidrelétrico, bacia hidrográfica e submercado.

Conforme foi explicado anteriormente, a execução dessa cadeia composta por três grandes etapas permite a obtenção das variáveis ENA e PLD para os submercados que compõem o SIN (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte), ilustrados na Figura 4.8. Essas regiões apresentam características climáticas e geográficas próprias, que fazem com que seus parques de geração apresentem características específicas, como a capacidade de armazenamento hídrico. Além disso, entre esses submercados, há limites na capacidade de transferência de energia devido aos critérios operativos da rede de transmissão, impondo restrições às trocas de energia e levando a possíveis desníveis de preços.

A fim de visualizar a qualidade das previsões de ENA e PLD simuladas para os meses de junho, julho e agosto (JJA) de 2020 em relação aos resultados oficiais divulgados pelo ONS e CCEE, respectivamente, também foram utilizados os critérios estatísticos de coeficiente de determinação ( $R^2$ ), o índice de concordância de Willmott ( $d$ ), e coeficiente de correlação de Pearson ( $r$ ), apresentados nas equações (4.2), (4.3), e (4.4), respectivamente, porém alterando-se as variáveis para ENA ou PLD, ao invés de valores de precipitação. Os resultados estatísticos que

---

<sup>8</sup> É uma função não linear que varia com a queda d'água das UHEs, sendo definida pelo resultado da multiplicação entre o rendimento do grupo turbina-gerador ( $\eta_T$  e  $\eta_G$ ), referente à altura de queda da UHE; gravidade ( $g$ ); densidade da água ( $\rho$ ) e  $10^{-6}$  a fim de manter a coerência entre as unidades.

---

descrevem o desempenho das previsões da cadeia MGB-CFSv2 em relação aos dados oficiais serão apresentados no Capítulo 5.

Figura 4.8 – Submercados do SIN



Fonte: Próprio autor (2020)



---

# CAPÍTULO 5

## RESULTADOS E DISCUSSÃO

### 5.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo são apresentados os resultados da aplicação da cadeia de simulação, descrita no Capítulo 4. Para isso, dividiu-se o capítulo da seguinte forma. Na seção 5.2, discute-se os resultados da previsão de precipitação obtida pela simulação do CFSv2 em relação a precipitação observada pela análise CPC tanto em distribuição espacial quanto em médias regionais para o período abril, maio e junho (AMJ) de 2019 a junho, julho e agosto (JJA) de 2020, a fim de avaliar a evolução da precipitação ao longo do tempo. Na seção 5.3, discute-se os resultados das previsões de ENA e de PLD para cada um dos submercados que compõem o SIN para um caso exemplo considerando o trimestre JJA de 2020, bem como a relação entre essas duas variáveis. Nessa última seção, para a análise da ENA, utiliza-se o MGB-IPH integrado ao CFSv2 para a geração das afluições para cada uma das semanas operativas alvos do trimestre em análise, enquanto que para o PLD são utilizados todos os modelos que compõem a cadeia MGB-CFSv2.

### 5.2 ANÁLISE DA PREVISÃO DE PRECIPITAÇÃO

Com o intuito de conhecer a confiabilidade e qualidade das previsões obtidas através do *ensemble* do modelo global CFSv2 em relação à precipitação observada pela análise CPC, são apresentados nesta seção os mapas com os resultados de precipitação e também de viés para as estações do ano, discutindo-se a capacidade do CFSv2 em simular os sistemas sinóticos que influenciam a precipitação nas regiões em estudo, cujas definições são expostas no Apêndice A. Além disso, analisam-se os resultados dos critérios estatísticos para as regiões de estudo.

---

---

### 5.2.1. PRECIPITAÇÃO SAZONAL

Nesta subseção são apresentados os mapas de precipitação do *ensemble* CFSv2 e da análise do CPC (mm/dia), bem como o de viés (mm/dia). Por brevidade, apenas os mapas referentes às estações do ano (DJF, MAM, JJA, SON) são apresentados, porém os mapas de todos os trimestres do Quadro 4.2 foram construídos e se encontram no Apêndice B.

#### 6.2.1.1. INVERNO

Os trimestres JJA/2019 e JJA/2020 (Figura 5.1a e Figura 5.1e) correspondem ao inverno austral. Durante essa estação, predomina o período seco nas regiões Sudeste, Centro-Oeste, setor centro-sul da região Norte e interior do Nordeste, com baixos totais pluviométricos, enquanto a região Sul e setores noroeste da região Norte e litoral leste do Nordeste são mais chuvosas (REBOITA et al., 2010, 2012).

Ainda no inverno, as regiões Sudeste e Centro-Oeste têm sua precipitação principalmente modulada pela fase inativa do Sistema de Monção na América do Sul (SMAS) e atuação do Anticiclone Subtropical do Atlântico Sul (ASAS), porém pode ocorrer quando associada a eventuais passagem e atuação de frentes frias (SOUZA e AMBRIZZI, 2002; REBOITA et al., 2010, 2012). A partir das previsões do CFSv2 e da observação da análise CPC, é possível identificar baixos níveis pluviométricos em toda a região Sudeste e Centro-Oeste, uma vez que a atuação do ASAS inibe a formação e influência de outros mecanismos meteorológicos ao longo do Brasil central, de tal forma que a precipitação só ocorre quando sistemas frontais conseguem se sobrepor. Com relação ao volume de precipitação simulado pelo CFSv2, apesar do modelo superestimar a precipitação na região, especialmente no litoral da região Sudeste, observa-se uma representatividade dos valores de precipitação observados pelo CPC durante essa estação. Resultados similares foram obtidos por Silva et al. (2014) ao avaliarem as previsões retrospectivas do CFSv2 em relação aos dados observados pelo CPC *Merged Analysis of Precipitation* (CMAP) durante os meses de inverno no período de 1983 a 2010. Reboita et al. (2018) ao examinarem as previsões sazonais do CFSv2 em relação ao CPC, também encontram um viés positivo na região litorânea do Sudeste durante JJA de 2013.

---

---

Na região Sul, os totais pluviométricos são justificados principalmente pela atuação de ciclones extratropicais, pela passagem e atuação de frentes frias, e, eventualmente, pela atuação de Jatos de Baixos Níveis (JBNs), enquanto o setor norte da região Sul também é modulado pela fase inativa do SMAS (SOUZA e AMBRIZZI, 2002; REBOITA et al., 2010, 2012). Observando-se os resultados de previsão do CFSv2 e da observação do CPC, é possível notar que há precipitação em toda a região, porém o padrão pluviométrico varia de acordo com cada setor, isto é, a porção norte apresenta menos precipitação que a porção sul, que sofre influência dos sistemas sinóticos que ocorrem com frequência nas latitudes médias. Com relação ao volume de precipitação simulado pelo CFSv2, o modelo indica um viés mais úmido em toda a região, principalmente durante no trimestre JJA/2019. Esses resultados corroboram com aqueles encontrados por Silva et al. (2014) e Reboita et al. (2018), que identificaram um viés úmido em porções da região.

Na região Nordeste, a precipitação no litoral é modulada pela atuação do ASAS, pelos Distúrbios Ondulatórios de Leste (DOLs) e Zona de Convergência Intertropical (ZCIT) (SOUZA e AMBRIZZI, 2002; REBOITA et al., 2010, 2012). A partir da simulação do CFSv2 e observação da análise CPC, é possível identificar na distribuição espacial da precipitação um maior volume pluviométrico no litoral leste do Nordeste, uma vez que há a atuação constante dos ventos alísios e de circulação de brisa. Com relação ao volume de precipitação simulado pelo CFSv2, o modelo apresenta um viés seco em relação à análise CPC ao longo do litoral leste da região, corroborando com os resultados encontrados por Silva et al. (2014) e Reboita et al. (2018).

Na região Norte, a precipitação é modulada pelos ventos alísios de nordeste, ZCIT e Linhas de Instabilidade (LIs), além entrada e atuação de alguns sistemas frontais (SOUZA e AMBRIZZI, 2002; REBOITA et al., 2010, 2012). A partir da simulação do CFSv2 e observação do CPC, notam-se baixos níveis pluviométricos em grande parte da região, que está sob influência do ASAS, e maiores volumes nos setores noroeste e extremo norte, onde há transporte de umidade pela ZCIT e presença das LIs ao longo do litoral. Com relação ao volume de precipitação simulado pelo CFSv2, o modelo subestima essa variável nos setores noroeste e extremo norte da região, assim como os resultados encontrados por Silva et al. (2014) e Reboita et al. (2018), que identificaram viés seco em toda a Amazônia.

---

#### 6.2.1.2. PRIMAVERA

O trimestre SON/2019 (Figura 5.1b) corresponde à primavera austral. Esse período representa a transição entre o período seco e úmido em grande parte do país, predominando baixos totais pluviométricos em grande parte do Nordeste e setor norte da região Norte e início do período chuvoso no Sudeste, Centro-Oeste e centro-sul da região Norte (REBOITA et al., 2010, 2012). A mudança dessa estação em relação ao inverno é que o SMAS inicia sua fase úmida, de tal forma que diferentes sistemas atmosféricos antes ausentes começam a aparecer, tais como a Alta da Bolívia (AB) e o cavado nas cercanias do Nordeste.

As regiões Sudeste e Centro-Oeste têm a precipitação modulada pelos primeiros episódios de Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS), que está diretamente associada ao início da fase úmida do SMAS, e pelo início do afastamento do ASAS do continente, que reduz a inibição aos processos convectivos. Além desses sistemas atmosféricos, o Centro-Oeste também sofre influência da AB (SOUZA e AMBRIZZI, 2002; REBOITA et al., 2010, 2012). A partir da simulação do CFSv2 e das observações do CPC, nota-se a presença de precipitação em toda a região, com maiores volumes no Sudeste, principalmente em seu setor centro-sul, e porção norte do Centro-Oeste, que estão sob influência da ZCAS, sistemas frontais e AB. Com relação ao volume de chuva simulado pelo CFSv2, o modelo consegue identificar o aumento da precipitação em toda a região, porém superestima no Sudeste do Brasil e subestima no setor norte do Mato Grosso, coincidindo com os resultados encontrados por Reboita et al. (2018) para o trimestre SON de 2013.

Na região Sul, a precipitação está associada aos ciclones extratropicais, episódios de Complexos Convectivos de Mesoescala (CCMs) subtropicais, atuação do JBN e entrada de frentes frias, bem como o início da fase ativa do SMAS (SOUZA e AMBRIZZI, 2002; REBOITA et al., 2010, 2012). De forma similar ao Sudeste e Centro-Oeste, observam-se mudanças no padrão pluviométrico, no qual há um aumento significativo no volume de precipitação em toda a região, uma vez que há manifestação de CCMs subtropicais e passagem de frentes frias, além de eventuais atuações de JBNs que transportam umidade da Amazônia até a região da bacia do Prata. Com relação ao volume de chuva simulado pelo CFSv2, o modelo representa a mudança no padrão, porém superestima a variável em toda a região, especialmente na porção central do Sul do Brasil.

---

Esse resultado corrobora com aquele encontrado por Reboita et al. (2018), que identificaram viés úmido em porções da região Sul.

A região Nordeste tem sua precipitação modulada pelos ventos alísios de sudeste, CCMs, ventos alísios de sudeste, afastamento do ASAS e primeiros episódios de Vórtices Ciclônicos em Altos Níveis (VCANs) e, eventualmente, pela manifestação indireta da ZCAS (SOUZA e AMBRIZZI, 2002; REBOITA et al., 2010, 2012). Com a simulação do CFSv2 e observações da análise CPC, observam-se baixos volumes pluviométricos em praticamente toda a região, uma vez que ainda há atuação do ASAS, enquanto que nos setores sul e oeste os maiores níveis de precipitação são justificados pela intensificação dos ventos alísios e presença de convecções locais. Com relação ao volume de chuva simulado pelo CFSv2, apesar do modelo superestimar a precipitação em toda a região, há qualidade na representação dos dados observados pelo CPC em praticamente toda a região, com exceção do sul da Bahia, em que há um viés úmido mais perceptível. De forma semelhante, Reboita et al. (2019) verificaram que o CFSv2 indicou viés úmido para toda a região, especialmente na porção centro-sul.

A região Norte tem grande parte de sua precipitação justificada pela divergência de escoamento em médios/altos níveis da atmosfera combinada às condições termodinâmicas locais (SOUZA e AMBRIZZI, 2002; REBOITA et al., 2010, 2012). A partir da simulação do CFSv2 e da análise CPC, observam-se mudanças no padrão pluviométrico em toda a região amazônica, especialmente no setor centro-sul, no qual há um aumento no volume de precipitação em relação à estação anterior. Com relação ao volume de chuva simulado pelo CFSv2, o modelo consegue representar essa variação no volume de chuva, de forma similar às observações do CPC, porém subestima a precipitação em toda a região Norte, corroborando com os resultados verificados por Reboita et al. (2018).

### 6.2.1.3. VERÃO

O trimestre DJF/2019/2020 (Figura 5.1c) corresponde ao verão austral. Esse período é marcado pelos elevados totais pluviométricos nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, e aumento significativo da precipitação nas regiões Norte e Nordeste (REBOITA et al., 2010, 2012).

---

---

As regiões Sudeste e Centro-Oeste apresentam elevados totais pluviométricos devido à fase ativa do SMAS, atuação da ZCAS, da AB e de sistemas frontais (SOUZA e AMBRIZZI, 2002; REBOITA et al., 2010, 2012). A partir da simulação do CFSv2 e das observações do CPC, notam-se elevados volumes pluviométricos em toda a região em decorrência da profunda convecção em grande parte da região tropical do continente devido ao SMAS e atuação da ZCAS e AB. Com relação ao volume de chuva simulado pelo CFSv2, o modelo identifica a mudança no padrão pluviométrico, porém superestima essa variável em toda a região, tal como encontrado nos trabalhos de Silva et al. (2014) para o verão do período 1983 a 2010 e Reboita et al. (2018) para o verão de 2014.

A região Sul tem sua precipitação influenciada pelos JBNs, LIs, CCMs, sistemas frontais e ciclones extratropicais (SOUZA e AMBRIZZI, 2002; REBOITA et al., 2010, 2012). Na simulação do CFSv2 e observação do CPC, nota-se a ocorrência de precipitação em toda a região, uma vez que há a presença e atuação dos sistemas sinóticos citados. Além disso, nota-se que os maiores volumes pluviométricos ocorrem no setor norte, que também é modulado pelo SMAS. Com relação ao volume de precipitação simulado pelo CFSv2, o modelo apresenta viés úmido em toda a região, corroborando com os resultados encontrados por Silva et al. (2014). Reboita et al. (2018) também identificaram esse viés úmido, porém apenas no setor centro-norte da região, enquanto o sul do RS apresentou viés seco.

Na região Nordeste, a precipitação é modulada pela atuação da ZCIT, bem como de ventos alísios, LIs, CCMs e VCANs, além do ASAS e indiretamente pela ZCAS (SOUZA e AMBRIZZI, 2002; REBOITA et al., 2010, 2012). Na simulação do CFSv2 e observação do CPC, nota-se um aumento significativo no volume de precipitação em relação à estação anterior, principalmente no sertão e setor oeste ou meio-norte da região, uma vez que há a atuação do principal sistema sinótico para ocorrência de precipitação, a ZCIT, bem como o posicionamento do ASAS a leste do continente. Já no litoral leste, os baixos níveis de precipitação são justificados pelo enfraquecimento do escoamento de leste. Além disso, cabe ressaltar que, eventualmente, há a presença de VCANs, cujo centro apresenta pouca ou nenhuma precipitação, enquanto na periferia há convecção e consequente favorecimento à nebulosidade e chuva. Com relação ao volume de precipitação simulado pelo CFSv2, o modelo identifica as mudanças no padrão pluviométrico,

---

porém superestima essa variável em toda a região, assim como nos trabalhos de Silva et al. (2014) e Reboita et al. (2018).

A região Norte também tem sua precipitação influenciada pela ZCIT, ZCAS e AB, além de sistemas frontais associados às atividades convectivas na Amazônia e ventos alísios que transportam a umidade do Atlântico Tropical para essa região (SOUZA e AMBRIZZI, 2002; REBOITA et al., 2010, 2012). De forma similar ao Nordeste, observa-se um aumento significativo do volume de precipitação em praticamente toda a região em relação à estação anterior, especialmente no setor centro-sul e porção oriental da Amazônia, uma vez que há intensificação da ZCAS e AB. Além disso, o posicionamento da ZCIT sobre a Amazônia equatorial provoca o aumento significativo de precipitação na Amazônia Oriental. Com relação ao volume de chuva simulado pelo CFSv2, o modelo consegue representar essa variação pluviométrica, de forma similar às observações do CPC em grande parte da região, porém na Amazônia Ocidental o modelo apresenta viés seco, enquanto na Amazônia Oriental, um viés úmido. Esses resultados corroboram parcialmente com aqueles encontrados por Silva et al. (2014) e Reboita et al. (2018), uma vez que esses autores identificaram o mesmo sinal de viés negativo na Amazônia Ocidental e em porções da Amazônia Oriental.

#### 6.2.1.4. OUTONO

Por fim, o trimestre MAM/2020 (Figura 5.1d) corresponde ao outono austral. Esse período representa a transição entre o período úmido e seco em grande parte do país, predominando a redução dos totais pluviométricos nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e semiárido do Nordeste, enquanto o setor norte das regiões Norte e Nordeste ainda apresentam ocorrência de precipitação (REBOITA et al., 2010, 2012).

No Sudeste e Centro-Oeste, a precipitação ainda ocorre devido à influência de alguns episódios de ZCAS, bem como pela passagem de alguns sistemas frontais e da AB (SOUZA e AMBRIZZI, 2002; REBOITA et al., 2010, 2012). Na simulação do CFSv2 e observação do CPC, nota-se a redução do volume de precipitação em relação ao verão, principalmente no Sudeste e porção centro-sul do Centro-Oeste, uma vez que há o enfraquecimento e posterior desaparecimento

---

do SMAS e da ZCAS, de tal forma que em meados da estação a precipitação é causada pela convergência de umidade e atuação de frentes frias. Com relação ao volume de chuva simulado pelo CFSv2, apesar do modelo representar essa variação, há superestimação dessa variável em toda a região. O resultado encontrado pela simulação do CFSv2 diverge parcialmente daquele apresentado em Reboita et al. (2018), que verificaram vieses secos em alguns setores do Sudeste e Centro-Oeste durante o trimestre MAM de 2013.

Na região Sul, os totais pluviométricos são influenciados por episódios de ciclones extratropicais, manifestação de LIs e CCMs e pela passagem de frentes frias, bem como pela eventual atuação da ZCAS e SMAS em seu setor norte (SOUZA e AMBRIZZI, 2002; REBOITA et al., 2010, 2012). De forma similar ao Sudeste e Centro-Oeste, essa região apresenta redução no volume de precipitação em relação à estação anterior, porém mantendo um padrão de precipitação praticamente uniforme em toda a região, pois os principais mecanismos atmosféricos permanecem atuando, ou seja, CCMs, ciclones e frentes frias. Com relação ao volume de chuva simulado pelo CFSv2, apesar do modelo identificar a mudança no padrão pluviométrico, há viés úmido em toda a região, de forma semelhante a Reboita et al. (2018).

Na região Nordeste, a precipitação é modulada pela ZCIT, VCANs e CCMs, bem como pelos DOLs e LIs (SOUZA e AMBRIZZI, 2002; REBOITA et al., 2010, 2012). Na simulação do CFSv2 e observação do CPC, nota-se a ocorrência de precipitação em toda a região, principalmente um aumento dos níveis pluviométricos ao longo do setor norte e do litoral leste em relação à estação anterior devido à atuação da ZCIT e presença dos DOLs. Com relação ao volume de chuva simulado pelo CFSv2, o modelo consegue representar a variação da precipitação em toda a região, porém apresenta condições mais úmidas na porção central e mais secas nos setores norte e sul do Nordeste. Esses resultados corroboram parcialmente com aqueles verificados em Reboita et al. (2018), que identificaram viés úmido em toda a região.

A região Norte também tem sua precipitação influenciada pela ZCAS, ZCIT, AB, e pelos ventos alísios, além da divergência de escoamento combinada às condições termodinâmicas locais (SOUZA e AMBRIZZI, 2002; REBOITA et al., 2010, 2012). Com a simulação do CFSv2 e a observação da análise CPC, nota-se o aumento da precipitação no setor centro-norte da região devido à ZCIT e presença de LIs e CCMs que provocam irregularidades na chuva. Já no setor sul, há redução nos níveis pluviométricos em decorrência do enfraquecimento e posterior

---



---

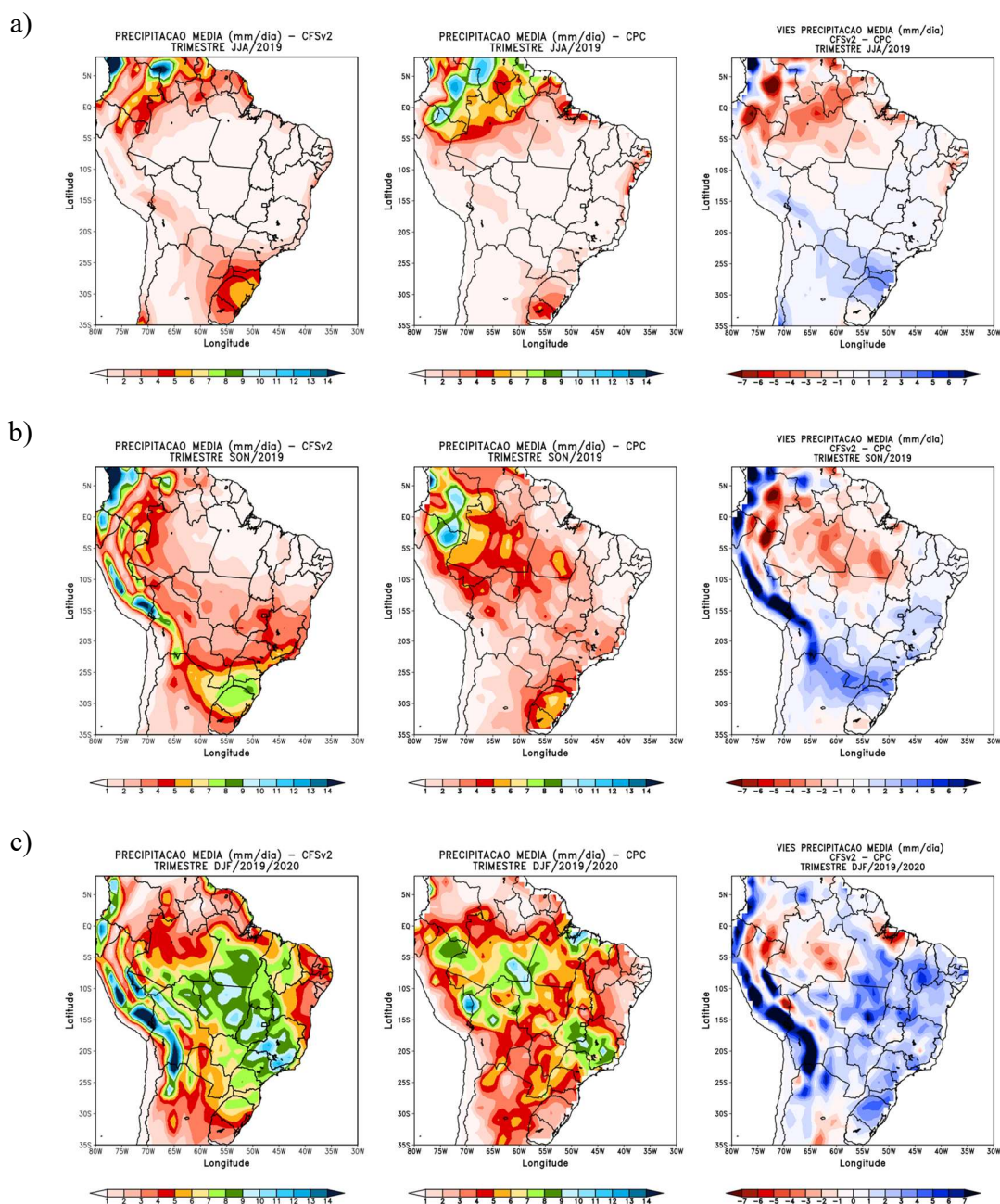
desaparecimento da AB e deslocamento da convecção tropical em direção ao equador. Com relação ao volume de chuva simulado pelo CFSv2, apesar do modelo representar essa variação na precipitação, observam-se condições mais secas em toda a região Norte, de forma similar aos resultados apresentados em Reboita et al. (2018).

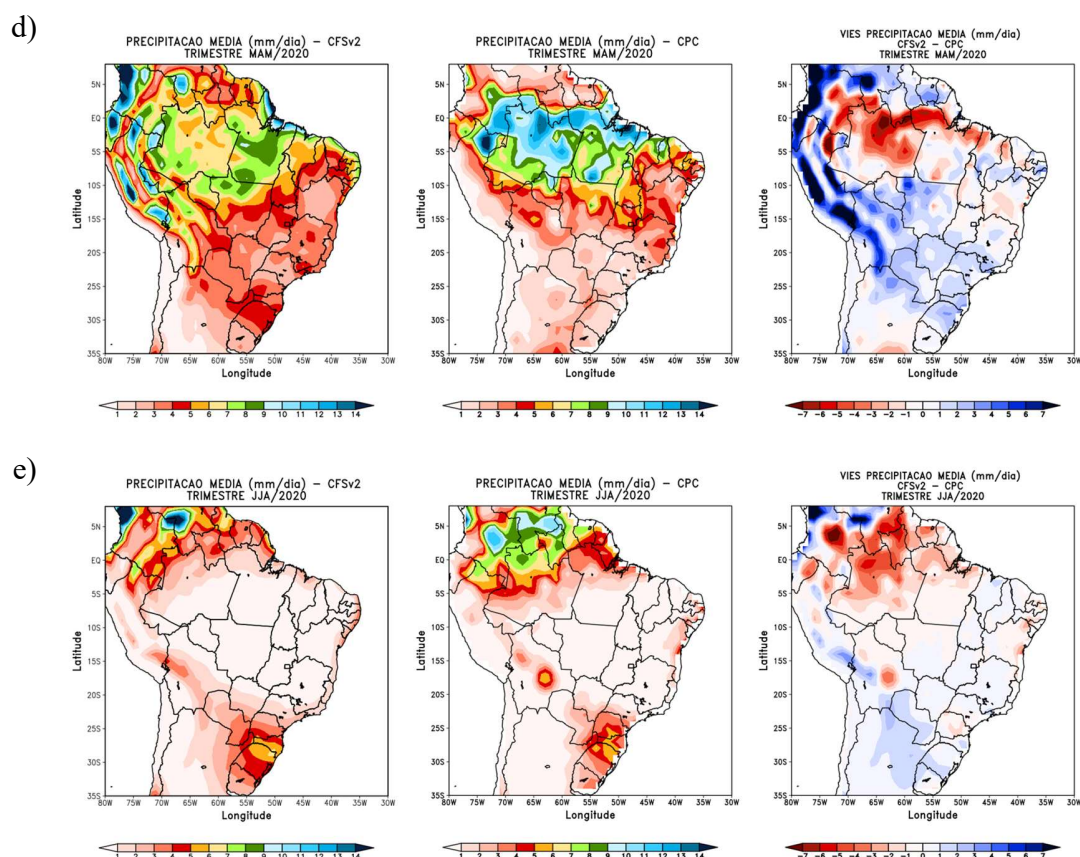
De forma geral, no trimestre JJA/2020 (Figura 5.1e) o CFSv2 apresentou melhor performance na representação da precipitação do CPC, especialmente nas regiões Centro-Oeste e Sudeste do Brasil, em relação aos demais trimestres analisados. Nota-se também que o CFSv2 se apresenta, em todas as estações, mais úmido na região Sul do Brasil e mais seco na Amazônia Ocidental, enquanto nas demais regiões o viés varia conforme estação.

A previsão da precipitação é dependente dos sistemas atmosféricos atuantes em uma determinada região que, por sua vez, são influenciados pela variabilidade atmosférica em respostas às mudanças oceânicas. Nesse contexto, por exemplo, as regiões Nordeste e Norte apresentam previsibilidade alta pois o clima é mais dependente das variações lentas das condições de contorno, isto é, dependente da temperatura da superfície do mar. Já no Sul, a previsibilidade dos modelos é média, uma vez que há a atuação de sistemas atmosféricos de alta frequência. Por fim, o Sudeste e Centro-Oeste estão inseridos em uma região de baixa previsibilidade, uma vez que não possuem resposta direta às anomalias oceânicas e se localizam numa faixa de transição entre os climas tropical e extratropical (SAMPAIO e DIAS, 2014).

---

Figura 5.1 – Precipitação média trimestral (mm/dia): CFSv2 (primeira coluna), CPC (segunda coluna) e viés (terceira coluna): a) JJA de 2019, b) SON de 2019, c) DJF de 2019/2020, d) MAM de 2020, e e) JJA de 2020.





Fonte: Elaboração própria (2020)

### 5.2.2. MÉDIAS REGIONAIS

A Figura 5.2 ilustra as médias sazonais de precipitação (mm/dia) das previsões do CFSv2 e das observações do CPC nas regiões de estudo apresentadas na Figura 4.5 e Quadro 4.3.

Para a região SDE (Figura 5.2a), é possível observar um ciclo anual de precipitação com variabilidade sazonal, com maiores valores pluviométricos no verão e mínimos no inverno, típico do regime de monção (REBOITA et al., 2010, 2012; GAN et al., 2016; LLOPART et al., 2018). O CFSv2 consegue reproduzir o padrão anual de precipitação, porém é mais chuvoso do que a análise do CPC, superestimando em até 1,3 mm/dia, com exceção do trimestre NDJ/2019/2020, em que houve subestimação de 1,1 mm. Dentre as previsões, o trimestre JJA/2020 foi o que apresentou melhor resultado, aproximando-se do observado pelo CPC. De acordo com os critérios estatísticos (Tabela 5.1), o *viés* é próximo de zero, indicando que a precipitação está sendo bem observada,

porém com uma pequena tendência de superestimação, coincidindo com as análises dos mapas de precipitação sazonal. O resultado obtido através  $R^2$  indica desempenho satisfatório no ajuste das previsões em relação ao observado pela análise ( $R^2 = 0,918$ ). Com relação à capacidade das previsões em representar as observações, o  $d$  indica excelente concordância entre os valores ( $d = 0,937$ ). Por fim, quando se trata da correlação entre as previsões e os valores observados, nota-se um valor de  $r$  superior a 0,9 ( $r = 0,958$ ), o que indica correlação forte. Conforme apresentado anteriormente, deve-se ressaltar que o SDE está inserido em uma região de baixa previsibilidade, de tal forma que seu clima é mais influenciado pelos sistemas atmosféricos citados na seção anterior do que pela variação lenta do estado oceânico (SAMPAIO e DIAS, 2014).

No SUL (Figura 5.2b), o ciclo de precipitação é mais homogêneo, com volumes pluviométricos elevados (GRIMM, 2009; REBOITA et al., 2010, 2012; DE JESUS et al., 2016). O CFSv2 indica que a região é mais úmida do que a análise do CPC, superestimando a precipitação em até 2,4 mm/dia, com exceção do trimestre AMJ/2019, em que o CFSv2 subestimou a chuva em 0,2 mm/dia. A previsão do CFSv2 para esse mesmo trimestre apresentou o melhor resultado, o qual se aproximou mais do observado. Em relação aos critérios estatísticos (Tabela 5.1), o viés também é próximo de zero, com tendência de superestimação da precipitação, coincidindo com os mapas de precipitação sazonal. Além disso, o CFSv2 não representa perfeitamente o padrão do ciclo anual, pois indica aumento (redução) nos trimestres JJA/2019, DJF/2019 e FMA/2020 (OND/2019 e JJA/2020), sendo que as observações indicam redução (aumento). Esse resultado se reflete nas estatísticas, pois não há desempenho satisfatório no ajuste ( $R^2 = 0,444$ ) ou na concordância ( $d = 0,545$ ), apesar da correlação moderada ( $r = 0,667$ ). Algo que merece ser destacado em relação a essa região consiste na grande variabilidade de ocorrência dos sistemas atmosféricos atuantes e, por isso, a previsão nessa região não é tão precisa. Essa deficiência do CFSv2 em representar a precipitação pode ser justificada pelo fato do SUL estar inserido em uma região de média previsibilidade para os modelos climáticos, conforme apresentado anteriormente, de tal forma que a chuva é influenciada por sistemas atmosféricos típicos de latitudes médias, que têm alta frequência de ocorrência (SAMPAIO e DIAS, 2014).

No NEB (Figura 5.2c), observa-se um ciclo anual de precipitação com variabilidade sazonal, de forma similar ao SDE, isto é, com máximos no verão/outono e mínimos no inverno, porém com menores níveis pluviométricos (REBOITA et al., 2010, 2012, 2016; MARENGO et al.,

2018). O CFSv2 consegue reproduzir o padrão anual da precipitação na região, porém indica que a região é mais úmida do que a análise do CPC entre as estações de primavera e outono, superestimando a precipitação em até 4,3 mm/dia. Dentre as previsões, os trimestres JJA/2019, JAS/2019, ASO/2019 e AMJ/2020 apresentaram os melhores resultados, aproximando-se mais do observado, especialmente o ASO/2019, com um viés quase nulo (-0,008 mm/dia). Em relação às estatísticas (Tabela 5.1), o viés é pequeno e com tendência de superestimação da precipitação, coincidindo com os mapas de precipitação sazonal. De forma geral, as previsões do CFSv2 apresentam bom ajuste e concordância com os dados observados pela análise do CPC ( $R^2 = 0,858$  e  $d = 0,861$ ), porém com qualidade inferior àquela obtida para o SDE. Por fim, a correlação entre as previsões e os valores observados é forte ( $r = 0,926$ ). Esse desempenho das previsões é justificado pela alta previsibilidade do modelo climático nessa região, uma vez que as variações lentas do estado oceânico têm maior influência do que a variabilidade interanual do clima (SAMPAIO e DIAS, 2014).

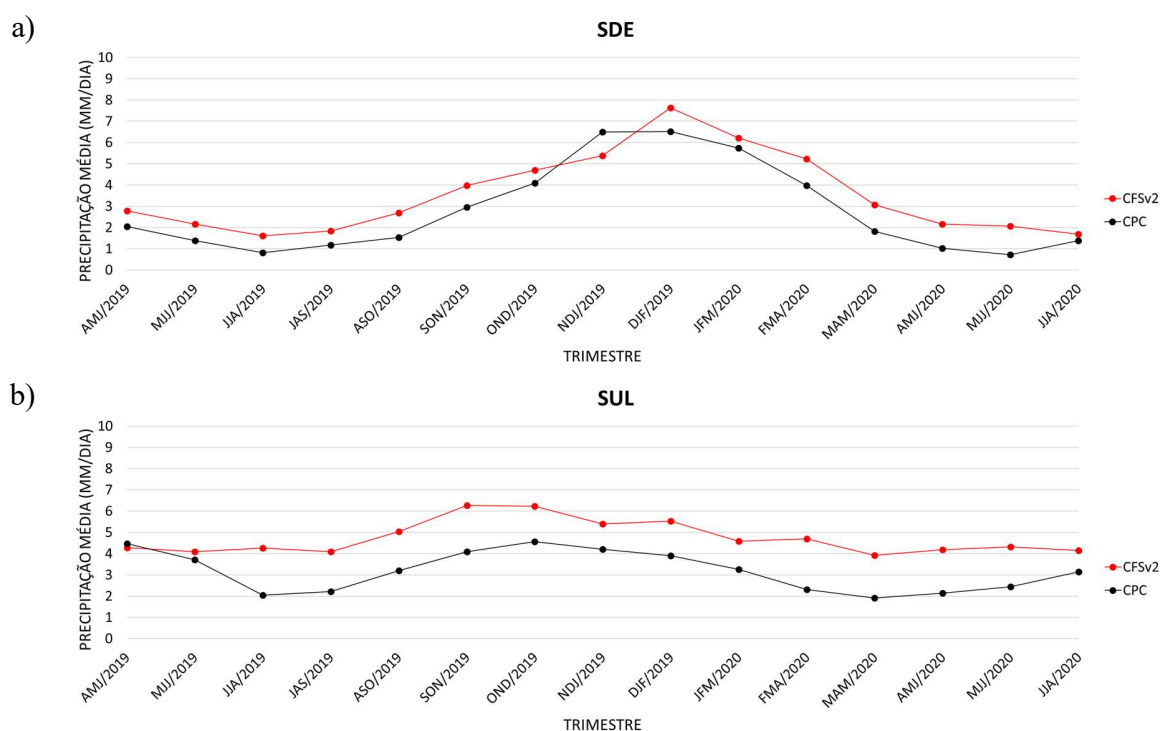
Na AMZ (Figura 5.2d), o regime de precipitação não é homogêneo devido aos sistemas atmosféricos atuantes em diferentes escalas espaciais e temporais, mas ainda assim é possível observar que os maiores valores pluviométricos ocorrem durante o verão e os menores, no inverno (REBOITA et al., 2010, 2012; SANTOS et al., 2015; AZEVEDO et al., 2017). As previsões do CFSv2, apesar dos vieses com sinais alternados em relação à análise do CPC, reproduzem o padrão anual de precipitação, superestimando durante os trimestres de verão e início do outono (NDJ/2019 até MAM/2020) em até 1,9 mm/dia e subestimando nos demais em até 3,2mm/dia. Dentre as previsões, o trimestre MJJ/2019 se aproximou mais do valor observado, com viés quase nulo (0,001 mm/dia), apresentando melhor resultado. Com relação às estatísticas (Tabela 5.1), o viés é próximo de zero, indicando boa observação da precipitação, e negativo, isto é, há, em geral, subestimação da variável, como mostram os mapas de precipitação. De forma geral, o CFSv2 apresenta ajuste satisfatório e excelente concordância com as observações da análise CPC ( $R^2 = 0,824$  e  $d = 0,928$ ), e a correlação entre as previsões e dados observados é forte ( $r = 0,908$ ).

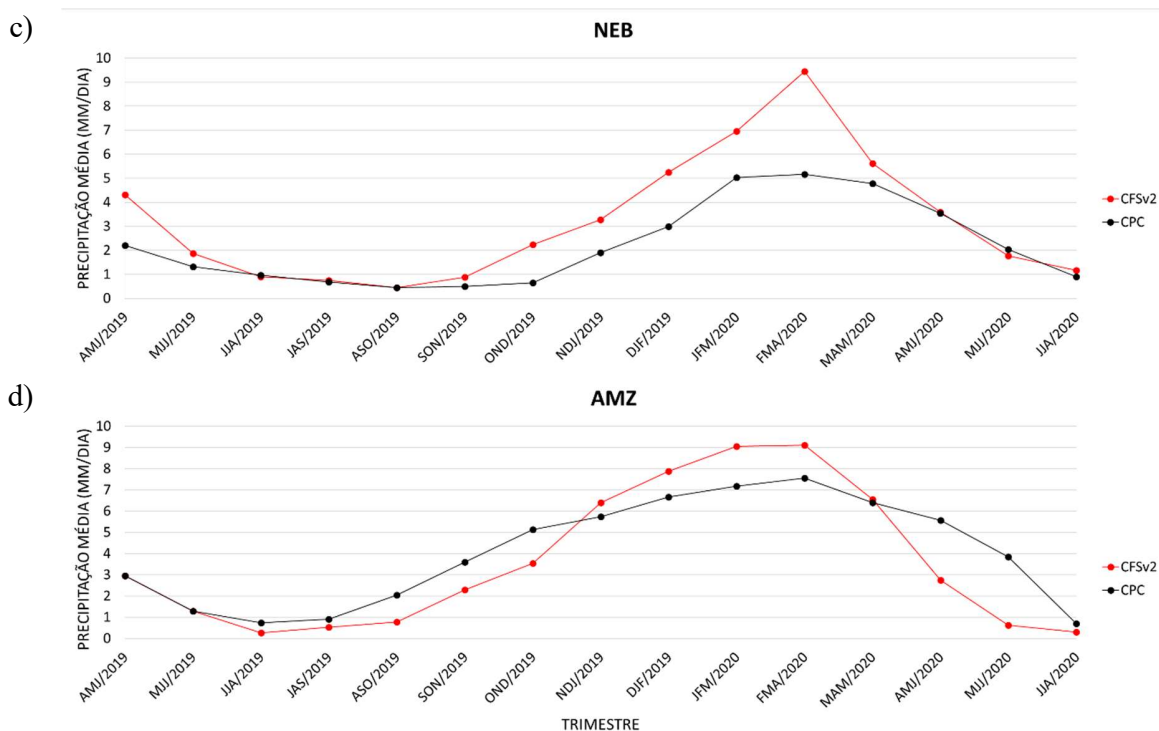
De forma geral, ao comparar os resultados estatísticos para as regiões de estudo (Tabela 5.1), é possível observar um viés com módulos pequenos e de sinais alternados em todas as regiões, cujos valores são bem próximos de zero, de tal forma que a previsão se aproxima do valor observado. Com relação ao  $R^2$  e  $d$ , nota-se que as previsões das regiões SDE, NEB e AMZ estão

bem ajustadas e representam bem os dados observados pelo CPC, representando satisfatoriamente o ciclo anual de precipitação, especialmente o do SDE ( $R^2$  e  $d$  superiores a 0,9), mas sofrem uma queda significativa de desempenho no SUL do Brasil. Por fim, a correlação  $r$  também concorda com os resultados das estatísticas anteriores, uma vez que as previsões nas regiões SDE, NEB e AMZ apresentam correlações fortes e superiores a 0,9 com os dados observados, especialmente a do SDE ( $r = 0,958$ ) enquanto no SUL a correlação é moderada ( $r = 0,667$ ). Dentre as regiões, o SDE é a região que apresentou a melhor simulação e o SUL, a pior.

Figura 5.2 – Médias regionais sazonais da precipitação média (mm/dia) prevista pelo CFSv2 (em vermelho) e observada pela análise CPC (em preto) nas regiões de estudo:

a) SDE, b) SUL, c) NEB, e d) AMZ





Fonte: Elaboração própria (2020)

Tabela 5.1 – Estatísticas calculadas para análise de desempenho das previsões de precipitação média trimestral do CFSv2 em relação aos dados observados na análise CPC para as regiões de estudo. Resultados em azul (vermelho) indicam melhor (pior) desempenho

SUBDOMÍNIO	ESTATÍSTICA			
	<i>viés</i>	$R^2$	<i>d</i>	<i>r</i>
SDE	0,767	0,918	0,937	0,958
SUL	1,561	0,444	0,545	0,667
NEB	1,023	0,858	0,863	0,926
AMZ	-0,400	0,824	0,928	0,908

Fonte: Elaboração própria (2020)

### 5.3 ANÁLISE DA PREVISÃO DE ENA E PLD

Com o fornecimento das previsões de precipitação do CFSv2 ao MGB-IPH, este, por sua vez, forneceu às previsões de aflúncias ao PREVIVAZ para a construção do arquivo prevs.rvx, que é utilizado com arquivo de entrada para o GEVAZP. Conforme explicado anteriormente, a

---

simulação do GEVAZP gera como arquivo de saída o *vazões.rvx*, utilizado como um dos *inputs* para a simulação do DECOMP. Dessa forma, com o objetivo de conhecer a confiabilidade e qualidade das previsões de ENA e PLD obtidas através da simulação da cadeia MGB-CFSv2 em relação aos dados divulgados pelo ONS e CCEE, são apresentadas nesta seção os resultados dos critérios estatísticos para os submercados que compõem o SIN.

### 5.3.1. RESULTADOS DE ENA

Nesta subseção são apresentadas as séries históricas de ENA semanal prevista por submercado obtidas a partir da simulação do MGB-CFSv2 e da divulgação das previsões oficiais pelo ONS para o estudo de caso referente ao trimestre JJA de 2020. Conforme apresentado no Capítulo 4, as ENAs são obtidas a partir da multiplicação entre a produtividade das UHEs e suas respectivas vazões. Essas produtibilidades para o trimestre em análise foram obtidas através do arquivo *pmo.dat*, um dos resultados de saída do NEWAVE, e estão disponíveis no Anexo A.

Na Figura 5.3 são apresentadas as previsões de ENA (MWm) obtidas pela simulação da cadeia MGB-CFSv2 e pela divulgação das previsões oficiais pelo ONS por submercado para as semanas operativas que compõem o caso exemplo, além dessas informações tem-se também a MLT para o período, disponibilizada no Anexo B.

Para o submercado Sudeste/Centro-Oeste (Figura 5.3a), conforme mostrado na seção 5.2, o trimestre JJA é caracterizado por ser um período seco devido à atuação do ASAS e fase inativa do SMAS, de tal forma que os níveis pluviométricos são baixos, refletindo diretamente nas aflúncias aos reservatórios. Pela figura, nota-se que as tanto as previsões semanais de ENA obtidas a partir da simulação da cadeia MGB-CFSv2 quanto aquelas disponibilizadas pelo ONS apresentam valores abaixo da MLT, estando coerentes para o período. Além disso, nota-se também que a cadeia proposta consegue acompanhar consideravelmente o comportamento da ENA prevista oficial (divulgada pelo ONS). É interessante ressaltar que, em determinadas semanas operativas, o MGB-CFSv2 não consegue capturar com tanta sensibilidade a variação da ENA prevista pelo ONS em relação ao seu comportamento de elevação ou redução. Isso é justificado pela previsão de precipitação obtida pelo CFSv2 e também pela disseminação da chuva no solo ao longo da rede de drenagem, de tal forma nem todo volume de escoamento se torna, de fato, vazão. Especificamente

---



com relação à precipitação prevista pelo CFSv2, como a chuva que ocorre nesse período é causada pela atuação de frentes frias, conforme apresentado na seção anterior, pode-se concluir que o modelo climático previu esses sistemas sinóticos com uma intensidade ou duração maior do que a que de fato ocorreu, e, conseqüentemente, superestimou a precipitação para o mês de junho (30/05/2020 a 20/06/2020) e primeira semana de agosto (01/08/2020), especialmente nas sub-bacias do Paranapanema, Tietê e Grande, que compõem a bacia do Paraná, e no trecho incremental a UHE Itaipu (Figura C.1 disponibilizada no Apêndice C). Além dessa análise gráfica, foram calculadas as métricas de desempenho expostas no capítulo anterior, cujos resultados estão apresentados na Tabela 5.2. Para o período analisado, nota-se que previsões geradas pela cadeia proposta conseguem apresentar ajuste e concordância consideráveis em relação às previsões oficiais ( $R^2 = 0,734$  e  $d = 0,896$ , respectivamente), bem como uma forte correlação ( $r = 0,857$ ).

Para o submercado Sul (Figura 5.3b), o qual apresenta totais pluviométricos elevados no trimestre JJA devido à atuação de ciclones extratropicais, de frentes frias e eventualmente dos JBNs, nota-se que as aflúências têm seu comportamento modulado pela presença desses sistemas sinóticos. Analisando-se a figura e os mapas disponíveis no Apêndice C (Figura C.1), é notável que os aumentos mais significativos da ENA ocorrem quando da atuação simultânea do transporte de umidade do Atlântico para o sul do país, e de ciclones ou frentes frias. A partir da figura ilustrada nesta seção, é perceptível que a ENA não apresenta um padrão homogêneo nem uma tendência intrínseca de elevação ou redução, podendo estar acima ou abaixo da MLT. Apesar dessa heterogeneidade da série temporal, nota-se que a cadeia proposta consegue acompanhar razoavelmente o comportamento das previsões oficiais, pois na maioria das semanas operativas o MGB-CFSv2 sinaliza o aumento ou redução das aflúências, apesar de não atingir a amplitude esperada. Além disso, há ocasiões em que o MGB-CFSv2 também não acompanha as mudanças de comportamento, como as ocorridas nas semanas próximas a virada de mês (20/06/2020 e 27/06/2020) e 01/08/2020, uma vez que o modelo climático não consegue representar com tanta habilidade os sistemas sinóticos atuantes no período, que têm variabilidade temporal muito rápida. Com relação às métricas de desempenho (Tabela 5.2), apesar das previsões geradas pela cadeia proposta apresentarem ajuste e concordância razoáveis em relação às previsões oficiais ( $R^2 = 0,616$  e  $d = 0,782$ , respectivamente), a correlação entre os dados é forte ( $r = 0,785$ ).

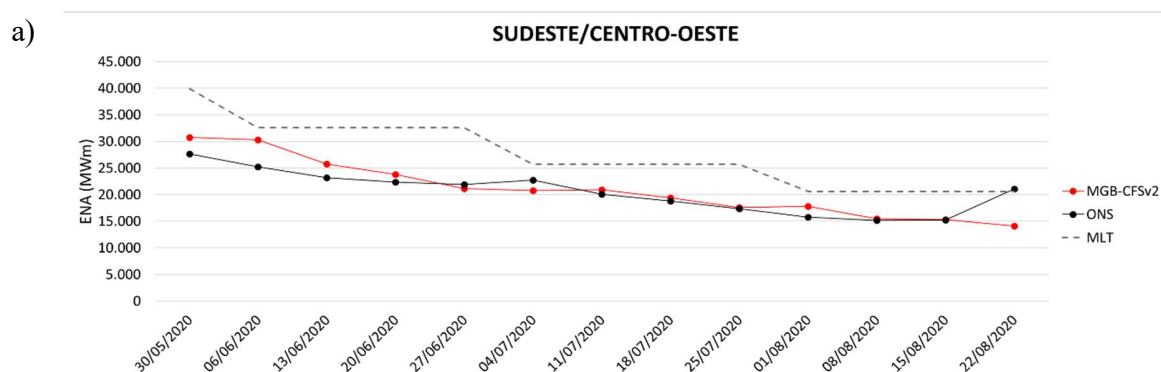
Para o submercado Nordeste (Figura 5.3c), conforme apresentado anteriormente, predominam os baixos totais pluviométricos durante o inverno, justificados pela atuação do ASAS e posicionamento da ZCIT a norte do equador. Como consequência, esse período é marcado pelas baixas afluências, uma vez que há pouca ou nenhuma precipitação significativa na principal bacia desse submercado, a do São Francisco. Pela figura, nota-se que as previsões de ENA divulgadas pelo ONS apresentam valores abaixo da MLT ao longo do período de análise, estando coerente com a estação do ano. Já o MGB-CFSv2, por superestimar a precipitação na região (Figura C.1 disponibilizadas no Apêndice C), apresenta previsões de ENA com valores superiores em relação aos oficiais ao longo de praticamente todo o período de análise e acima da MLT em determinadas semanas operativas. Apesar dessa superestimação da ENA pelo MGB-CFSv2, observa-se que a cadeia consegue acompanhar consideravelmente o comportamento da variável prevista oficial, com exceção da semana operativa iniciada em 01/08/2020, na qual houve elevação das afluências divulgadas pelo ONS, e a metodologia proposta não conseguiu capturar com sensibilidade essa variação, uma vez que o CFSv2 subestimou a precipitação na região da bacia do São Francisco; enquanto na semana operativa iniciada em 15/08/2020, a estimativa de elevação da ENA pelo MGB-CFSv2 foi justificada pela superestimativa da chuva no trecho a jusante da UHE de Sobradinho (Figuras B.1). Com relação às estatísticas (Tabela 5.2), observa-se que as previsões obtidas com a simulação da cadeia proposta, apesar de superestimarem as afluências, apresentam ajuste considerável e concordância razoável em relação às previsões oficiais ( $R^2 = 0,791$  e  $d = 0,667$ , respectivamente), bem como uma forte correlação entre os dados ( $r = 0,889$ ).

Para o submercado Norte (Figura 5.3d), conforme exposto anteriormente, o trimestre JJA é marcado por baixos totais pluviométricos em grande parte da região amazônica devido à atuação do ASAS e fase inativa do SMAS, com exceção do extremo norte e noroeste que estão sob influência da ZCIT (Figuras C.1 disponibilizadas no Apêndice C). Como grande parte das UHEs situadas nesse submercado estão na porção centro-sul, as afluências dessas usinas são influenciadas pelos sistemas sinóticos atuantes nessa região, de tal forma que o comportamento sazonal da ENA do submercado Norte é de redução ao longo da estação. Pela figura, nota-se que tanto as previsões semanais de ENA obtidas pelo MGB-CFSv2 quanto àquelas divulgadas pelo ONS são coerentes com o período de estiagem. Além dessa homogeneidade das séries temporais, é interessante destacar que as previsões da cadeia proposta conseguem acompanhar satisfatoriamente o

comportamento das previsões oficiais, inclusive com magnitudes próximas às esperadas. Mas, é interessante ressaltar que as pequenas variações das afluições (viés negativo ou positivo) são decorrentes das previsões de precipitação pelo CFSv2, especialmente na Amazônia Oriental, onde estão localizadas as principais UHEs desse submercado. Com relação às métricas de desempenho (Tabela 5.2), nota-se que os resultados obtidos corroboram com a análise gráfica, ou seja, as previsões geradas pelo MGB-CFSv2 se ajustam e concordam satisfatoriamente com dados oficiais de ENA ( $R^2 = 0,997$  e  $d = 0,997$ , respectivamente), além de apresentarem correlação forte, quase perfeita ( $r = 0,999$ ).

De forma geral, comparando-se as métricas estatísticas expostas por submercado na Tabela 5.2, nota-se que as previsões de ENA obtidas pelo MGB-CFSv2 estão relativamente bem ajustadas e fortemente correlacionadas aos dados oficiais nos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, e representam consideravelmente bem no Sudeste/Centro-Oeste e Norte. Já no Sul, apesar de  $r$  indicar forte correlação, observa-se uma queda no desempenho das previsões a partir das estatísticas  $R^2$  e  $d$ , corroborando com os resultados apresentados na seção anterior, que expõem a dificuldade de se prever a precipitação no subdomínio SUL do Brasil devido à atuação de diferentes sistemas sinóticos.

Figura 5.3 – Série histórica de ENA semanal prevista pelo MGB-CFSv2 e pelo ONS para os submercados: a) Sudeste/Centro-Oeste, b) Sul, c) Nordeste, e d) Norte durante o trimestre JJA de 2020



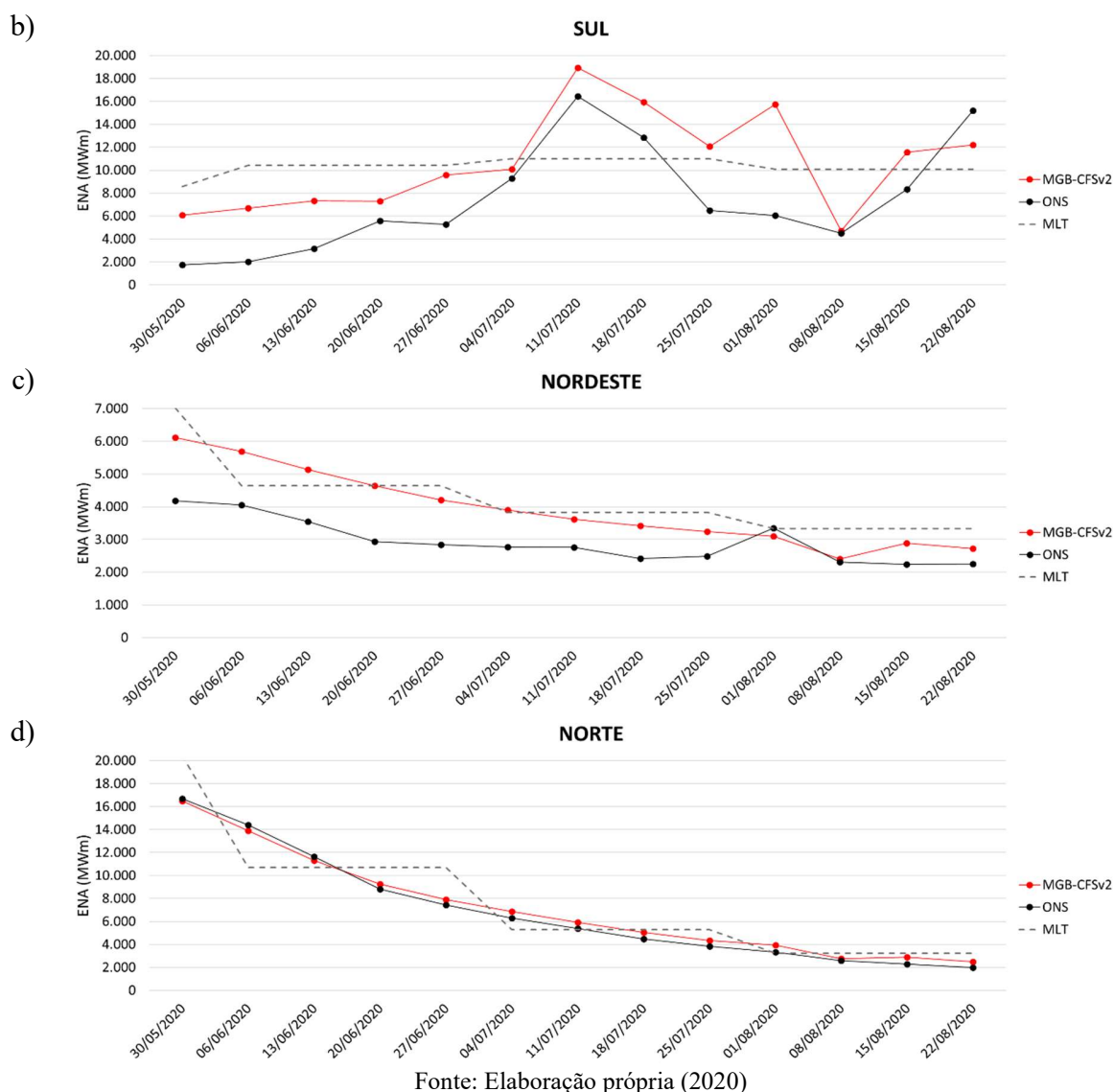


Tabela 5.2 – Estatísticas calculadas para análise de desempenho das previsões de ENA do MGB-CFSv2 em relação às previsões oficiais divulgadas pelo ONS para os submercados que compõem o SIN. Resultados em azul (vermelho) indicam melhor (pior) desempenho

SUBMERCADO	ESTATÍSTICA		
	$R^2$	$d$	$r$
SUDESTE/CENTRO-OESTE	0,734	0,896	0,857
SUL	0,616	0,782	0,785
NORDESTE	0,791	0,667	0,889
NORTE	0,997	0,997	0,999

Fonte: Elaboração própria (2020)

### 5.3.2. RESULTADOS DE PLD

Nesta subseção são apresentadas as séries históricas de PLD semanal previsto por submercado obtidas a partir da simulação da cadeia MGB-CFSv2 e da divulgação dos PLDs oficiais divulgados pela CCEE para o trimestre JJA de 2020.

Na Figura 5.4 são apresentadas as previsões de PLD (R\$/MWh) obtidas pela simulação da cadeia MGB-CFSv2 e pela divulgação do PLD oficial semanal pela CCEE por submercado para o caso exemplo. Porém, conforme exposto nos capítulos anteriores, o PLD é diretamente impactado pelas afluências das semanas atual (vazões observadas e previstas) e futuras (apenas vazões previstas) e também pela atualização do volume inicial dos reservatórios. Dessa forma, quando da redução das afluências ao longo das semanas operativas e dos níveis de armazenamento, o PLD apresenta elevação, e quando da melhora das expectativas de ENA e nos níveis de armazenamento, o PLD diminui.

Para o submercado Sudeste/Centro-Oeste (Figura 5.4a), conforme explanado anteriormente, o trimestre JJA é caracterizado por apresentar baixas afluências nos reservatórios devido à estiagem, as quais foram bem representadas pelo MGB-CFSv2. Pela figura, nota-se que as séries temporais de PLD obtidas pela simulação da cadeia MGB-CFSv2 e pela divulgação da CCEE não apresentam um perfil perfeitamente homogêneo ao longo do período JJA de 2020, uma vez que as afluências apresentam volatilidade e também há atualização nos níveis de armazenamento. Além desse comportamento da trajetória do PLD, observa-se também que há um viés entre as séries temporais, que são decorrentes das previsões de ENA obtidas pela cadeia proposta, as quais estão superestimadas em relação às oficiais ao longo do horizonte de até seis semanas (Tabelas D.1 e D.2 disponibilizadas no Apêndice D), e com isso, o MGB-CFSv2 tende a apresentar preços mais baixos que os oficiais e que nem sempre acompanham o comportamento de elevação ou redução. Além disso, nota-se que, na maioria dos casos, os preços simulados não atingem as magnitudes esperadas e os maiores vieses ocorrem nas semanas operativas referentes às viradas de mês, corroborando os resultados obtidos com as previsões de ENA obtidas pelo MGB-IPH integrado ao CFSv2, e também pela influência do PREVIVAZ nas semanas seguintes. Além dessa análise gráfica, foram calculadas as métricas de desempenho (Tabela 5.3). Para esse caso exemplo, nota-se que as previsões geradas pelo MGB-CFSv2 não conseguem apresentar um bom

---

ajuste em relação aos dados oficiais de preço ( $R^2 = 0,202$ ), uma vez que os preços simulados tendem a ser mais voláteis. Com relação às outras estatísticas, nota-se uma concordância considerável ( $d = 0,645$ ) e correlação moderada ( $r = 0,450$ ).

Para o submercado Sul (Figura 5.4b), conforme exposto anteriormente, o trimestre JJA é marcado pela heterogeneidade no comportamento das afluições e o CFSv2, ao prever a chuva, tende a superestimar essa variável na região. Como consequência, nota-se na Tabela D.2 disponibilizada no Apêndice D, que as previsões de ENA são maiores que àquelas divulgadas pelo ONS, e isso é resultado não apenas da aplicação do modelo climático, mas também do PREVIVAZ. Assim, ao se avaliar as séries temporais de PLD obtidas pela simulação da cadeia proposta e pela divulgação da CCEE, nota-se um comportamento e resultados similares aos encontrados para o submercado Sudeste/Centro-Oeste. Dessa forma, ao se analisar as estatísticas apresentadas na Tabela 5.3, observa-se que elas corroboram a análise gráfica, não indicando bons ajustes ( $R^2 = 0,202$ ), porém concordância considerável ( $d = 0,645$ ) e correlação moderada ( $r = 0,450$ ).

Para o submercado Nordeste (Figura 5.4c), conforme apresentado na seção anterior, o trimestre JJA é caracterizado por uma homogeneidade no comportamento das afluições, as quais tendem a reduzir ao longo da estação. Ao mesmo tempo, também foi observado que o MGB-CFSv2 superestima a ENA em relação às previsões do ONS ao longo das semanas operativas e isso também ocorre para as semanas seguintes, como é apresentado na Tabela D.2 (Apêndice D), apesar disso não ser efeito exclusivo do MGB integrado ao CFSv2, mas também da execução do PREVIVAZ. Analisando-se as séries temporais de PLD, nota-se que o comportamento dos preços divulgados pela CCEE apresenta um perfil mais *flat*, enquanto a que representa os preços simulados pela cadeia MGB-CFSv2 tem maior volatilidade, nem sempre conseguindo atingir as magnitudes esperadas devido às afluições previstas, porém com vieses menores do que aqueles encontrados para os submercados anteriores. Com relação as estatísticas calculadas (Tabela 5.3), nota-se uma melhora de desempenho, uma vez que os ajustes são razoáveis e o grau de concordância é considerável ( $R^2 = 0,660$  e  $d = 0,888$ , respectivamente), e a correlação é forte ( $r = 0,812$ ).

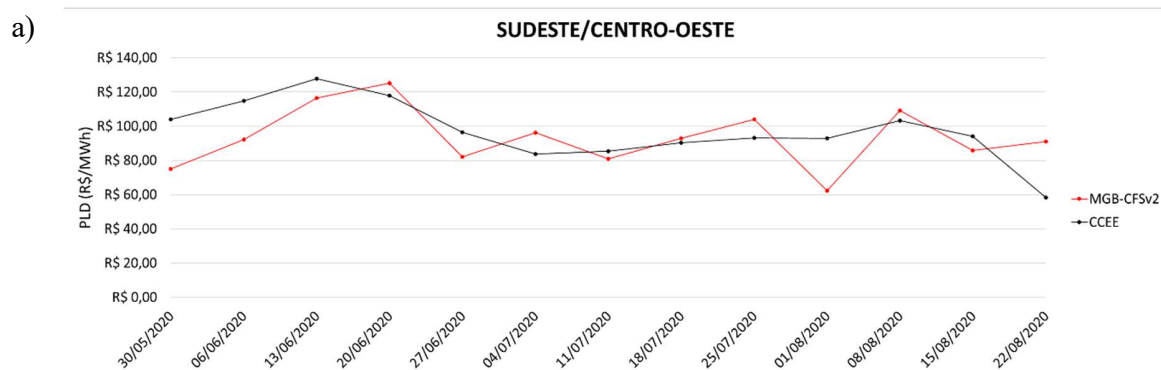
Para o submercado Norte (Figura 5.4d), o trimestre JJA também é caracterizado por apresentar homogeneidade no comportamento das afluições, que tendem a reduzir devido à estiagem. O MGB-CFSv2 conseguiu capturar satisfatoriamente esse padrão sazonal para as semanas operativas do caso exemplo, apresentando vieses baixos. Esse mesmo comportamento

---

também é observado ao longo do horizonte de até seis semanas no mês de junho, porém esse padrão muda a partir de julho, o qual apresenta vieses maiores, como demonstra a Tabela D.2. Porém, ao se analisar as séries temporais de PLD, de forma similar ao Nordeste, a trajetória indicada pela CCEE é mais flat, enquanto que aquela simulada pela cadeia proposta é mais volátil devido às previsões de afluições, embora o viés médio seja o menor dentre todos os submercados. Com relação às métricas de desempenho (Tabela 5.3), nota-se que o ajuste e a concordância são consideráveis ( $R^2 = 0,568$  e  $d = 0872$ , respectivamente), e a correlação é forte ( $r = 0,754$ ), assim como o Nordeste, apesar do desempenho um pouco inferior.

De forma geral, comparando-se as métricas estatísticas expostas por submercado na Tabela 5.3, observa-se que as previsões de PLD obtidas pela cadeia MGB-CFSv2 não apresentam ajustes satisfatórios, mas conseguem descrever consideravelmente os dados oficiais de PLD nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Já no Nordeste e Norte, nota-se uma melhora nas estatísticas, indicando ajuste e grau de concordância consideráveis, bem como forte correlação. A partir dessa análise completa dos impactos da precipitação nas afluições e dessas no preço, percebe-se que o desempenho estatístico é fortemente influenciado pelas previsões de ENA ao longo do horizonte de até seis semanas, as quais são obtidas através da execução do modelo PREVIVAZ, que faz a predição das afluições a partir da série histórica, sem considerar informações de precipitação. A consequência disso é a perda da representatividade do clima ao longo da estação, propagando-se ainda mais incertezas nas simulações da cadeia proposta.

Figura 5.4 – Série histórica de PLD semanal previsto pelo MGB-CFSv2 e PLD oficial divulgado pela CCEE para os submercados: a) Sudeste/Centro-Oeste, b) Sul, c) Nordeste, e d) Norte durante o trimestre JJA de 2020



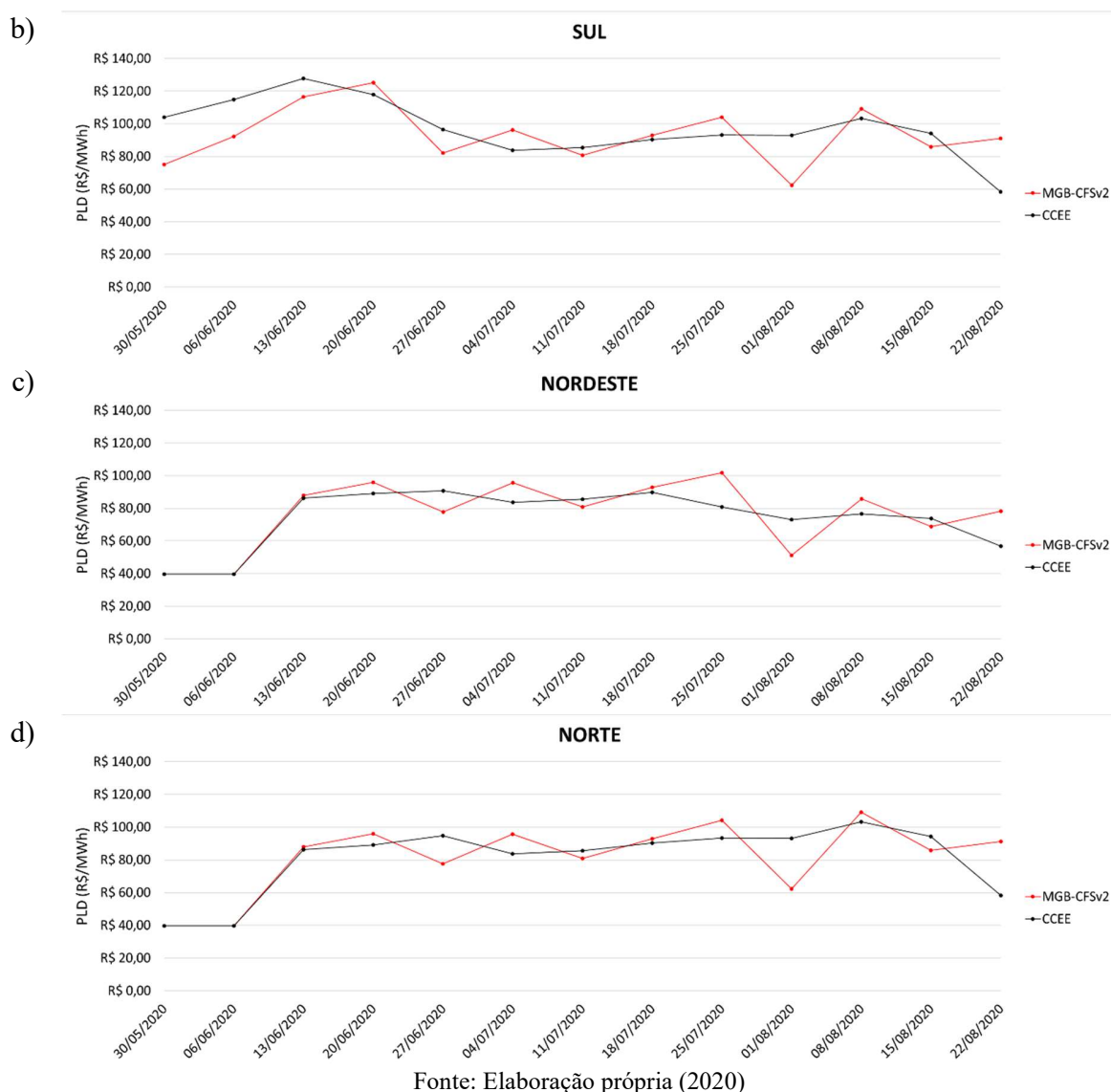


Tabela 5.3 – Estatísticas calculadas para análise de desempenho das previsões de PLD do MGB-CFSv2 em relação aos preços oficiais divulgados pela CCEE para os submercados que compõem o SIN. Resultados em azul (vermelho) indicam melhor (pior) desempenho

SUBMERCADO	ESTATÍSTICA		
	$R^2$	$d$	$r$
SUDESTE/CENTRO-OESTE	0,202	0,645	0,450
SUL	0,202	0,645	0,450
NORDESTE	0,660	0,888	0,812
NORTE	0,568	0,872	0,754

Fonte: Elaboração própria (2020)



---

# CAPÍTULO 6

## CONCLUSÕES

### 6.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Em um mercado competitivo, esforços se fazem necessários para a obtenção de uma metodologia capaz de estabelecer a trajetória do PLD, visto que esse resultado interfere diretamente nas operações de compra e venda de energia e gestão de recursos financeiros. Porém, para se realizar uma boa previsão, é necessário identificar as principais variáveis que afetam o preço da energia e suas incertezas. Atualmente, as aflúncias são a variável de maior impacto, uma vez que a matriz energética brasileira é predominantemente hidráulica e o resultado das previsões de vazões afeta a otimização do despacho hidrotérmico e, conseqüentemente, o preço da energia.

Do estado da arte sobre previsão de preços de energia no Brasil, constatou-se que a grande maioria dos estudos propõe a aplicação de RNAs para a predição do PLD, utilizando dados relacionados ao setor como variáveis explanatórias. Apesar das diferentes técnicas de treinamento dessas redes e das metodologias empregadas para a seleção das principais variáveis de influência do PLD, nenhuma delas avalia diretamente o impacto exclusivo das aflúncias no preço da energia.

Por essa razão, o presente estudo teve como objetivo construir uma cadeia computacional composta por uma sequência de modelos desde a precipitação até o preço para estabelecer e avaliar a ENA e o PLD para o horizonte de três meses. Para isso, foi utilizado o modelo climático CFSv2 integrado ao modelo hidrológico MGB-IPH, de tal forma que as previsões de vazões obtidas a partir da simulação do modelo hidroclimático são fornecidas como entrada para os modelos de planejamento energético atualmente em uso pelo ONS e CCEE.

Em uma primeira etapa, avaliou-se a performance das previsões sazonais de precipitação do CFSv2 para o Brasil, uma vez que horizontes superiores a duas semanas contêm incertezas relacionadas ao clima e isso impacta diretamente na contratação de energia e nos riscos financeiros

---

---

associados. Para então avaliar a capacidade de previsão do CFSv2, foram realizadas análises da distribuição espacial da precipitação e de métricas de desempenho por subdomínio brasileiro. Nessas análises, foi observado que o CFSv2 consegue representar a distribuição espacial da precipitação nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste ao longo das estações do ano, enquanto no Sul do país o modelo apresenta previsões mais úmidas e em grande parte do Norte, mais secas. As métricas estatísticas calculadas para melhor avaliação da performance do CFSv2 corroboram as análises da distribuição espacial e ainda indicam que o desempenho menos satisfatório da região Sul do país em relação às demais é decorrente da variabilidade dos sistemas sinóticos de latitudes médias atuantes.

A partir da análise das previsões de precipitação obtidas com o CFSv2, que foram validadas e tiveram resultados consideravelmente bons, conclui-se que o modelo poderia ser utilizado para previsões sazonais no país. A partir dessa validação, com os dados de precipitação prevista integrados ao MGB-IPH, foi possível realizar a previsão de ENA. Os resultados indicaram que a cadeia proposta consegue representar com qualidade considerável o comportamento da ENA nos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, principalmente neste último, enquanto que no Sul o MGB-CFSv2 nem sempre acompanha as mudanças na série temporal oficial, representada pelas previsões do ONS. Contudo, os resultados de afluições obtidos pela simulação da cadeia concordam com aqueles apresentados na análise de precipitação, uma vez que as vazões são diretamente impactadas pela atuação de sistemas sinóticos, que podem favorecer ou não a precipitação.

Por fim, a partir das previsões de afluições obtidas pelo MGB-CFSv2, cujos resultados foram analisados e validados, avaliando-se as incertezas associadas às vazões, pôde-se calcular o PLD a partir da simulação dos modelos energéticos em vigor no setor. Ao se utilizar os decks oficiais disponibilizados pela CCEE, com alterações nos arquivos vazoes.rvx e dadger.rvx (volume inicial dos reservatórios), foi possível notar o impacto das afluições no PLD. Os resultados indicaram uma parcial deficiência da cadeia proposta em prever o PLD para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul e uma pequena melhora de desempenho para o Nordeste e Norte. Isso é justificado pelas previsões de ENA obtidas através da simulação da cadeia MGB-CFSv2, que estão superestimadas quando comparadas às previsões do ONS. Porém, cabe ressaltar que essa superestimação é reflexo do PREVIVAZ, o qual faz previsões a partir de séries históricas de vazões

---

---

sem considerar a influência das condições climáticas e, sabendo-se que as ENAs têm reduzido ao longo dos anos, a inserção de informações de precipitação representa ganhos significativos para a operação e, conseqüentemente, para a previsão do preço de energia, como demonstram os trabalhos de Collischonn et al. (2007), Bou et al. (2015) e De Paiva et al. (2020).

Nessas condições, de modo geral, pode-se concluir que a metodologia proposta cumpriu com seu principal objetivo: prever o PLD praticado por submercado para um horizonte de três meses considerando as incertezas das vazões. Além disso, ainda no contexto de mercado, apesar da cadeia não conseguir prever com desempenho satisfatório o PLD em todos os submercados e serem necessários ajustes, a aplicação do MGB-CFSv2 por agentes de comercialização de energia pode auxiliar futuramente nas tomadas de decisão referentes à contratação, uma vez que indiretamente incorpora a gestão de risco através da identificação dos impactos causados pela variável que é hoje considerada a de maior influência sobre o PLD.

Por fim, cabe ressaltar que, apesar da recente mudança de preços semanais para preços horários, a previsão diária das vazões continuará a ser utilizada no modelo DESSEM do CEPEL. Além disto, para contratos de longo prazo, a previsão do PLD médio sazonal continua a ser importante para a comercialização de energia.

## 6.2 TRABALHOS FUTUROS

A partir do que foi apresentado nesta dissertação, um dos maiores desafios enfrentados pelo mercado de energia elétrica é prever ou estabelecer uma trajetória das afliências e do PLD para curto prazo devido às incertezas associadas às previsões sazonais de variáveis atmosféricas e de vazão. Por essa razão, a seguir são sugeridos alguns temas para trabalhos futuros:

- i. Realizar previsões de precipitação para períodos maiores, abrangendo mais de uma estação em comum para analisar se o comportamento dessa variável ao longo das estações do ano é similar;
-

- 
- ii. Realizar previsões de aflúncias a partir do modelo hidrológico MGB-IPH integrado ao modelo CFSv2 para horizontes maiores que três meses para avaliar a performance e destreza dos resultados simulados;
  - iii. Comparar a performance das previsões de ENA e PLD da cadeia desenvolvida com uma versão que utiliza as aflúncias do MGB-IPH integrado ao CFSv2, sem a utilização do PREVIVAZ, a fim de avaliar os possíveis ganhos na predição das aflúncias e na capacidade de representar eventos atípicos;
  - iv. Investigar outras metodologias para aprimorar a previsão climática e, conseqüentemente, do preço de energia para horizontes superiores a um mês, tais como construir *ensembles* do CFSv2 com outros modelos climáticos sazonais ou inserir informações relacionadas às posições de sistemas sinóticos ou aos índices de padrões de teleconexões.

### 6.3 TRABALHOS PUBLICADOS

Até o momento, parte deste trabalho gerou dois aceites e apresentações em congressos:

1. KUKI, C. A. C.; TORRES, F. L. R.; FARIA, V. A. D.; DE QUEIROZ, A. R.; LIMA, L. M. M.; LIMA, J. W. M. Estratégias de previsão de vazão de curto prazo: um estudo de caso nas Bacias do Rio Grande e Rio Paranaíba. In XXIII Congresso Brasileiro de Automática, 2020.
2. KUKI, C. A. C.; TORRES, F. L. R.; FARIA, V. A. D.; DE QUEIROZ, A. R.; LIMA, L. M. M.; LIMA, J. W. M. Estratégias de previsão de vazão para formação do preço de energia elétrica no curto prazo. In LII Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, 2020.

Além disso, parte deste trabalho também gerou a submissão de um artigo, intitulado “Avaliação da performance da previsão sazonal para o Brasil utilizando o CFSv2 e ECMWF-SEAS5”, para a Revista Brasileira de Climatologia, o qual está em processo de avaliação.

---

---

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALENCAR, A. J.; SCHMITZ, E. A. Análise de risco em gerência de projetos. 3ª. ed. Rio de Janeiro: Brasport, 2012.

AMADEU, J. R. Desenvolvimento de modelos para previsão de spread do preço de energia elétrica no mercado de curto prazo. Universidade de São Paulo, USP. Departamento de Engenharia Elétrica (Graduação). São Carlos. 2011.

AMBRIZZI, T. et al. The state-of-the-art and fundamental aspects of regional climate modeling in South America. *Annals of the New York Academy of Sciences*, v. 330, p. 1-23, 2018.

ANEEL. Resolução ANEEL nº 109, 2004. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2004109.pdf>>. Acesso em: Janeiro 2020.

ANEEL. Resolução Normativa ANEEL nº 622, de 19 de agosto de 2014, 2014. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2014622.pdf>>. Acesso em: Janeiro 2020.

ANEEL. Banco de Informações de Geração - BIG, 2020. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: Janeiro 2020.

AZEVEDO, F. T. M. et al. Prognóstico sazonal de precipitação regionalizada na Amazônia Oriental. *Revista Brasileira de Geografia Física*, v. 10, n. 5, p. 1520-1534, 2017.

BARRY, R. G.; CHORLEY, R. J. *Atmosphere, weather and climate*. 9ª. ed. New York: Routledge, 2010.

BARTH, F. T. et al. *Modelos para gerenciamento de recursos hídricos*. São Paulo: Nobel, 1987.

BOU, A. S. F.; DE SÁ, R. V.; CATALDI, M. Flood forecasting in the upper Uruguay River basin. *Natural Hazards*, v. 79, p. 1239-1256, 2015.

BRAVO, J. M.; COLLISCHONN, W.; TUCCI, C. E. M. Verificação da eficiência e eficácia de um algoritmo evolucionário multi-objetivo na calibração automática do modelo hidrológico IPH II. *Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, v. 14, p. 37-50, 2009.

---

- 
- CARVALHO, L. M. V.; JONES, C. Zona de Convergência do Atlântico Sul. In: CAVALCANTI, I. F. D. A. Tempo e clima no Brasil. São Paulo: Oficina de Textos, 2009. p. 95-110.
- CAVALCANTI, I. F. D. A.; KOUSKY, V. E. Frentes frias sobre o Brasil. In: CAVALCANTI, I. F. D. A. Tempo e clima no Brasil. São Paulo: Oficina de Textos, 2009. p. 135-148.
- CCEE. Preço de Liquidação das Diferenças - versão 2014.1.0. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. São Paulo. 2014.
- CCEE. O SIN e os modelos NEWAVE e DECOMP utilizados no planejamento da operação energética e no cálculo do PLD. Câmara de Comercialização de Energia. São Paulo. 2018.
- CCEE. Liquidação Financeira, 2020. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos\\_menu\\_lateral/liquidacao?\\_afLoop=178338247727092&\\_adf.ctrl-state=bhna3fgb\\_57#!%40%40%3F\\_afLoop%3D178338247727092%26\\_adf.ctrl-state%3Dbhna3fgb\\_61](https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/liquidacao?_afLoop=178338247727092&_adf.ctrl-state=bhna3fgb_57#!%40%40%3F_afLoop%3D178338247727092%26_adf.ctrl-state%3Dbhna3fgb_61)>. Acesso em: Janeiro 2020.
- CEPEL. Projeto NEWAVE - Manual do Usuário. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Rio de Janeiro. 2013a.
- CEPEL. Modelo DECOMP v. 18.3 - Manual do Usuário. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Rio de Janeiro. 2013b.
- CEPEL. Programa de Previsão de Vazões Semanais - PREVIVAZ v. 6.1 - Manual do Usuário. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Rio de Janeiro. 2015.
- CEPEL. GEVAZP - Modelo de geração de cenários de energias e vazões, 2018. Disponível em: <[http://www.cepel.br/pt\\_br/produtos/gevazp-geracao-de-series-sinteticas-de-energias-e-vazoes-periodicas.htm](http://www.cepel.br/pt_br/produtos/gevazp-geracao-de-series-sinteticas-de-energias-e-vazoes-periodicas.htm)>. Acesso em: Janeiro 2020.
- CEPEL. Modelo DESSEM v. 16.7. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Rio de Janeiro. 2019.
- CHEN, M. et al. Assessing objective techniques for gauge-based analyses of daily precipitation. *Journal of Geophysical Research*, v. 113, p. D04110, 2008.
- COHEN, J. et al. Linhas de instabilidade na costa N-NE da América do Sul. In: CAVALCANTI, I. F. D. A. Tempo e clima no Brasil. São Paulo: Oficina de Textos, 2009. p. 75-94.
-

- 
- COLLISCHONN, W. et al. Previsão sazonal de vazão na bacia do rio Uruguai 2: Previsão climática-hidrológica. *Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, v. 10, n. 4, p. 61-72, 2005.
- COLLISCHONN, W. et al. Medium-range reservoir inflow predictions based on quantitative precipitation forecasts. *Journal of Hydrology*, v. 344, p. 112-122, 2007.
- COLLISCHONN, W.; TUCCI, C. E. M. Simulação hidrológica de grandes bacias. *Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, v. 6, n. 1, p. 73-79, 2001.
- COLLISCHONN, W.; TUCCI, C. E. M. Revisão sazonal de vazão na bacia do rio Uruguai 1: Ajuste e verificação do modelo hidrológico distribuído. *Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, v. 10, n. 4, p. 43-59, 2005.
- COLLISCHONN, W. et al. Medium-range reservoir inflow predictions based on quantitative precipitation forecasts. *Journal of Hydrology*, v. 344, p. 112-122, 2007.
- COSSICH, W.; CATALDI, M.; FILHO, O. C. R. Avaliação do desempenho da geração de cenários de aflúncias em reservatórios utilizando previsões de precipitação por conjunto. *Ciência e Natura*, v. 37, p. 55-62, 2015.
- DE JESUS, E. M. et al. Contribution of cold fronts to seasonal rainfall in simulations over the Southern La Plata Basin. *Climate Research*, v. 68, p. 243-255, 2016.
- DE MORAIS, M. D. C.; GAN, M. A. Vórtices Ciclônicos em Altos Níveis sobre o Nordeste do Brasil. *Revista Climanálise: edição especial*, p. 31-36, 2016.
- DE PAIVA, L. F. G.; MONTENEGRO, S. M.; CATALDI, M. Prediction of monthly flows for Três Marias reservoir (São Francisco river basin) using the CFS climate forecast model. *Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, v. 25, n. 16, p. 1-18, 2020.
- DE QUADRO, F. L.; PEZZI, L. P.; ROSA, E. B. O climanálise e o monitoramento da ZCAS nos últimos 30 anos. *Revista Climanálise: edição comemorativa 30 anos*, p. 19-25, 2016.
- DE QUEIROZ, A. R. Simulação de custo marginal em mercado de energia elétrica utilizando redes neurais. Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (Mestrado). Itajubá. 2007.
-

- 
- DEGOLA, T. S. D. Impactos e variabilidade do Anticiclone Subtropical do Atlântico Sul sobre o Brasil no clima presente e em cenários futuros. Universidade de São Paulo, USP. Instituto de Astronomia, Geografia e Ciências Atmosféricas (Mestrado). São Paulo, p. 5-7. 2013.
- DIAS, C. G. et al. Destreza de dois modelos climáticos globais em prever a circulação geral da atmosfera. *Revista Brasileira de Geografia Física*, v. 10, n. 4, p. 1090-1099, 2017.
- DIAS, M. A. F. D. S.; ROZANTE, J. R.; MACHADO, L. A. T. Complexos convectivos de mesoescala na América do Sul. In: CAVALCANTI, I. F. D. A. *Tempo e clima no Brasil*. São Paulo: Oficina de Textos, 2009. p. 181-194.
- EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia - 2029, 2019. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-422/PDE%202029.pdf>>. Acesso em: Janeiro 2020.
- EVA, H. D. et al. *Vegetation map of South America*. Luxembourg: European Commission, 2002.
- FAN, F. M. et al. Flood forecasting on the Tocantins River using ensemble rainfall forecasts and real-time satellite rainfall estimates. *Journal of Flood Risk Management*, v. 9, p. 278-288, 2016.
- FAO. *The Digital Soil Map of The World*. FAO: GeoNetwork, 2003. Disponível em: <<http://www.fao.org/geonetwork/srv/en/main.home?uuid=446ed430-8383-11db-b9b2-000d939bc5d8>>. Acesso em: 2020.
- FERREIRA, A. G.; MELLO, N. G. D. S. Principais sistemas atmosféricos atuantes sobre a região nordeste do Brasil e a influência dos Oceanos Pacífico e Atlântico no clima da região. *Revista Brasileira de Climatologia*, v. 1, n. 1, p. 15-28, 2005.
- FERREIRA, N. J.; RAMÍREZ, M. V.; GAN, M. A. Vórtices ciclônicos em altos níveis que atuam na vizinhança do Nordeste do Brasil. In: CAVALCANTI, I. F. D. A. *Tempo e clima no Brasil*. São Paulo: Oficina de Textos, 2009. p. 43-60.
- GAN, M. A. et al. Monção da América do Sul. *Revista Climanalise: edição especial*, p. 1-6, 2016.
- GAN, M. A.; SELUCHI, M. E. Ciclones e ciclogênese. In: CAVALCANTI, I. F. D. A. *Tempo e clima no Brasil*. São Paulo: Oficina de Textos, 2009. p. 111-126.
-



- 
- GAN, M.; RODRIGUES, L. R.; RAO, B. Monção na América do Sul. In: CAVALCANTI, I. F. D. A. Tempo e clima no Brasil. São Paulo: Oficina de Textos, 2009. p. 297-316.
- GILLILAND, J. M.; KEIM, B. D. Position of the South Atlantic Anticyclone and its impact on surface conditions across Brazil. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, v. 57, p. 535-553, 2018.
- GRIMM, A. M. Clima da região Sul do Brasil. In: CAVALCANTI, I. F. D. A. Tempo e clima no Brasil. São Paulo: Oficina de Textos, 2009. p. 263-275.
- GUARNIER, E. et al. Projeção de preços no mercado de curto prazo: análise por clusterização de energias naturais afluentes e incorporação de fenômenos climatológicos. *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, SBSE*. Goiânia: [s.n.]. 2012. p. 1-6.
- HOUZE JR, R. A. Mesoscale convective systems. *Reviews of Geophysics*, v. 42, n. 4, p. RG4003, 2004.
- KALNAY, E. Atmospheric modeling, data assimilation and predictability. Cambridge: Cambridge University Press, 2003.
- LIMA, E. A. Influência dos fenômenos acoplados oceano-atmosfera sobre os vórtices ciclônicos de altos níveis observados no Nordeste do Brasil. Universidade Federal de Campina Grande, UFCG. Programa de Pós Graduação em Meteorologia (Doutorado). Campina Grande, p. 39-41. 2010.
- LIMA, J. W. M. Economia do Setor Eletroenergético. Itajubá: Universidade Federal de Itajubá, 2010.
- LIMA, J. W. M.; COLISCHONN, W.; MARENGO, J. A. Efeito das mudanças climáticas na geração de energia elétrica. 1. ed. São Paulo: Hunter Books, 2014.
- LLOPART, M. P. et al. Performance do acoplamento RegCM4.3 e CLM3.5: uma análise sobre o Sudeste do Brasil. *Anuário do Instituto de Geociências*, v. 41, n. 3, p. 113-124, 2018.
- MACHADO, L. A. T. et al. Distúrbios ondulatórios de leste. In: CAVALCANTI, I. F. D. A. Tempo e clima no Brasil. São Paulo: Oficina de Textos, 2009. p. 61-74.
-

---

MARENGO, J. A. et al. Climatology of the Low-Level Jet East of the Andes as derived from the NCEP-NCAR reanalyses: characteristics and temporal variability. *Journal of Climate*, v. 17, n. 12, p. 2261-2280, 2004.

MARENGO, J. A. et al. Climatic characteristics of the 2010-2016 drought in the semiarid Northeast Brazil region. *Anais da Academia Brasileira de Ciências*, v. 90, p. 1973-1985, 2018.

MARENGO, J. A.; AMBRIZZI, T.; SOARES, W. R. Jatos de baixos níveis ao longo dos Andes. In: CAVALCANTI, I. F. D. A. *Tempo e clima no Brasil*. São Paulo: Oficina de Textos, 2009. p. 169-180.

MC&E CONSULTORIA E ENGENHARIA; IX ESTUDOS E PROJETOS; UNIFEI. Desenvolvimento de um Previsor de Afluência para Simulação do PLD: P&D PLD-RT-FINAL/2018. AES Tietê. Itajubá, p. 48-68. 2019.

MEDEIROS, L. Previsão do preço spot no mercado de energia elétrica. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, PUC Rio. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (Doutorado). Rio de Janeiro. 2003.

MELO, A. B. C.; CAVALCANTI, I. F. D. A.; SOUZA, P. P. Zona de Convergência Intertropical do Atlântico. In: CAVALCANTI, I. F. D. A. *Tempo e clima no Brasil*. São Paulo: Oficina de Textos, 2009. p. 25-41.

MME. Preço Horário: implementação é aprovada, 2019. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/web/guest/todas-as-noticias/-/asset\\_publisher/pdAS9IcdBICN/content/preco-horario-implementacao-e-aprovada/pop\\_up?\\_101\\_INSTANCE\\_pdAS9IcdBICN\\_viewMode=print&\\_101\\_INSTANCE\\_pdAS9IcdBICN\\_languageId=pt\\_BR](http://www.mme.gov.br/web/guest/todas-as-noticias/-/asset_publisher/pdAS9IcdBICN/content/preco-horario-implementacao-e-aprovada/pop_up?_101_INSTANCE_pdAS9IcdBICN_viewMode=print&_101_INSTANCE_pdAS9IcdBICN_languageId=pt_BR)>. Acesso em: Janeiro 2020.

ONS. Uso de previsão de precipitação por conjunto para a previsão de vazões da primeira semana operativa. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Rio de Janeiro. 2018a.

ONS. Generalização do modelo SMAP/ONS para previsão de vazões no âmbito do SIN. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Rio de Janeiro. 2018b.

ONS. O Sistema Interligado Nacional, 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: Janeiro 2020.

---

- 
- RADAMBRASIL. Levantamento de Recursos Naturais. Ministério de Minas e Energia, MME. Rio de Janeiro. 1982.
- REBOITA, M. S. et al. Regimes de precipitação na América do Sul: Uma revisão bibliográfica. *Revista Brasileira de Meteorologia*, v. 25, n. 2, p. 185-204, 2010.
- REBOITA, M. S. et al. Entendo o tempo e o clima na América do Sul. *Revista Terræ Didática*, v. 8, n. 1, p. 34-50, 2012.
- REBOITA, M. S. et al. Causas da semi-aridez do sertão nordestino. *Revista Brasileira de Climatologia*, v. 19, p. 254-277, 2016.
- REBOITA, M. S. et al. Previsão climática sazonal para o Brasil obtida através de modelos climáticos globais e regional. *Revista Brasileira e Meteorologia*, v. 33, n. 2, p. 207-224, 2018.
- REIS, J. S. D. Características dinâmicas e termodinâmicas dos Vórtices Ciclônicos de Altos Níveis no Nordeste do Brasil. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, UFRN. Programa de Pós Graduação em Ciências Climáticas (Mestrado). Natal, p. 13-14. 2018.
- RESTON FILHO, J. C. Previsão multi-passos a frente do preço de energia elétrica de curto prazo no mercado brasileiro. Universidade Federal do Pará, UFPA. Progrma de Pós Graduação em Engenharia Elétrica. Belém. 2014.
- RODRIGUES, A. L. Redes neurais artificiais aplicadas na previsão de preços do mercado spot de energia elétrica. Universidade de São Paulo, USP. Programa de Pós-Graduação em Energia (Mestrado). São Paulo. 2009.
- ROSA, M. B.; SILVA, L. T. Alguns aspectos climatológicos da ZCIT sobre o Atlântico. *Revista Climanálise: edição especial*, p. 37-42, 2016.
- SAHA, S. et al. The NCEP Climate Forecast System Reanalysis. *American Meteorological Society*, v. 91, n. 8, p. 1015-1057, 2010.
- SAHA, S. et al. The NCEP Climate Forecast System version 2. *Journal of Climate*, v. 27, n. 6, p. 2185-2208, 2014.
- SAMPAIO, G.; DIAS, P. L. D. S. Evolução dos modelos climáticos e de previsão de tempo e clima. *Revista USP*, n. 103, p. 41-54, 2014.
-

- 
- SANTOS, E. B.; LUCIO, P. S.; SILVA, C. M. S. Precipitation regionalization of the Brazilian Amazon. *Atmospheric Science Letters*, v. 16, p. 185-192, 2015.
- SANTOS, G. Uma aplicação de redes neurais recorrentes do tipo LSTM à previsão dos preços de curto prazo do mercado de energia elétrica brasileiro. Fundação Getúlio Vargas, FGV. Escola de Economia de São Paulo (Mestrado). São Paulo. 2019.
- SILVA, G. A. M. et al. Preliminary analysis on the global features of the NCEP CFSv2 seasonal hindcasts. *Advances in Meteorology*, v. 2014, p. 1-24, 2014.
- SILVA, P. R.; REBOITA, M. S.; ESCOBAR, G. C. J. Caracterização da Zona de Convergência do Atlântico Sul em campos atmosféricos recentes. *Revista Brasileira de Climatologia*, v. 15, 2019.
- SIMMONDS, I.; KEAY, K. Mean Southern Hemisphere extratropical cyclone behaviour in the 40-year NCEP-NCAR reanalysis. *Journal of Climate*, v. 13, p. 873-885, 2000.
- SOUZA, E. B.; AMBRIZZI, T. Precipitação climatológica pentadal sobre o Brasil e os mecanismos atmosféricos associados: resultados preliminares. XII Congresso Brasileiro de Meteorologia. Foz do Iguaçu: [s.n.]. 2002. p. 561-572.
- TUCCI, C. E. M. Modelos hidrológicos. 1ª. ed. Porto Alegre: UFRGS : ABRH, 1998.
- TUCCI, C. E. M. Hidrologia: ciência e aplicação. 2ª. ed. Porto Alegre: UFRGS : ABRH, 2001.
- TUCCI, C. E. M. et al. Previsão de médio prazo de afluência de reservatórios com base na previsão climática. Instituto de Pesquisa e Hidráulica: Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre. 2002.
- VILLELA, M. S.; MATTOS, A. Hidrologia Aplicada. São Paulo: McGraw-Hill, 1975.
- WILKS, D. S. Statistical methods in the atmosphere sciences. 3ª. ed. Amsterdam: Elsevier, 2011.
- WILLMOTT, C. J. On the validation of models. *Physical Geography*, v. 2, n. 2, p. 184-194, 1981.
- WMO. Climate Observation. In: WORLD METEOROLOGICAL ORGANIZATION Status of the Global Observing System for climate. Geneva: World Meteorological Organization, 2015. Cap. 2, p. 5-14.
- YNOUE, R. Y. et al. Meteorologia: noções básicas. São Paulo: Oficina de Textos, 2017.
-

ZAMBELLI, M. D. S. Planejamento da operação energética do Sistema Interligado Nacional baseado em modelo de controle preditivo. Universidade Estadual de Campinas, UNICAMP. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação (Doutorado). Campinas, p. 21-32. 2009.

ZHOU, J.; LAU, K. M. Does a Monsoon Climate exist over South America? *Journal of Climate*, v. 11, n. 5, p. 1020-1040, 1998.

---

**ANEXO A:**  
**PRODUTIBILIDADES DAS USINAS HIDRELÉTRICAS**

---

Quadro A.1 – Produtibilidade (MWm/(m<sup>3</sup>/s)) das UHEs no submercado Sudeste/Centro-Oeste para o trimestre JJA de 2020

SUBMERCADO SUDESTE								
001	CAMARGOS	0,2001	051	CANOAS 2	0,1300	241	SLT VERDINHO	0,3741
002	ITUTINGA	0,2402	052	CANOAS 1	0,1501	247	CACU	0,2447
006	FURNAS	0,8107	061	CAPIVARA	0,3714	248	B. COQUEIROS	0,3212
007	MASC. DE MORAES	0,3670	062	TAQUARUCU	0,2233	249	OURINHOS	0,0937
008	ESTREITO	0,5448	063	ROSANA	0,1844	251	SERRA FACAO	0,6430
009	JAGUARA	0,3931	066	ITAIPU ART.	1,0279	252	ITIQUIRA II	1,2251
010	IGARAPAVA	0,1546	099	ESPORA	0,4020	253	SÃO SALVADOR	0,2133
011	VOLTA GRANDE	0,2476	120	JAGUARI	0,5133	257	PEIXE ANGICAL	0,2376
012	P COLOMBIA	0,2008	121	PARAIBUNA	0,7033	259	ITIQUIRA I	0,7696
014	CACONDE	0,8160	122	SANTA BRANCA	0,3574	261	FOZ DO RIO CLARO	0,2383
015	EUC DA CUNHA	0,7511	123	FUNIL	0,5618	262	GUILMAN	1,0242
016	LIMOEIRO	0,2284	131	NILO PEÇANHA	2,6330	263	PORTO ESTRELA	0,4124
017	MARIMBONDO	0,5058	134	SALTO GRANDE	0,7691	270	SERRA DA MESA	1,0410
018	AGUA VERMELHA	0,4618	141	BAGUARI	0,1669	271	ESTREITO TOC	0,2033
022	BATALHA	0,3534	144	MASCARENHAS	0,1958	273	LAJEADO	0,3079
023	CORUMBA III	0,3557	148	AIMORÉS	0,2543	278	MANSO	0,5103
024	EMBORCACAO	1,1607	149	CANDONGA	0,4146	279	SAMUEL	0,2782
025	NOVA PONTE	0,9651	154	SAO DOMINGOS	0,3055	145	RONDON II	0,5343
028	CAPIM BRANCO 2	0,4155	155	RETIRO BAIXO	0,3220	291	DARDANELOS	0,8689
031	ITUMBIARA	0,7011	156	TRES MARIAS	0,4365	281	P.PEDRA	2,2043
032	CACH DOURADA	0,2657	158	QUEIMADO	1,6415	283	SANTA CLARA - MG	0,4464
033	SAO SIMAO	0,6337	183	A. DIAS + SÁ CARVALHO	0,9246	294	SALTO	0,4470
034	ILHA SOLTEIRA	0,3856	191	CANA BRAVA	0,3854	295	JAURU	0,9305
037	BARRA BONITA	0,1769	196	ROSAL	1,6869	296	GUAPORÉ	1,5436
038	BARIRI	0,1873	197	PICADA	1,1593	297	FERREIRA GOMES	0,1679
039	IBITINGA	0,1763	198	SOBRAGI	0,7165	285	JIRAU	0,1522
040	PROMISSAO	0,2128	126	SIMPLÍCIO ART.	0,9334	287	SANTO ANTONIO	0,1601
042	N.AVANHANDAVA	0,2799	205	CORUMBA IV	0,6226	229	TELES PIRES	0,4940
043	TRES IRMAOS	0,4003	206	MIRANDA	0,6204	230	SÃO MANOEL	0,2179
045	JUPIA	0,1766	207	CAPIM BRANCO I	0,4980	299	ILHA POMBOS	0,2874
046	P.PRIMAVERA	0,1711	209	CORUMBA I	0,6254	303	FONTES	2,5295
047	JURUMIRIM	0,2843	211	FUNIL-GRANDE	0,3501	306	PEREIRA PASSOS	0,3140
048	PIRAJU	0,2306	227	SINOP	0,2353	318	H.BORDEN	5,5632
049	CHAVANTES	0,6164	228	COLIDER	0,2039			
050	LUCAS GARCEZ	0,1490	229	TELES PIRES	0,4940			

Quadro A.2 – Produtibilidade (MWm/(m<sup>3</sup>/s)) das UHEs nos submercados Sul, Nordeste e Norte para o trimestre JJA de 2020

<b>SUBMERCADOS S / N / NE</b>			
<b>057</b>	MAUÁ	1,0420	<b>176</b> COMPLEXO 1,0201
<b>073</b>	JORDÃO NAT.	0,0000	<b>178</b> XINGÓ 1,0775
<b>071</b>	STA CLARA PR	0,8127	<b>188</b> ITAPEBI 0,7159
<b>072</b>	FUNDÃO	0,8338	<b>190</b> B. ESPERANCA 0,3769
<b>074</b>	FOZ DO AREIA	1,0936	<b>215</b> BARRA GRANDE 1,4127
<b>075</b>	SEGREDO	0,9015	<b>89</b> GARIBALDI 0,3865
<b>077</b>	SLT SANTIAGO	0,8891	<b>216</b> CAMPOS NOVOS 1,6071
<b>078</b>	SALTO OSORIO	0,6079	<b>217</b> MACHADINHO 0,8795
<b>081</b>	BAIXO IGUAÇU	0,1472	<b>220</b> MONJOLINHO 0,5573
<b>092</b>	ITÁ	0,9109	<b>222</b> SALTO CAXIAS 0,5679
<b>093</b>	PASSO FUNDO	2,2418	<b>254</b> PEDRA DO CAVALO 0,9292
<b>094</b>	FOZ CHAPECO	0,4500	<b>255</b> IRAPÉ 1,4679
<b>097</b>	MONTE CLARO	0,3369	<b>271</b> ESTREITO TOC 0,2033
<b>098</b>	CASTRO ALVES	0,7605	<b>275</b> TUCURUI 0,5515
<b>101</b>	SALTO PILAO	1,7830	<b>277</b> CURUA-UNA 0,1631
<b>102</b>	SÃO JOSÉ	0,1909	<b>269</b> BALBINA 0,2056
<b>103</b>	PASSO SÃO JOÃO	0,2590	<b>204</b> CACHOEIRA CALDEIRAO 0,1405
<b>110</b>	ERNESTINA	0,0000	<b>280</b> COARACY NUNES 0,1788
<b>111</b>	PASSO REAL	0,3762	<b>290</b> SANTO ANTONIO DO JARI 0,2419
<b>112</b>	JACUI	0,7953	<b>284</b> 14 DE JULHO 0,2995
<b>113</b>	ITAUBA	0,8161	<b>286</b> QUEBRA-QUEIXO 1,0236
<b>114</b>	D.FRANCISCA	0,3355	<b>288</b> PIMENTAL 0,0000
<b>115</b>	CAP.CACH.	6,3807	<b>292</b> BELO MONTE ART 0,8032
<b>169</b>	SOBRADINHO	0,2423	<b>297</b> FERREIRA GOMES 0,1679
<b>172</b>	ITAPARICA	0,4409	<b>302</b> PIMENTAL ART 0,1163



**ANEXO B:**  
**MLT DE ENA POR SUBMERCADO**

---

Quadro B.1 – MLT de ENA discretizada mensalmente por submercado (MWm)

MÊS	SE	S	NE	N
JANEIRO	65.938	7.578	13.660	15.695
FEVEREIRO	70.764	8.354	14.372	22.782
MARÇO	68.951	7.093	14.224	26.715
ABRIL	54.745	6.593	11.604	26.996
MAIO	39.971	8.574	7.021	20.419
JUNHO	32.631	10.438	4.639	10.714
JULHO	25.734	10.982	3.827	5.287
AGOSTO	20.627	10.080	3.338	3.223
SETEMBRO	19.794	11.797	2.985	2.296
OUTUBRO	23.765	13.442	3.258	2.409
NOVEMBRO	31.574	9.427	5.343	4.045
DEZEMBRO	48.105	7.487	9.932	8.341

**APÊNDICE A:**  
**SISTEMAS SINÓTICOS QUE INFLUENCIAM AS**  
**REGIÕES DE ESTUDO**

---

---

Devido às extensões territoriais do Brasil, com sua distribuição em diferentes latitudes, e à geografia diversificada, há atuação e influência de diferentes sistemas atmosféricos no país, com escalas espaciais e temporais próprias, que contribuem para a diversidade climática (REBOITA et al., 2010). Esses mesmos autores, ao apresentarem uma revisão dos sistemas sinóticos atuantes sobre a América do Sul na alta e baixa troposfera, construíram uma figura que ilustra de forma resumida a localização desses mecanismos, a qual também é utilizada neste trabalho para auxiliar na compreensão ao longo do texto (Figura A.1). Porém, para o caso específico deste trabalho, estão definidos apenas os sistemas atmosféricos que influenciam os quatro subdomínios brasileiros em estudo (Figura 4.4): Sudeste (SDE), Sul (SUL), Nordeste (NEB) e Amazônia (AMZ).

O SDE apresenta um regime de precipitação com variabilidade sazonal, isto é, com máximos totais pluviométricos no verão e mínimos no inverno, caracterizando um clima típico das regiões afetadas pelo sistema de monção. Em geral, a precipitação está relacionada à atuação dos seguintes sistemas sinóticos: Sistemas de Monção na América do Sul (SMAS), Anticiclone Subtropical do Atlântico Sul (ASAS), sistemas frontais, Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS) (REBOITA et al., 2010, 2012).

O ciclo anual de precipitação no SUL é praticamente homogêneo ao longo do ano e com totais elevados. Essa característica climática é influenciada por mecanismos meteorológicos como: ciclones extratropicais, sistemas frontais, SMAS, Jatos de Baixos Níveis (JBNs), Complexos Convectivos de Mesoescala (CCMs) e Linhas de Instabilidade (LIs), bem como pela ZCAS dependendo de sua posição latitudinal (REBOITA et al., 2010, 2012).

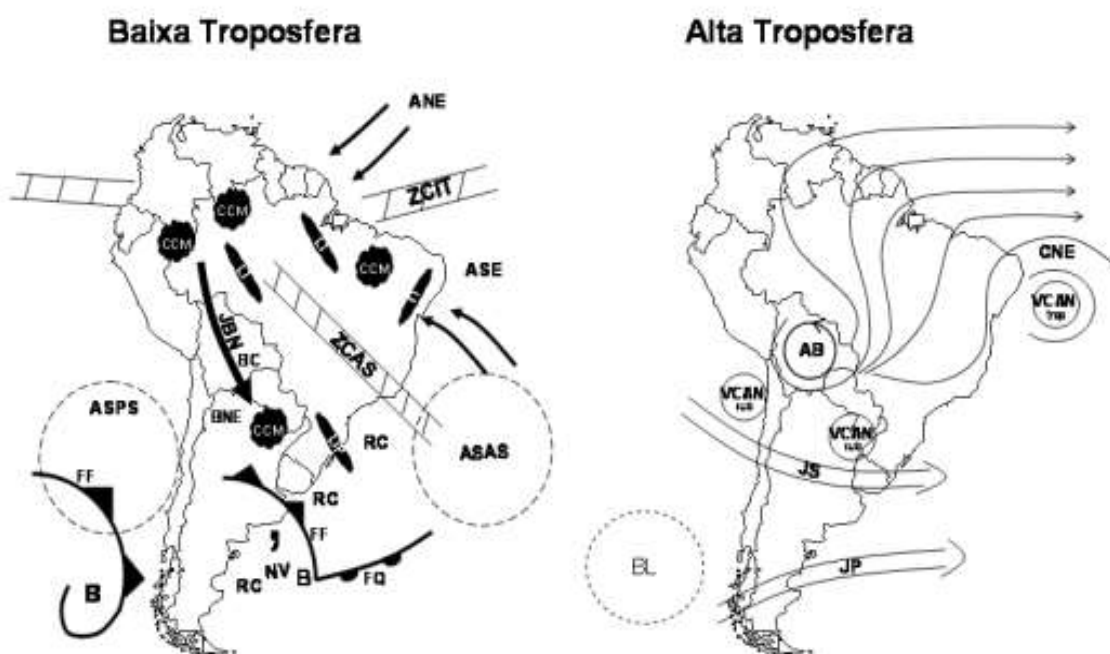
O NEB abrange grande parte do semiárido brasileiro, de tal forma que, apesar do volume pluviométrico anual variar de acordo com a localização, os máximos totais ocorrem durante o primeiro semestre do ano tanto no litoral quanto no sertão nordestino. Em geral, o clima é governado por ventos alísios, ASAS, Distúrbios Ondulatórios de Leste (DOLs), Zona de Convergência Intertropical (ZCIT), Vórtices Ciclônicos em Altos Níveis (VCANs), LIs, CCMs e, indiretamente, pela ZCAS. Porém, cabe ressaltar que a influência desses sistemas meteorológicos varia de acordo com a região (REBOITA et al., 2010, 2012).

A AMZ, por apresentar uma área extensa, apresenta um regime pluviométrico heterogêneo, onde os maiores totais ocorrem no noroeste da região e os mínimos, em seu setor sul. Os sistemas

---

sinóticos responsáveis por essa heterogeneidade são: ASAS, ZCIT, LIs, sistemas frontais, ZCAS e Alta da Bolívia (AB) (REBOITA et al., 2010, 2012).

Figura A.1 – Representação dos sistemas sinóticos atuantes na América do Sul na baixa e alta troposfera. Na baixa troposfera, tem-se: **ANE** ventos alísios de nordeste; **ASE** ventos alísios de sudeste; **ASAS** anticiclone subtropical do Atlântico Sul; **ASPS** anticiclone subtropical do Pacífico Sul; **B** baixa pressão; **BC** baixa do Chaco; **BNE** região de baixas térmicas no noroeste argentino; **CCM** complexo convectivo de mesoescala; **FF** frente fria; **FQ** frente quente; **JBN** jato de baixos níveis a leste dos Andes; **LI** linha de instabilidade tropical; **LIP** linha de instabilidade pré-frontal; **NV** nuvem vírgula; **RC** regiões ciclogênicas; **ZCAS** zona de convergência do Atlântico Sul e **ZCIT** zona de convergência intertropical. Na alta troposfera tem-se: **AB** alta da Bolívia; **BL** região de bloqueios atmosféricos; **CNE** cavado do nordeste do Brasil; **JS** jato subtropical; **JP** jato polar; **VCAN<sub>sub</sub>** vórtices ciclônicos de altos níveis subtropicais, **VCAN<sub>trop</sub>** vórtices ciclônicos de altos níveis tropicais.



Fonte: Reboita et al. (2010)

---

O sistema de monção é um mecanismo de grande escala no qual há inversão sazonal na direção dos ventos durante a transição do período seco para o úmido em decorrência do contraste térmico entre continente e oceanos adjacentes devido às suas propriedades termodinâmicas (GAN et al., 2009, 2016). No caso específico do SMAS, a reversão sazonal dos ventos não é tão bem definida e perceptível em algumas regiões, porém sua atuação é determinante para a precipitação no Brasil, uma vez que modula seu ciclo sazonal em estação chuvosa durante o verão e seca durante o inverno (ZHOU e LAU, 1998; GAN et al., 2009, 2016).

Anticiclones são sistemas atmosféricos de circulação fechada, com centros de alta pressão. No caso do ASAS, esse é um anticiclone com oscilação longitudinal (deslocamento leste-oeste), isto é, quando de sua atuação sobre o setor oeste do continente (com centro sobre a região Sudeste) durante o inverno, sua intensidade é máxima, inibindo a passagem de frentes frias e desfavorecendo a ocorrência de precipitação, enquanto que, quando deslocado para leste e longe da costa brasileira durante o verão, sua intensidade é mínima, contribuindo para o transporte de umidade e favorecendo a precipitação no interior do continente (DEGOLA, 2013; YNOUE et al., 2017; GILLILAND e KEIM, 2018).

Os sistemas frontais ou frentes frias correspondem a bandas de nebulosidade formadas a partir da confluência entre massas de ar com propriedades termodinâmicas distintas, isto é, ocorrem quando a massa de ar frio avança em direção a uma superfície anteriormente ocupada por uma massa de ar quente, favorecendo a convecção e, conseqüentemente, a precipitação. Esses mecanismos ocorrem durante o ano todo, principalmente durante o outono e inverno na região Sul do Brasil e setor sul do Sudeste, e quando atingem a região Norte, ocorre o fenômeno denominado “friagem” (FERREIRA e MELLO, 2005; CAVALCANTI e KOUSKY, 2009; REBOITA et al., 2012).

A ZCAS é uma banda de nebulosidade, orientada de noroeste-sudeste e com duração mínima de 4 dias, originada a partir da interação entre diversos sistemas atmosféricos associados à convergência de umidade em médios níveis e presença de sistemas atmosféricos de grande escala, estando diretamente relacionada com o SMAS, ou seja, desenvolvendo-se na primavera e dissipando-se no início do outono, com atuação máxima durante o verão (CARVALHO e JONES, 2009; DE QUADRO et al., 2016; YNOUE et al., 2017; SILVA et al., 2019).

---

Os ciclones são centros de baixa pressão que podem ser classificados em tropicais (núcleo quente e simétrico), extratropicais (núcleo frio e assimétrico) e subtropicais (sistema híbrido formado por núcleo quente na baixa atmosfera e núcleo frio em altos níveis), de tal forma que no Hemisfério Sul predominam eventos de ciclogênese em latitudes subantárticas (50°S-70°S) médias (30°S-50°S) e, na América do Sul a maior frequência desses eventos ocorre a norte de 35°S, ocorrendo durante todo o ano, com máximos no inverno e mínimos no verão (SIMMONDS e KEAY, 2000; GAN e SELUCHI, 2009; YNOUE et al., 2017).

Os JBN são escoamentos que ocorrem na baixa atmosfera, transportando umidade da Amazônia ou do oceano Atlântico para o sudeste da América do Sul, ocorrendo durante todo o ano, especialmente durante a primavera e o verão em latitudes ao norte de 20° S (MARENGO et al., 2004, 2009). Um destaque interessante consiste na interação entre os JBNs e a ZCAS, de tal forma que há uma alternância entre os períodos chuvoso e seco, isto é, quando há mais chuva na região da ZCAS, que pode atuar sobre o setor norte do Sul, há menos precipitação no restante da região devido à subsidência na periferia sul da ZCAS, e vice-versa (SOUZA e AMBRIZZI, 2002; GRIMM, 2009; REBOITA et al., 2010).

Os Sistemas Convectivos de Mesoescala (SCMs) são um conjunto de nuvens convectivas responsáveis por provocar precipitação intensa e ventos fortes, podendo apresentar formas variadas. Assim, os SCMs podem ser classificados em CCMs ou LIs. Os CCMs são um conjunto de nuvens *cumulonimbus*<sup>9</sup> cobertos por uma densa camada de nuvens *cirrus*<sup>10</sup> com forma circular, com ciclo de vida médio entre 6 e 12 horas, ocorrendo nas estações de transição (primavera e outono) e, principalmente, no verão (HOUZE JR, 2004; FERREIRA e MELLO, 2005; DIAS et al., 2009). As LIs são um conjunto de nuvens *cumulonimbus* alinhadas e com deslocamento uniforme durante poucas horas até um dia, ocorrendo durante todo o ano (FERREIRA e MELLO, 2005; COHEN et al., 2009).

Os DOLs podem ser definidos como um sistema meteorológico que perturba o campo de pressão atmosférica na baixa e média troposfera na região de influência dos ventos alísios e que se desloca de leste para oeste no Atlântico Tropical, ocorrendo principalmente durante o inverno

---

<sup>9</sup> Nuvens densas e com contornos bem definidos, formadas a partir da convecção, e que implicam em precipitação e rajadas de vento.

<sup>10</sup> Nuvens finas compostas por cristais de gelo.

---

---

austral, provocando precipitação no litoral leste da região Nordeste (FERREIRA e MELLO, 2005; MACHADO et al., 2009).

A ZCIT é uma banda de nebulosidade sobre a região equatorial do globo, formada pela convergência de ventos alísios de nordeste, procedentes do Hemisfério Norte, com os ventos alísios de sudeste, procedentes do Hemisfério Sul. Apresenta variação sazonal, de tal forma que durante o inverno e primavera a ZCIT está posicionada mais ao norte do equador, reduzindo a precipitação, enquanto no verão e outono, a ZCIT localiza-se mais ao sul, favorecendo a chuva (FERREIRA e MELLO, 2005; MELO et al., 2009; ROSA e SILVA, 2016).

Os VCANs são definidos como centros de circulação ciclônica fechada, com núcleo mais frio em relação à periferia, de tal forma que o centro apresenta movimentos verticais subsidentes, enquanto na periferia há movimentos verticais ascendentes que favorecem a formação de nebulosidade. Esse mecanismo possui variação sazonal, sendo observados entre a primavera e outono, embora sejam mais frequentes durante o verão, e seu tempo de vida varia entre 7 e 10 dias (FERREIRA e MELLO, 2005; FERREIRA et al., 2009; DE MORAIS e GAN, 2016; REIS, 2018).

A AB é um sistema tropical de circulação anticiclônica, formado pela convergência de escoamento em baixos níveis, atividades convectivas sobre a Amazônia e aquecimento continental latente em altos níveis, ocorrendo na alta troposfera e sendo observado na primavera sobre o oeste da Amazônia e no verão sobre a Bolívia, e dissipando-se no outono (ZHOU e LAU, 1998; LIMA, E., 2010; REBOITA et al., 2010).

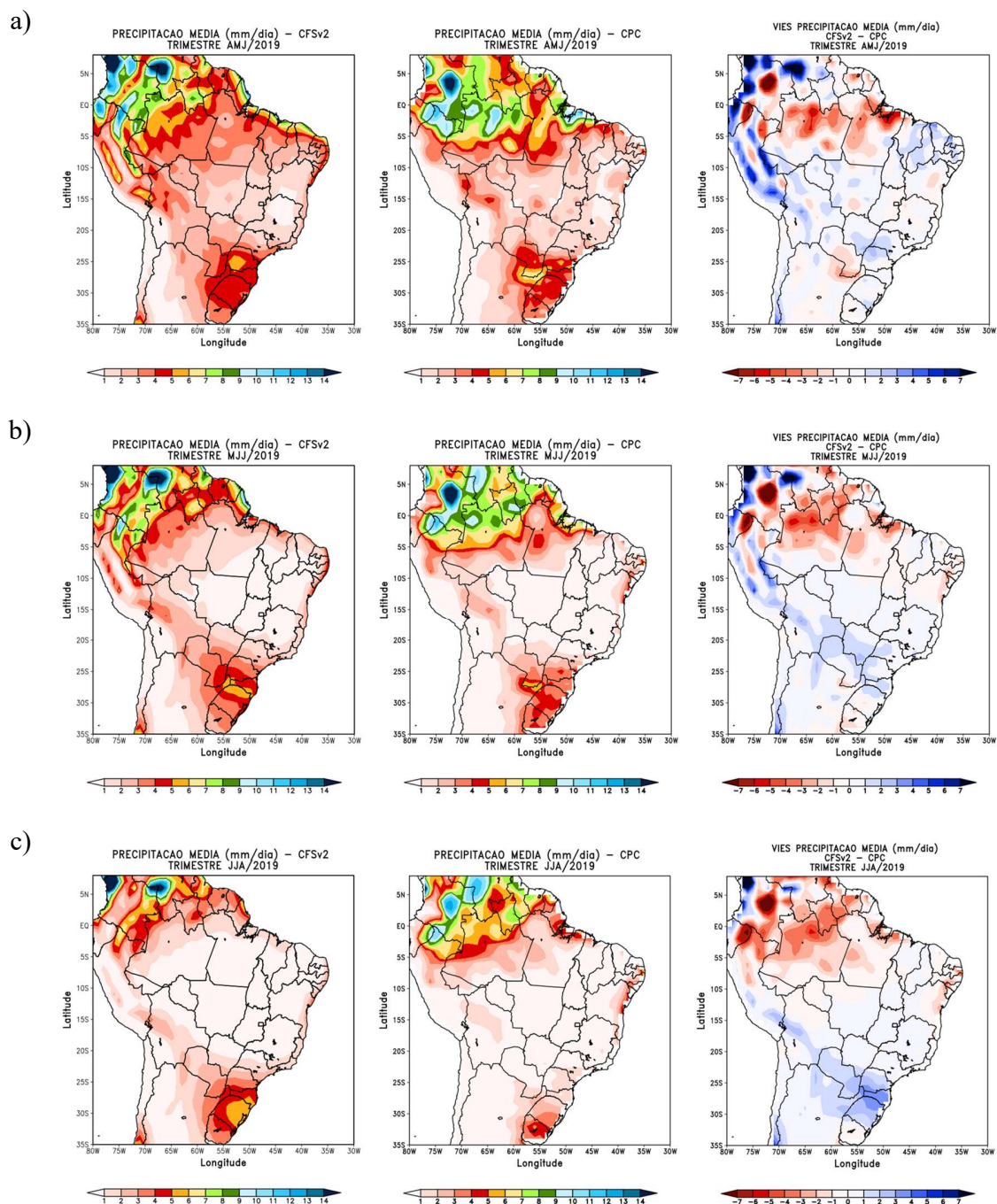
---

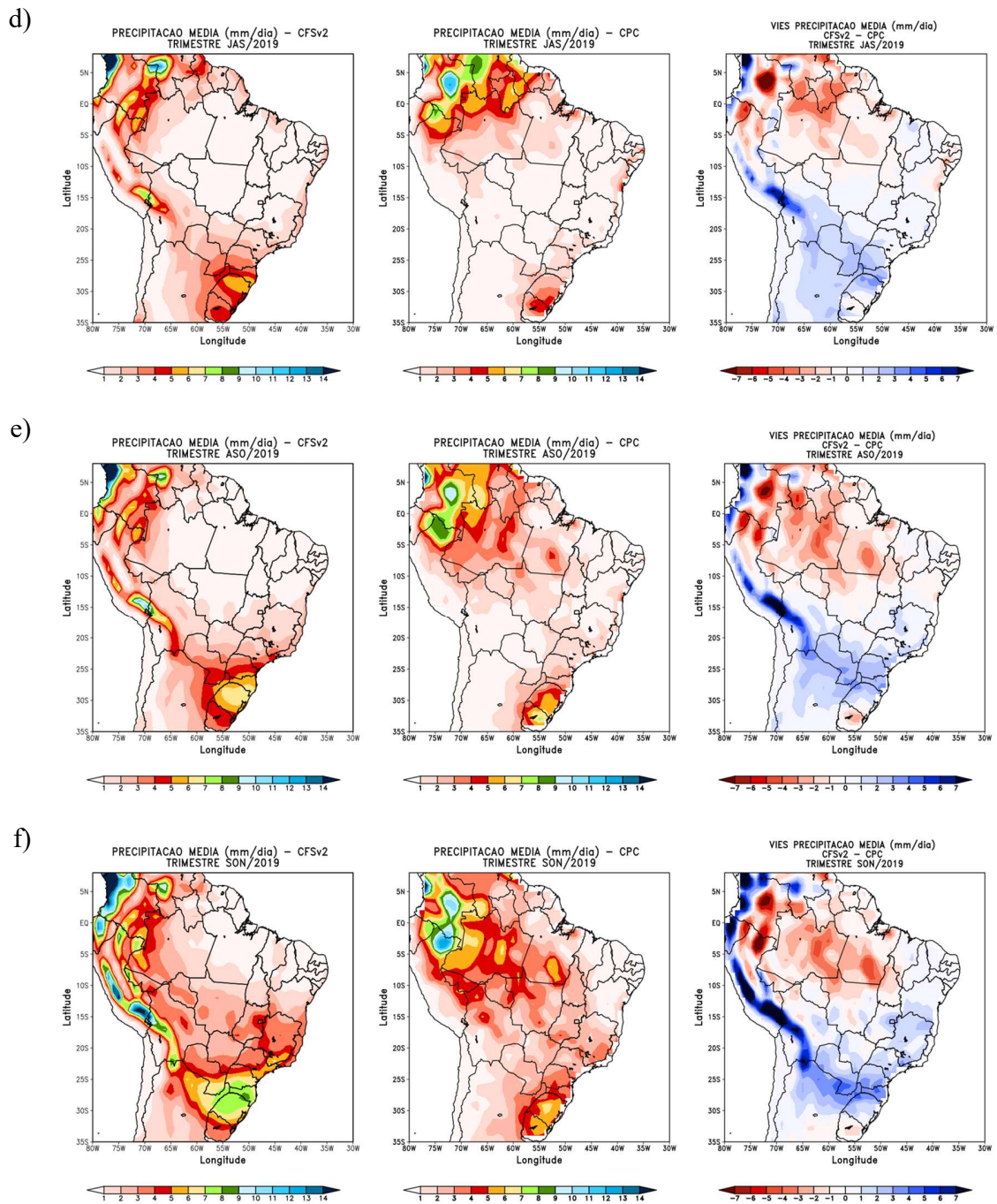


**APÊNDICE B:**  
**FIGURAS DE PRECIPITAÇÃO: MÉDIA TRIMESTRAL**

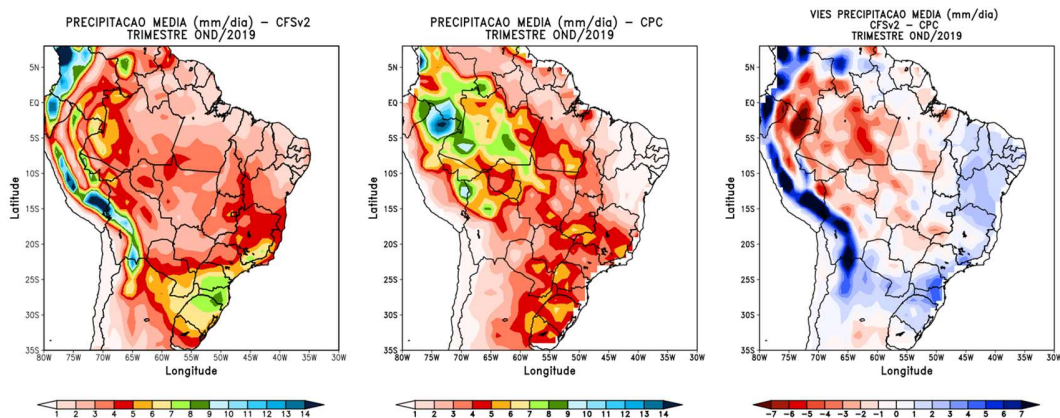
---

Figura B.1 – Precipitação média trimestral (mm/dia): CFSv2 (primeira coluna), CPC (segunda coluna) e viés (terceira coluna): a) AMJ/2019, b) MJJ/2019, c) JJA/2019, d) JAS/2019, e) ASO/2019, f) SON/2019, g) OND/2019, h) NDJ/2019/2020, i) DJF/2019/2020, j) JFM/2020, k) FMA/2020, l) MAM/2020, m) AMJ/2020, n) MJJ/2020, e o) JJA/2020

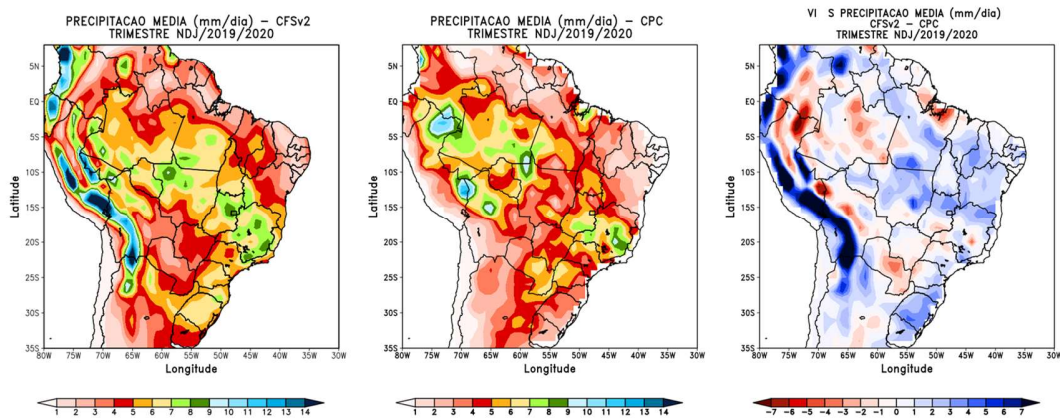




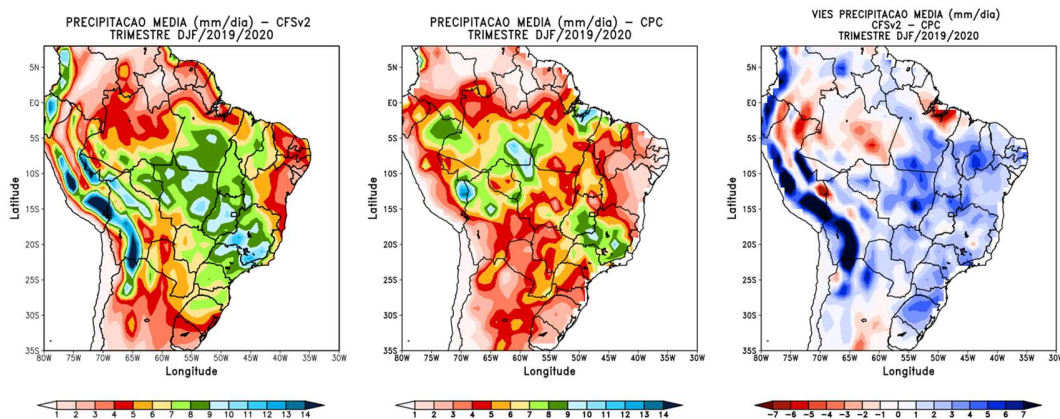
g)



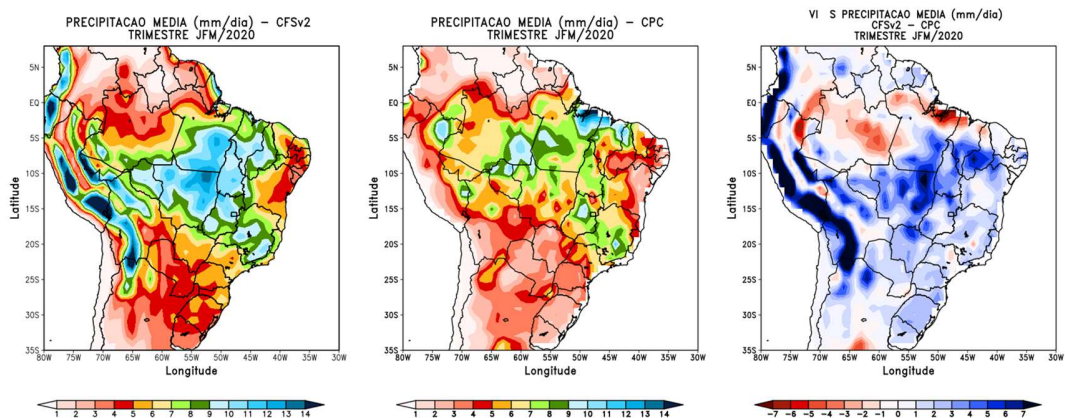
h)



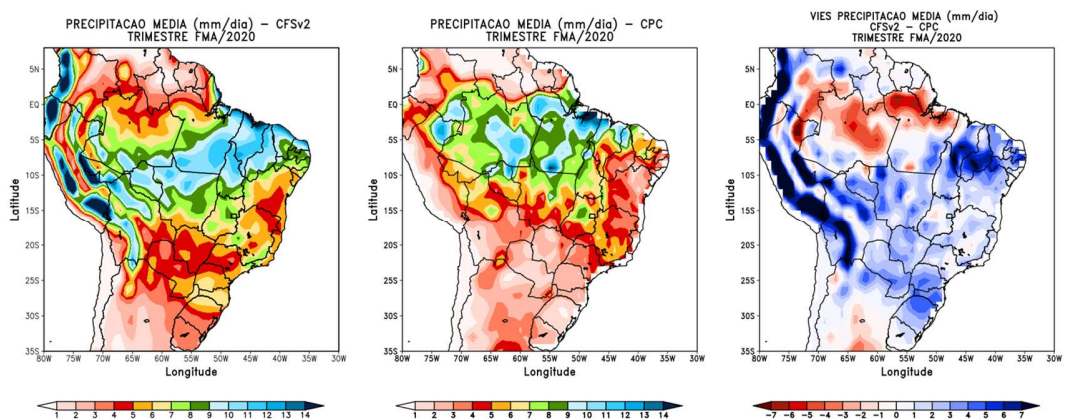
i)



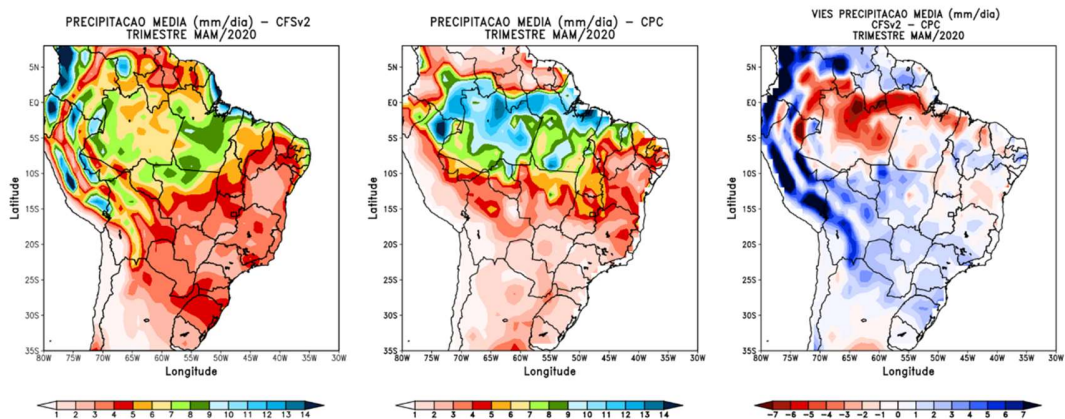
j)



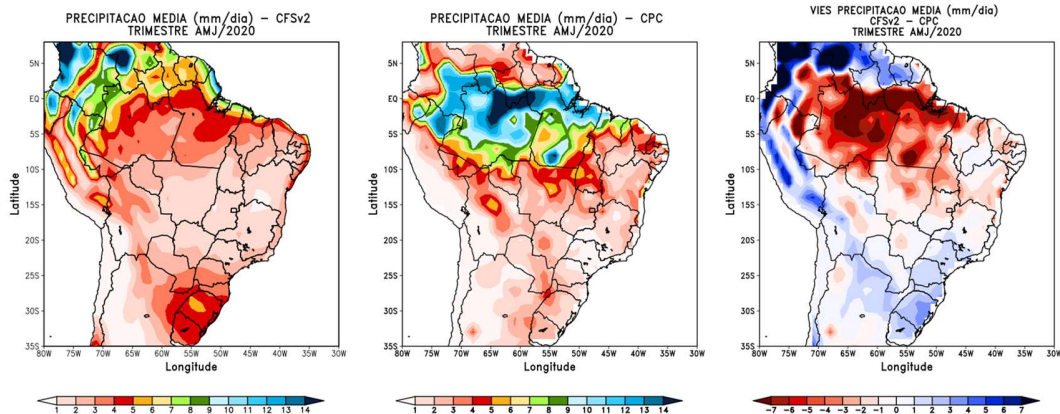
k)



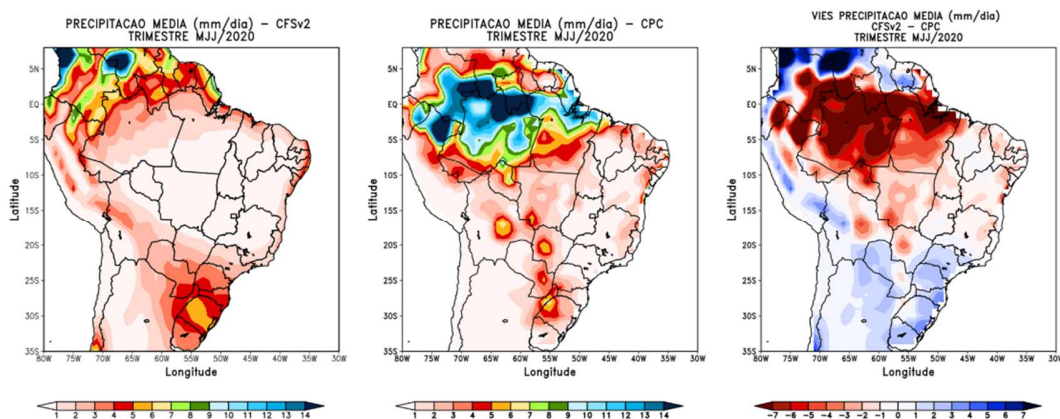
l)



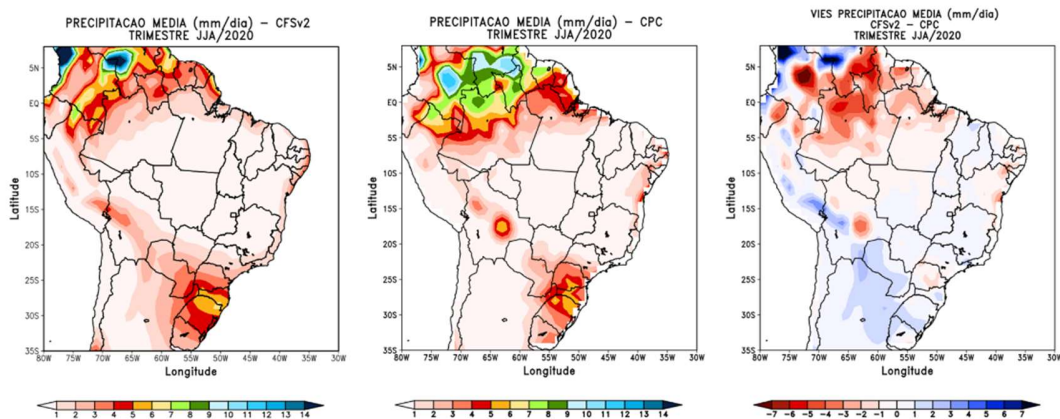
m)



n)



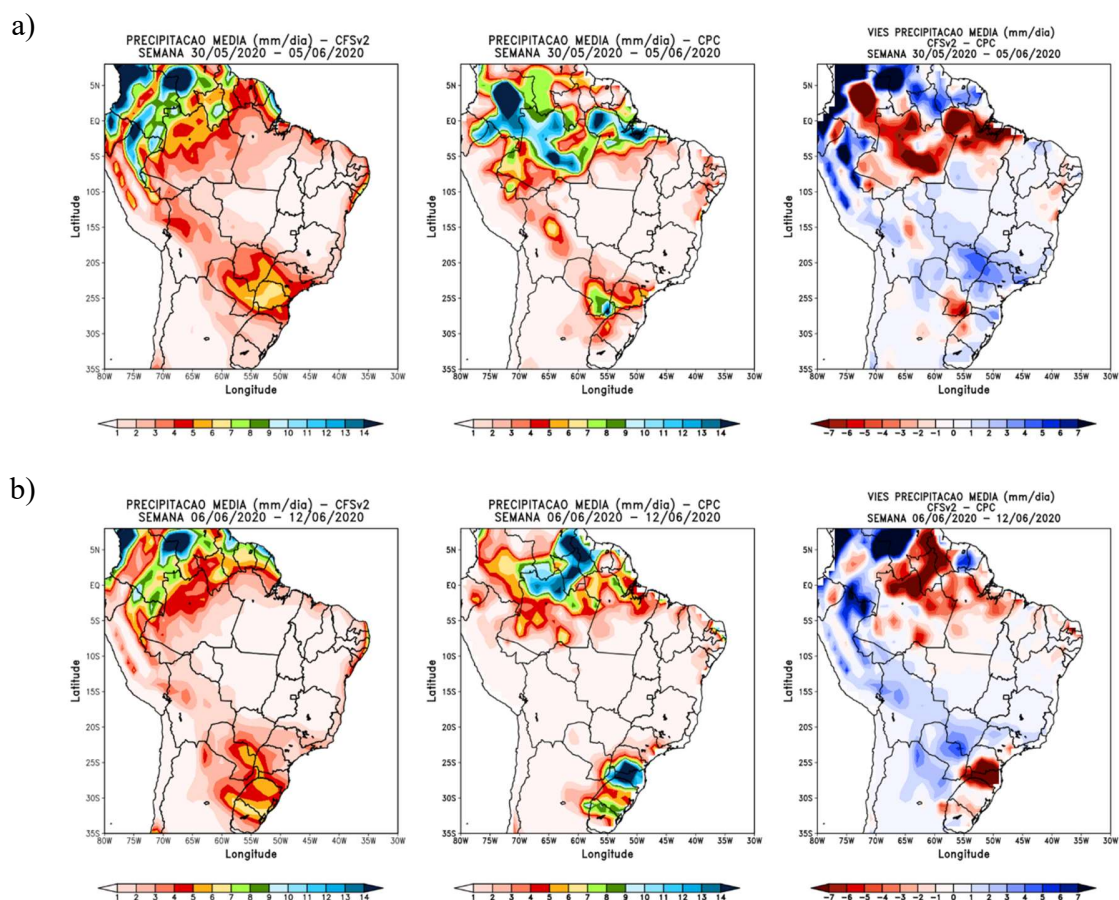
o)



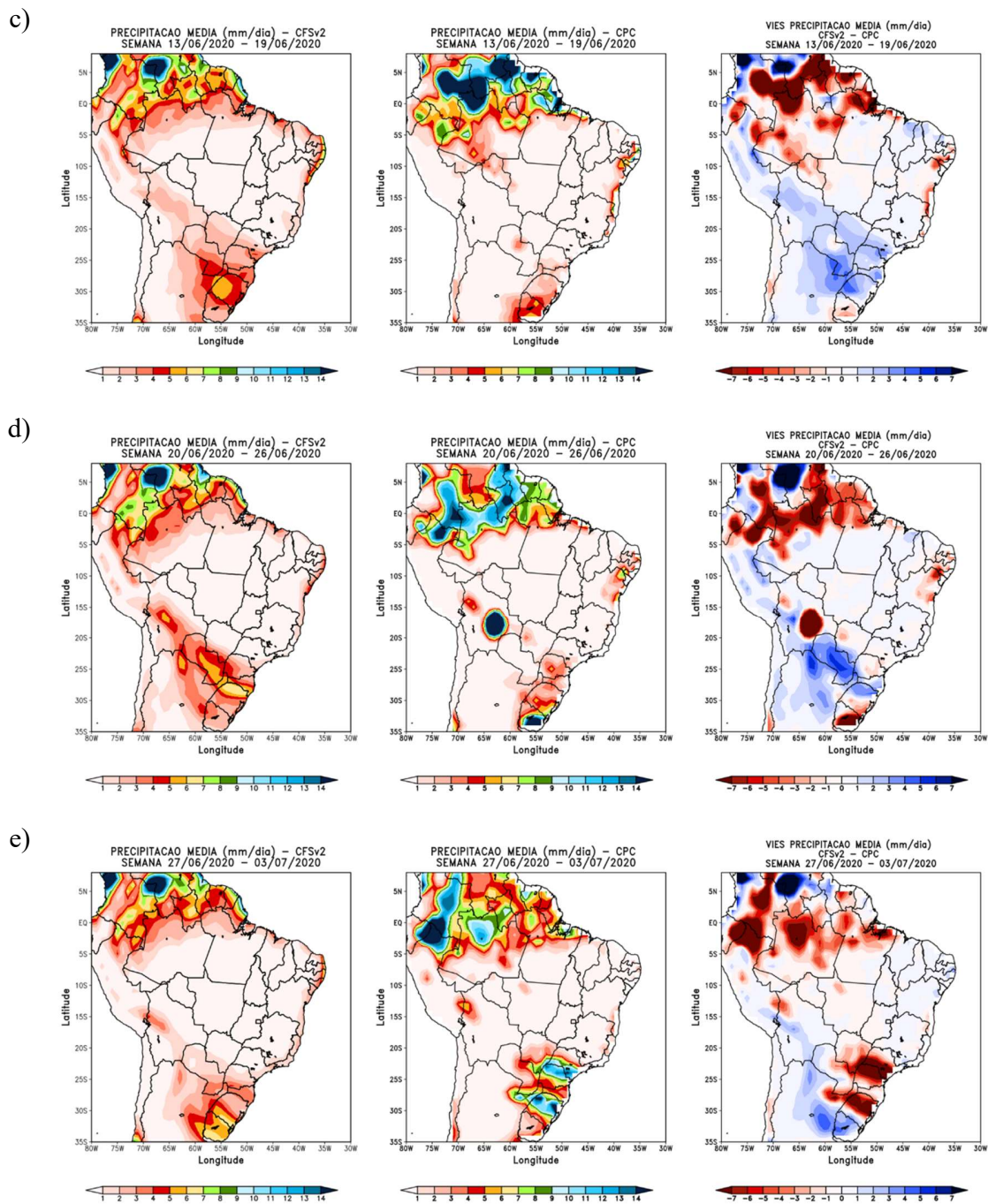
**APÊNDICE C:**  
**FIGURAS DE PRECIPITAÇÃO: MÉDIA SEMANAL**

---

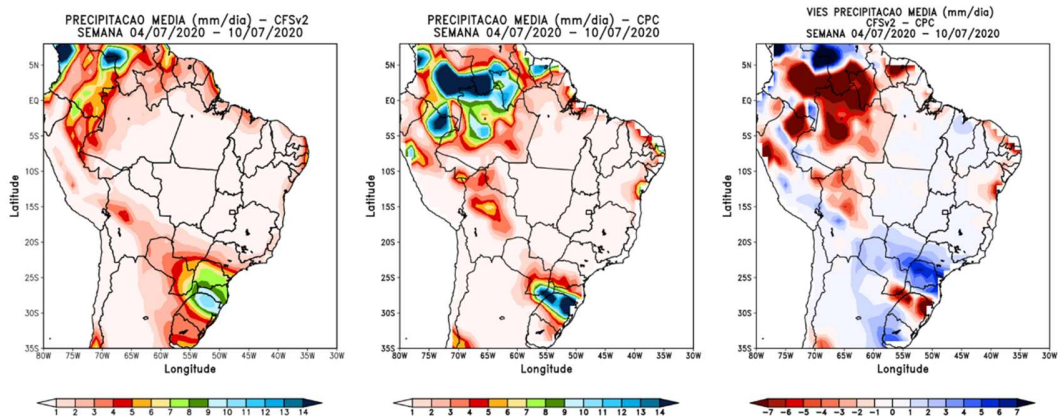
Figura C.1 – Precipitação média semanal (mm/dia): CFSv2 (primeira coluna), CPC (segunda coluna) e viés (terceira coluna): a) 30/05/2020 a 05/06/2020, b) Semana 06/06/2020 a 12/06/2020, c) 13/06/2020 a 19/06/2020, d) 20/06/2020 a 26/06/2020, e) 27/06/2020 a 03/07/2020, f) 04/07/2020 a 10/07/2020, g) 11/07/2020 a 17/07/2020, h) 18/07/2020 a 24/07/2020, i) 25/07/2020 a 31/07/2020, j) 01/08/2020 a 07/08/2020, k) 08/08/2020 a 14/08/2020, l) 15/08/2020 a 21/08/2020, m) 22/08/2020 a 28/08/2020



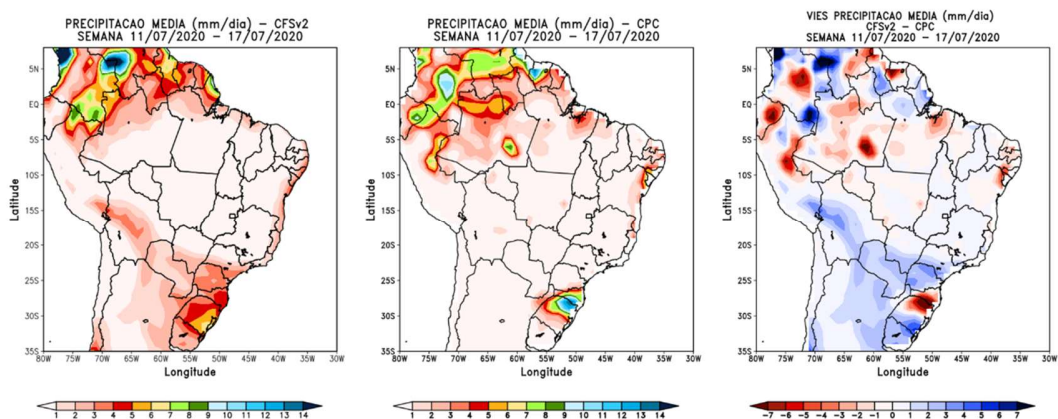




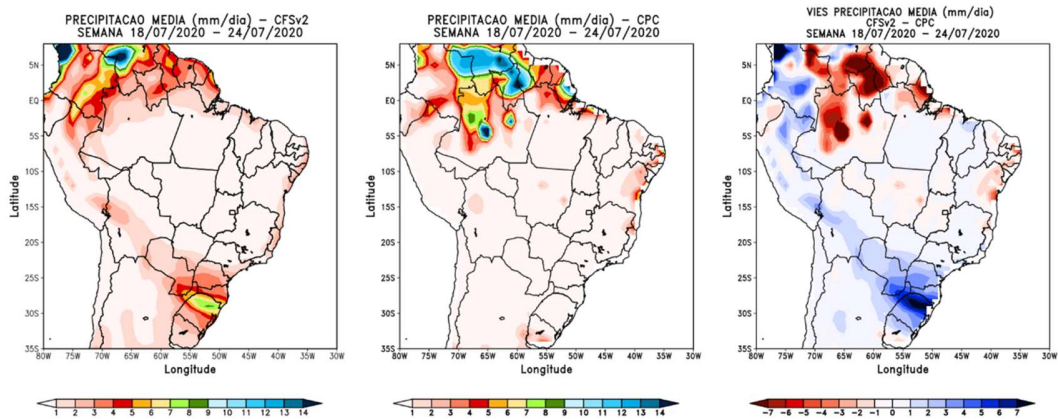
f)

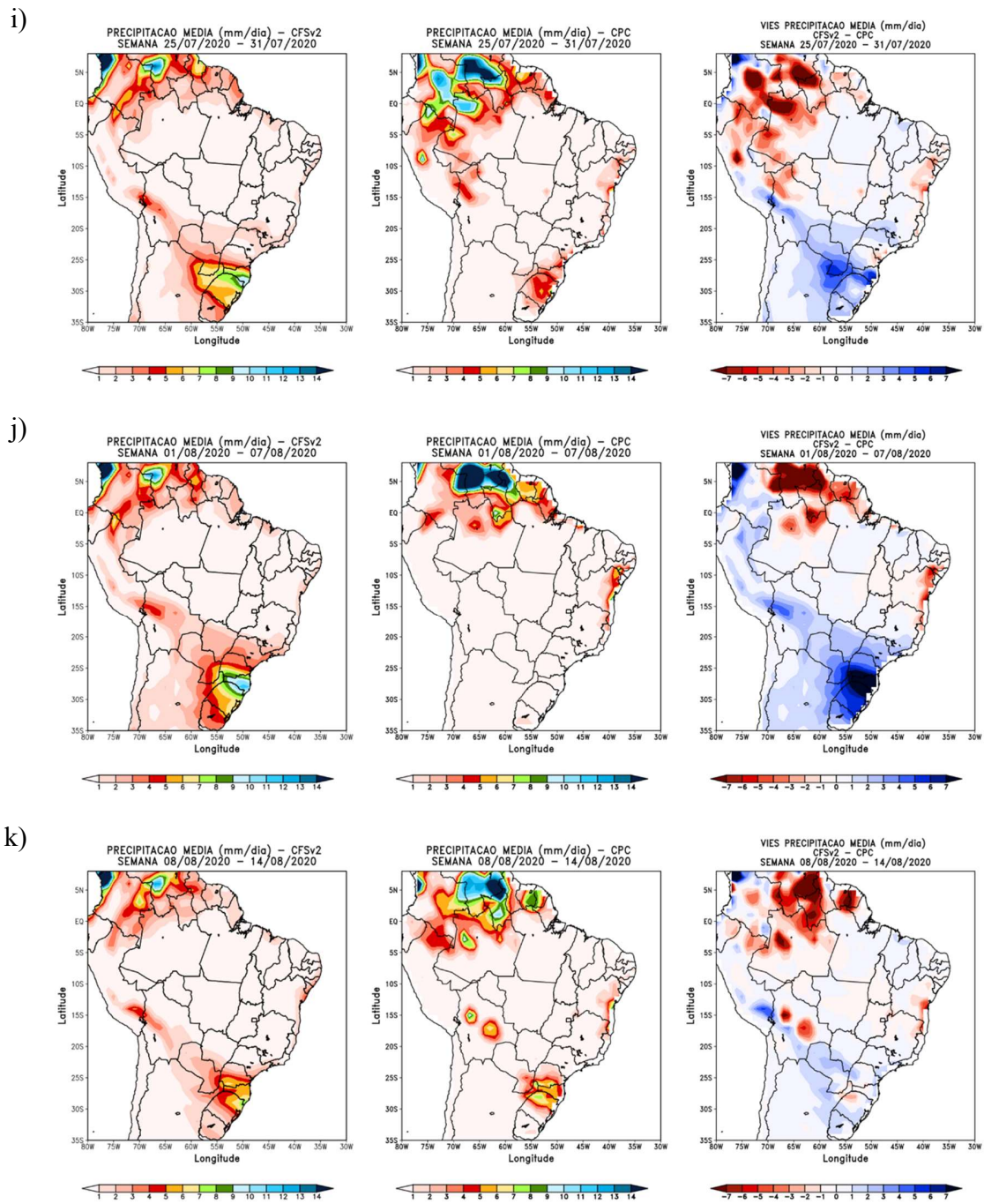


g)

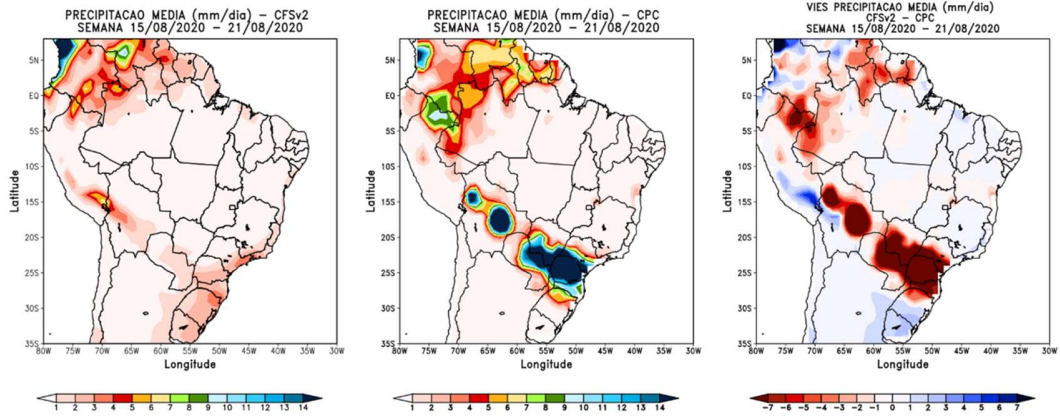


h)

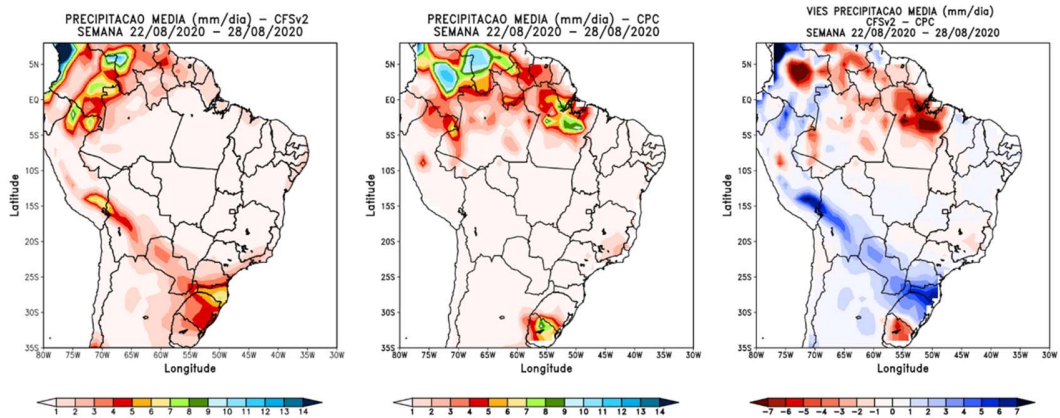




l)



m)



**APÊNDICE D:**  
**MÉDIAS SEMANAIS DE ENA PARA O**  
**TRIMESTRE JJA/2020**

---

Tabela D.1 – Médias semanais de ENA (MWm) prevista pelo ONS por submercado para o trimestre JJA/2020. As células grifadas representam a semana a ser estimada

SUDESTE/CENTRO-OESTE								
Data	Mês	Revisão	Sem.1	Sem.2	Sem.3	Sem.4	Sem.5	Sem.6
30/05/2020	6	0	27.640	26.313	24.939	23.914	23.188	21.970
06/06/2020	6	1	27.669	25.240	24.334	23.651	22.635	21.442
13/06/2020	6	2	27.914	25.881	23.245	22.149	21.378	20.653
20/06/2020	6	3	27.775	26.043	25.029	22.361	21.568	20.703
27/06/2020	7	0	21.886	21.191	20.492	19.513	18.843	18.260
04/07/2020	7	1	25.817	22.731	21.407	20.343	19.689	18.995
11/07/2020	7	2	25.431	23.739	20.103	19.158	18.594	18.215
18/07/2020	7	3	25.374	23.916	20.752	18.802	18.365	17.914
25/07/2020	7	4	25.315	23.776	20.522	18.614	17.405	17.079
01/08/2020	8	0	15.807	15.510	14.863	14.454	14.536	14.491
08/08/2020	8	1	16.236	15.202	14.654	14.430	14.355	14.362
15/08/2020	8	2	16.139	15.066	15.289	15.194	15.088	14.835
22/08/2020	8	3	16.372	15.352	17.309	21.065	19.074	17.828

SUL								
Data	Mês	Revisão	Sem.1	Sem.2	Sem.3	Sem.4	Sem.5	Sem.6
30/05/2020	6	0	1.750	2.288	2.703	4.078	5.031	5.430
06/06/2020	6	1	1.524	2.027	2.924	4.123	4.914	5.208
13/06/2020	6	2	1.725	4.403	3.140	4.201	5.440	5.735
20/06/2020	6	3	1.929	9.016	12.046	5.563	6.028	6.986
27/06/2020	7	0	5.288	7.124	7.498	7.062	7.125	7.809
04/07/2020	7	1	9.015	9.281	8.458	9.005	8.284	8.587
11/07/2020	7	2	8.747	22.387	16.457	16.378	12.137	10.543
18/07/2020	7	3	8.798	20.427	17.087	12.835	10.885	8.970
25/07/2020	7	4	8.797	20.435	16.711	10.273	6.493	7.151
01/08/2020	8	0	6.035	6.768	7.500	7.492	7.568	7.939
08/08/2020	8	1	4.971	4.506	6.273	6.475	6.732	7.234
15/08/2020	8	2	4.913	4.339	8.344	8.804	7.996	9.050
22/08/2020	8	3	5.023	4.934	19.160	15.184	11.661	12.021

NORDESTE								
Data	Mês	Revisão	Sem.1	Sem.2	Sem.3	Sem.4	Sem.5	Sem.6
30/05/2020	6	0	4.184	3.594	3.454	3.362	3.272	3.184
06/06/2020	6	1	4.179	4.059	3.705	3.517	3.326	3.280
13/06/2020	6	2	4.149	4.197	3.553	3.122	2.987	2.943
20/06/2020	6	3	4.151	3.828	3.333	2.938	2.755	2.681
27/06/2020	7	0	2.840	2.567	2.509	2.465	2.424	2.336
04/07/2020	7	1	2.958	2.765	2.559	2.496	2.441	2.416
11/07/2020	7	2	2.973	2.900	2.760	2.425	2.360	2.310
18/07/2020	7	3	2.982	2.920	2.766	2.420	2.296	2.236
25/07/2020	7	4	2.972	2.904	2.736	2.610	2.486	2.311
01/08/2020	8	0	2.378	2.229	2.143	2.095	2.030	1.977
08/08/2020	8	1	2.503	2.305	2.169	2.100	2.044	1.972
15/08/2020	8	2	2.500	2.375	2.244	2.140	2.064	2.015
22/08/2020	8	3	2.510	2.384	2.331	2.251	2.142	2.077

NORTE								
Data	Mês	Revisão	Sem.1	Sem.2	Sem.3	Sem.4	Sem.5	Sem.6
30/05/2020	6	0	16.684	14.687	12.115	9.899	8.202	7.368
06/06/2020	6	1	17.781	14.388	12.063	10.067	8.512	7.764
13/06/2020	6	2	17.253	14.257	11.644	9.431	7.974	7.255
20/06/2020	6	3	17.132	13.575	10.574	8.831	7.589	6.986
27/06/2020	7	0	7.428	6.385	5.565	4.942	4.327	3.707
04/07/2020	7	1	7.311	6.280	5.501	4.884	4.341	3.738
11/07/2020	7	2	7.222	6.130	5.371	4.738	4.208	3.664
18/07/2020	7	3	7.271	6.009	5.076	4.488	3.963	3.508
25/07/2020	7	4	7.067	5.965	4.952	4.325	3.846	3.525
01/08/2020	8	0	3.343	2.964	2.661	2.464	2.238	2.030
08/08/2020	8	1	2.948	2.585	2.328	2.102	1.984	1.877
15/08/2020	8	2	2.949	2.535	2.284	2.104	1.949	1.808
22/08/2020	8	3	2.984	2.562	2.164	1.986	1.847	1.721

Tabela D.2 – Médias semanais de ENA (MWm) prevista pelo MGB-CFSv2 por submercado para o trimestre JJA/2020. As células grifadas representam a semana a ser estimada

SUDESTE/CENTRO-OESTE								
Data	Mês	Revisão	Sem.1	Sem.2	Sem.3	Sem.4	Sem.5	Sem.6
30/05/2020	6	0	30.786	30.108	28.037	26.979	25.214	23.776
06/06/2020	6	1	27.771	30.285	28.873	27.791	25.663	23.835
13/06/2020	6	2	27.771	26.126	25.777	25.158	23.747	22.339
20/06/2020	6	3	27.771	26.126	25.049	23.838	22.839	21.507
27/06/2020	7	0	21.189	20.604	19.983	19.157	18.609	17.784
04/07/2020	7	1	25.154	20.754	19.622	18.580	17.964	17.768
11/07/2020	7	2	25.154	23.578	20.947	20.249	18.939	18.472
18/07/2020	7	3	25.154	23.578	20.295	19.397	18.868	18.202
25/07/2020	7	4	25.154	23.578	20.295	18.334	17.635	17.409
01/08/2020	8	0	17.847	17.530	17.019	16.143	15.725	15.579
08/08/2020	8	1	16.177	15.473	14.976	14.415	14.254	14.428
15/08/2020	8	2	16.177	15.214	15.311	15.198	15.092	15.242
22/08/2020	8	3	16.177	15.214	16.885	14.139	14.370	14.051

SUL								
Data	Mês	Revisão	Sem.1	Sem.2	Sem.3	Sem.4	Sem.5	Sem.6
30/05/2020	6	0	6.096	8.658	7.997	9.718	9.551	9.831
06/06/2020	6	1	1.906	6.675	8.307	9.582	9.337	10.210
13/06/2020	6	2	1.906	8.754	7.338	7.945	7.637	7.747
20/06/2020	6	3	1.906	8.754	11.526	7.287	7.527	8.559
27/06/2020	7	0	9.582	11.117	8.916	9.929	8.946	8.794
04/07/2020	7	1	8.680	10.094	9.730	9.967	9.116	9.306
11/07/2020	7	2	8.680	20.285	18.919	19.911	13.801	12.009
18/07/2020	7	3	8.680	20.285	16.521	15.945	13.452	11.846
25/07/2020	7	4	8.680	20.285	16.521	10.156	12.057	13.071
01/08/2020	8	0	15.744	14.461	12.969	11.366	11.060	11.549
08/08/2020	8	1	4.995	4.693	6.535	6.793	6.918	7.826
15/08/2020	8	2	4.995	4.891	11.559	11.455	10.079	11.017
22/08/2020	8	3	4.995	4.891	18.062	12.217	9.636	11.339



NORDESTE								
Data	Mês	Revisão	Sem.1	Sem.2	Sem.3	Sem.4	Sem.5	Sem.6
30/05/2020	6	0	6.119	5.447	5.343	5.018	4.822	4.593
06/06/2020	6	1	4.022	5.692	5.000	4.463	4.380	4.202
13/06/2020	6	2	4.022	3.752	5.136	4.952	4.749	4.477
20/06/2020	6	3	4.022	3.752	3.305	4.639	4.520	4.324
27/06/2020	7	0	4.205	4.054	3.934	3.825	3.768	3.636
04/07/2020	7	1	2.973	3.902	3.798	3.692	3.610	3.462
11/07/2020	7	2	2.973	2.907	3.620	3.546	3.489	3.386
18/07/2020	7	3	2.973	2.907	2.740	3.420	3.378	3.289
25/07/2020	7	4	2.973	2.907	2.740	2.611	3.246	3.103
01/08/2020	8	0	3.096	2.943	2.854	2.763	2.737	2.674
08/08/2020	8	1	2.513	2.405	2.266	2.221	2.183	2.180
15/08/2020	8	2	2.513	2.391	2.888	2.768	2.668	2.662
22/08/2020	8	3	2.513	2.391	2.348	2.719	2.621	2.596

NORTE								
Data	Mês	Revisão	Sem.1	Sem.2	Sem.3	Sem.4	Sem.5	Sem.6
30/05/2020	6	0	16.500	14.740	12.245	9.933	8.186	7.288
06/06/2020	6	1	17.130	13.895	11.455	9.508	8.008	7.276
13/06/2020	6	2	17.130	13.574	11.315	9.279	7.845	7.170
20/06/2020	6	3	17.130	13.574	10.339	9.263	8.041	7.373
27/06/2020	7	0	7.917	6.981	6.037	5.323	4.708	4.157
04/07/2020	7	1	7.083	6.879	6.041	5.331	4.711	4.202
11/07/2020	7	2	7.083	6.038	5.933	5.241	4.639	4.178
18/07/2020	7	3	7.083	6.038	5.012	5.043	4.500	4.094
25/07/2020	7	4	7.083	6.038	5.012	4.204	4.340	4.021
01/08/2020	8	0	3.946	3.535	3.172	2.940	2.587	2.412
08/08/2020	8	1	3.095	2.762	2.396	2.211	1.986	1.849
15/08/2020	8	2	3.095	2.677	2.880	2.625	2.388	2.227
22/08/2020	8	3	3.067	2.655	2.274	2.479	2.307	2.202