

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE TECNOLOGIA E RECURSOS NATURAIS
UNIDADE ACADÊMICA DE CIÊNCIAS ATMOSFÉRICAS**

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM

METEOROLOGIA



TESE DE DOUTORADO

Rafaella de Araújo Aires Vilar

**Análises Numéricas e Observacionais de Geração
Hidrelétrica na Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco**

Campina Grande, Junho de 2020



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE TECNOLOGIA E RECURSOS NATURAIS
UNIDADE ACADÊMICA DE CIÊNCIAS ATMOSFÉRICAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM METEOROLOGIA

TESE DE DOUTORADO

**ANÁLISES NUMÉRICAS E OBSERVACIONAIS DE GERAÇÃO
HIDRELÉTRICA NA BACIA HIDROGRÁFICA DO RIO SÃO FRANCISCO**

RAFAELLA DE ARAÚJO AIRES VILAR

Magaly de Fátima Correia (Orientadora)

CAMPINA GRANDE – PB

Junho de 2020

RAFAELLA DE ARAÚJO AIRES VILAR

**ANÁLISES NUMÉRICAS E OBSERVACIONAIS DE GERAÇÃO
HIDRELÉTRICA NA BACIA HIDROGRÁFICA DO RIO SÃO FRANCISCO**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Meteorologia da Universidade Federal de Campina Grande, em cumprimento às exigências para obtenção do título de Doutorado.

Área de concentração: Meteorologia de Meso e Grande Escalas

Subárea: Sinótica-Dinâmica da Atmosfera Tropical

Orientadora: Prof.^a Dr.^a Magaly de Fatima Correia

CAMPINA GRANDE – PB

Junho de 2020

V697a Vilar, Rafaella de Araújo Aires.
Análises numéricas e observacionais de geração hidrelétrica na Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco / Rafaella de Araújo Aires. - Campina Grande, 2020.
122 f. : il. Color

Tese (Doutorado em Meteorologia) - Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Tecnologia e Recursos Naturais, 2020.
"Orientação: Profª. Dra. Magaly de Fátima Correia".
Referências.

1. UHE de Sobradinho. 2. SPI. 3. Energia Afluente. 4. Energia Armazenada. 5. Modelo NEWAVE. I. Correia, Magaly de Fátima. II. Título.

CDU 621.311.21(043)

RAFAELLA DE ARAÚJO AIRES VILAR

ANÁLISES NUMÉRICAS E OBSERVACIONAIS DE GERAÇÃO HIDRELÉTRICA
NA BACIA HIDROGRÁFICA DO RIO SÃO FRANCISCO

TESE APROVADA EM 05/06/2020

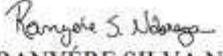
BANCA EXAMINADORA

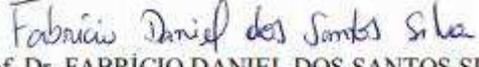

Prof. Dra. MAGALY DE FÁTIMA CORREIA
Unidade Acadêmica de Ciências Atmosféricas
Universidade Federal de Campina Grande


Prof. Dra. MARIA REGINA DA SILVA ARAGÃO
Unidade Acadêmica de Ciências Atmosféricas
Universidade Federal de Campina Grande


Prof. Dr. ENILSON PALMEIRA CAVALCANTI
Unidade Acadêmica de Ciências Atmosféricas
Universidade Federal de Campina Grande


Prof. Dr. LINCOLN ELOI DE ARAÚJO
Centro de Ciências Aplicadas e Educação
Universidade Federal da Paraíba


Prof. Dr. RANYÉRE SILVA NÓBREGA
Centro de Filosofia e Ciências Humanas
Universidade Federal de Pernambuco


Prof. Dr. FABRÍCIO DANIEL DOS SANTOS SILVA
Instituto de Ciências Atmosféricas
Universidade Federal de Alagoas

*Aos meus pais, Tertulino e Verônica,
Os maiores incentivadores do meu sonho.*

AGRADECIMENTOS

A Deus, pela alegria de viver e continuar aprendendo constantemente. Pela energia, saúde e capacidade para realizar este trabalho.

Aos meus pais, padrasto e madrasta, meus maiores incentivadores, por terem lutado e acreditado, dando todo o suporte necessário para que eu pudesse evoluir e me tornar independente. Por terem apoiado todas as minhas decisões e por estarem sempre ao meu lado.

Aos meus irmãos e toda minha família, pelo companheirismo, amizade e por se fazerem sempre presentes.

À minha orientadora, Dra. Magaly de Fátima Correia, pelo conhecimento repassado, pela brilhante orientação, pelos inúmeros diálogos e lições de vida que me fizeram crescer substancialmente ao longo desses anos, culminando numa evolução profissional e pessoal. E porque não dizer pela amizade adquirida ao longo destes anos. Muito obrigada!

Ao amigo e irmão que a vida me presenteou, Leo, por todo apoio emocional no decorrer dos anos. Por compartilhar tantos momentos de aprendizagem, dor, alegria e boas risadas. E por torcer pelo meu sucesso. Obrigada por tudo. Saiba que a nossa parceria será eterna.

Aos amigos que fiz ao longo do curso que se tornaram verdadeiros amigos, em especial Leydson, Julliana, Milena, Edvânia e Jefferson por estarem presentes em momentos cruciais dessa caminhada, por toda ajuda e por todo incentivo.

Aos membros da banca examinadora, pela colaboração na melhoria e engrandecimento deste trabalho.

À Universidade Federal de Campina Grande (UFCG) e ao Programa de Pós-Graduação em Meteorologia, pela oportunidade de realizar este curso.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo suporte financeiro.

Aos amigos da Kroma Energia, em especial ao meu gestor Rodrigo Mello, agradeço todo apoio, compreensão e investimento para que esse sonho se tornasse possível.

Enfim, muitas foram as pessoas que me ajudaram, direta e indiretamente, na realização deste trabalho, citar todas não seria possível, porém deixo aqui registrada a minha profunda gratidão a todas elas.

*“If I have seen further it is by standing
on the shoulders of Giants.”*

(Isaac Newton - 1675)

SUMÁRIO

1. Introdução.....	12
1.1 Hipótese.....	14
2. Objetivo Geral.....	15
2.1 Objetivos Específicos.....	15
3. Revisão da Literatura.....	16
3.1 Sistema Interligado Nacional (SIN).....	16
3.1.1 Mercado Livre de Energia.....	16
3.1.2 Modelo NEWAVE: Conceitos e Aplicação.....	21
3.1.3 O Desafio do Planejamento da Operação em Sistemas Hidrotérmicos.....	24
3.1.3.1 Energia Natural Afluente.....	25
3.1.3.2 Energia Armazenada.....	27
3.1.3.3 Intercâmbio.....	28
3.2 Sistemas Atmosféricos de Grande Escala com Atuação na Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco (BHSF).....	32
3.3 Precipitação na Região Nordeste: Relação com a Temperatura da Superfície do Mar no Pacífico Equatorial e Atlântico.....	34
3.4 <i>Standardized Precipitation Index</i> (SPI).....	35
4. Dados e Metodologia.....	38
4.1 Característica da Área de Estudo.....	38
4.2 Dados.....	40
4.3 Metodologia.....	41
4.3.1 Eventos Hidrológicos Extremos e o SPI (<i>Standardized Precipitation Index</i>).....	41
4.3.2 O Modelo NEWAVE.....	45
4.3.3 Simulações com o NEWAVE.....	45
4.3.3.1 Cenários das simulações para o período 2012-2016.....	48
4.3.3.2 Cenários das simulações para o período 2019-2021.....	48
5. Resultados e Discussão.....	52
5.1 <i>Standardized Precipitation Index</i> (SPI) na Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco.....	52
5.1.1 Análise do Período 2012-2016.....	52

5.1.1.1 O ano de 2012.....	52
5.1.1.2 O ano de 2013.....	59
5.1.1.3 O ano de 2014.....	65
5.1.1.4 O ano de 2015.....	70
5.1.1.5 O ano de 2016.....	74
5.1.2 Análise do ano de 2019.....	78
5.3 Simulações com o modelo NEWAVE.....	81
5.3.1 Período de 2012-2016.....	81
5.3.1.1 Newave 2012.....	81
5.3.1.2 Newave 2013.....	83
5.3.1.3 Newave 2014.....	84
5.3.1.4 Newave 2015.....	85
5.3.1.5 Newave 2016.....	86
5.3.2 Período 2019-2021.....	87
5.3.2.1 Simulação do Cenário 1.....	88
5.3.2.2 Simulação do Cenário 2.....	95
5.3.2.3 Simulação do Cenário 3.....	101
5.4 Análise do comportamento das ENAs, EARs e Intercâmbio para o ano de 2019 – Validação do modelo NEWAVE.....	107
6. CONCLUSÃO.....	109
Referências Bibliográficas.....	111
Apêndice I.....	120

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Decomposição do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Figura 2: Processo de Decisão para sistemas hidrotérmicos.

Figura 3: Diagrama dos módulos do NEWAVE.

Figura 4: a) Localização das estações pluviométricas dentro da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco (BHSF). A tabela com a lista das estações, latitude e longitude encontra-se no Apêndice I; b) Mapa do Brasil evidenciando a BHSF; c) Reservatório de Sobradinho situado no Médio São Francisco; d) Reservatório de Três Marias situado no Alto São Francisco.

Figura 5: Diagrama de Fluxo de Energia.

Figura 6: Principais linhas de transmissão do SIN.

Figura 7: Energia Natural Afluyente (ENA) e Energia Armazenada (EAR) para o ano de 2019 referente ao Teste de Sensibilidade 1 para o Subsistema Nordeste.

Figura 8: Precipitação Total para o ano de 2012 no Brasil. (a) Jan/2012; (b) Imagem do Satélite GOES 13 com destaque para um dos VCANs (círculo vermelho) ocorrido em 13/01/2012.

Figura 9: Distribuição espacial do SPI-1 (um mês) na BHSF para os meses de janeiro a dezembro do ano de 2012.

Figura 10: Porcentagem de Volume Útil de (a) Três Marias e (b) Sobradinho para o ano de 2012.

Figura 11: Distribuição espacial do SPI-6 (seis meses) na BHSF referentes aos períodos de ago2011/jan2012 a jul/dez2012.

Figura 12: Imagem do Satélite GOES 13 com destaque para a ZCAS ocorrida a partir do dia 11/01/2013 de 2013.

Figura 13: Imagem do Satélite GOES 13 com destaque para o VCAN ocorrido no dia 13/02/2013 de fevereiro de 2013.

Figura 14: Porcentagem de Volume Útil de (a) Três Marias e (b) Sobradinho para o ano de 2013.

Figura 15: Distribuição espacial do SPI-1 (um mês) na BHSF para os meses de janeiro a dezembro do ano de 2013.

Figura 16: Distribuição espacial do SPI-6 (seis meses) na BHSF referentes aos períodos de ago12/jan13 a jul/dez13.

Figura 17: Imagem do Satélite GOES 13 com destaque para a ausência de ZCAS na região da bacia hidrográfica (círculo vermelho), (a) 11/01/2014; (b) 12/02/2014.

Figura 18: Distribuição espacial do SPI-1 (um mês) na BHSF para os meses de janeiro a dezembro do ano de 2014.

Figura 19: Porcentagem de Volume Útil de (a) Três Marias e (b) Sobradinho para o ano de 2014.

Figura 20: Distribuição espacial do SPI-6 (seis meses) na BHSF referentes aos períodos de ago13/jan14 a jul/dez14.

Figura 21: Distribuição espacial do SPI-1 (um mês) na BHSF para os meses de janeiro a dezembro do ano de 2015.

Figura 22: Porcentagem de Volume Útil de (a) Três Marias e (b) Sobradinho para o ano de 2015.

Figura 23: Distribuição espacial do SPI-6 (seis meses) na BHSF referentes aos períodos de ago14/jan15 a jul/dez15.

Figura 24: Distribuição espacial do SPI-1 (um mês) na BHSF para os meses de janeiro a dezembro do ano de 2016.

Figura 25: Distribuição espacial do SPI-6 (seis meses) na BHSF referentes aos períodos de ago15/jan16 a jul/dez16.

Figura 26: Porcentagem de Volume Útil de (a) Três Marias e (b) Sobradinho para o ano de 2016.

Figura 27: Porcentagem de Volume Útil de (a) Três Marias e (b) Sobradinho para o ano de 2019.

Figura 28: a) Média de Longo Termo (MLT) e Energias Afluentes (ENAs) previstas e realizadas para o ano de 2012; b) Energia Armazenada (EARs) previstas e realizadas para o ano de 2012.

Figura 29: a) Média de Longo Termo (MLT) e Energias Afluentes (ENAs) previstas e realizadas para o ano de 2013; b) Energia Armazenada (EARs) previstas e realizadas para o ano de 2013.

Figura 30: a) Média de Longo Termo (MLT) e Energias Afluentes (ENAs) previstas e realizadas para o ano de 2014; b) Energia Armazenada (EARs) previstas e realizadas para o ano de 2014.

Figura 31: a) Média de Longo Termo (MLT) e Energias Afluentes (ENAs) previstas e realizadas para o ano de 2015; b) Energia Armazenada (EARs) previstas e realizadas para o ano de 2015.

Figura 32: a) Média de Longo Termo (MLT) e Energias Afluentes (ENAs) previstas e realizadas para o ano de 2016; b) Energia Armazenada (EARs) previstas e realizadas para o ano de 2016.

Figura 33: Energia Natural Afluente (ENA) e Energia Armazenada (EAR) para o ano de 2019 referente ao Teste de Sensibilidade 1 para o Subsistema Nordeste. (a) 60%; (b) 80%; (c) 100%; (d) 120%; (e) 140% da MLT.

Figura 34: Recebimento de energia através de intercâmbio pelo Nordeste sazonalizado.

Figura 35: Intercâmbio de Energia referente ao ano de 2019 para (a) 60%; (b) 80%, (c) 100%, (d) 120%; (e) 140% da MLT.

Figura 36: Energia Natural Afluente (ENA) e Energia Armazenada (EAR) para os anos 2020 e 2021 referente ao Teste de Sensibilidade 1 para o Subsistema Nordeste. (a) 2020 - 60%; (b) 2021 - 60%; (c) 2020 - 80%; (d) 2021 - 80%; (e) 2020 - 100%; (f) 2021 - 100%; (g) 2020 - 120%; (h) 2021 - 120%; (i) 2020 - 140%; (j) 2021 - 140% da MLT.

Figura 37: Intercâmbio referente aos anos de 2020 e 2021 para (a) 2020 - 60%; (b) 2021 - 60%; (c) 2020 - 80%; (d) 2021 - 80%; (e) 2020 - 100%; (f) 2021 - 100%; (g) 2020 - 120%; (h) 2021 - 120%; (i) 2020 - 140%; (j) 2021 - 140% da MLT.

Figura 38: Energia Natural Afluyente (ENA) e Energia Armazenada (EAR) para o ano de 2019 referente ao Teste de Sensibilidade 2 para o Subsistema Nordeste. (a) 60%; (b) 80%; (c) 100%; (d) 120%; (e) 140% da MLT.

Figura 39: Intercâmbio de Energia referente ao ano de 2019 para (a) 60%; (b) 80%, (c) 100%, (d) 120%; (e) 140% da MLT.

Figura 40: Energia Natural Afluyente (ENA) e Energia Armazenada (EAR) para os anos 2020 e 2021 referente ao Teste de Sensibilidade 2 para o Subsistema Nordeste. (a) 2020 - 60%; (b) 2021 - 60%; (c) 2020 - 80%; (d) 2021 - 80%; (e) 2020 - 100%; (f) 2021 - 100%; (g) 2020 - 120%; (h) 2021 - 120%; (i) 2020 - 140%; (j) 2021 - 140% da MLT.

Figura 41: Intercâmbio referente aos anos de 2020 e 2021 para (a) 2020 - 60%; (b) 2021 - 60%; (c) 2020 - 80%; (d) 2021 - 80%; (e) 2020 - 100%; (f) 2021 - 100%; (g) 2020 - 120%; (h) 2021 - 120%; (i) 2020 - 140%; (j) 2021 - 140% da MLT.

Figura 42: Energia Natural Afluyente (ENA) e Energia Armazenada (EAR) para o ano de 2019 referente ao Teste de Sensibilidade 3 para o Subsistema Nordeste. (a) 60%; (b) 80%; (c) 100%; (d) 120%; (e) 140% da MLT.

Figura 43: Intercâmbio de Energia referente ao ano de 2019 para (a) 60%; (b) 80%, (c) 100%, (d) 120%; (e) 140% da MLT.

Figura 44: Energia Natural Afluyente (ENA) e Energia Armazenada (EAR) para os anos 2020 e 2021 referente ao Teste de Sensibilidade 3 para o Subsistema Nordeste. (a) 2020 - 60%; (b) 2021 - 60%; (c) 2020 - 80%; (d) 2021 - 80%; (e) 2020 - 100%; (f) 2021 - 100%; (g) 2020 - 120%; (h) 2021 - 120%; (i) 2020 - 140%; (j) 2021 - 140% da MLT.

Figura 45: Intercâmbio referente ao ano de 2020 e 2021 para (a) 2020 - 60%; (b) 2021 - 60%; (c) 2020 - 80%; (d) 2021 - 80%; (e) 2020 - 100%; (f) 2021 - 100%; (g) 2020 - 120%; (h) 2021 - 120%; (i) 2020 - 140%; (j) 2021 - 140% da MLT.

Figura 46: Energia Natural Afluyente (ENA) e Energia Armazenada (EAR) consistidos referente ao ano de 2019 para o Subsistema Nordeste.

LISTA DE TABELA

Tabela 1: Períodos de calor (vermelho) e frio (azul) com base em um limiar de +/- 0,5°C para o Índice Oceânico de Niño (ONI) [média de 3 meses de anomalias de TSM].

Tabela 2: Valores do Índice Padronizado de Precipitação (SPI) e Categorias de seca ou de umidade.

Tabela 3: Potência instalada nos empreendimentos em operação por fonte primária.

Tabela 4: Porcentagem do Volume do Reservatório de Sobradinho entre os anos de 2011 e 2016.

LISTA DE QUADRO

Quadro 1: Estado de localização, o nome e as coordenadas geográficas de cada estação.
(Apêndice I)

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

AB – Alta da Bolívia;

ACL – Ambiente de Contratação Livre;

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica;

ASF – Alto São Francisco;

ASMAE – Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia;

BHSF – Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco;

BSF – Baixo São Francisco;

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica;

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica;

CGH – Central Geradora Hidrelétrica;

CHESF – Companhia Hidro Elétrica do São Francisco;

CMO – Custo Marginal de Operação;

CPTEC – Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos;

CVU – Custo do Variável Unitário;

DECK – Conjunto de arquivos de configuração para Estudos de Planejamento Energético com os modelos NEWAVE, DECOMP, etc.

DESSEM – Modelo de Programação de Operação

EAR – Energia Armazenada;

ENA – Energia Natural Afluyente;

EOL – Central Geradora Eolielétrica;

EPE – Empresa de Pesquisa Energética;

FCF – Função de Custo Futuro;

GOES – Geostationary Operational Environmental Satellite;

GWmédios – Giga Watts médios;

HS – Hemisfério Sul;

IOS – Índice de Oscilação Sul;

IPCC – Painel Intergovernamental sobre Mudança Climática;

MAE – Mercado Atacadista de Energia;

MCP – Mercado de Curto Prazo;

MLT – Média de Longo Termo;

MSF – Médio São Francisco;

MWmédio – Mega Watts médios;

NEB – Nordeste Brasileiro;

NEWAVE – Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo;

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico;

PCHs – Pequenas Centrais Hidrelétricas;

PDDE – Programação Dinâmica Dual Estocástica;

PLD – Preço da Liquidação das Diferenças;

PMO – Programa Mensal de Operação;

REE – Reservatório Equivalente;

RESEB – Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico;

SEB – Sistema Elétrico Brasileiro;

SF – Sistema Frontal;

SIN – Sistema Interligado Nacional;

SOL – Central Geradora Solar Fotovoltaica;

SPI – *Standardized Precipitation Index*;

SSF – Submédio São Francisco;

TSM – Temperatura da Superfície do Mar;

TUSD – Tarifas de uso do sistema de distribuição;

TUST – Tarifas de uso do sistema de transmissão;

UHE – Usina Hidrelétrica;

UTE – Usina Térmica;

UTN – Usina Termonuclear;

VCAN – Vórtice Ciclônico de Altos Níveis;

ZCIT – Zona de Convergência Intertropical;

ZCAS – Zona de Convergência do Atlântico Sul.

RESUMO

Estiagens prolongadas e eventos de chuvas torrenciais são fenômenos cada vez mais frequentes e igualmente danosos a curto, médio ou longo prazo. Em períodos de estiagem severa, a água para geração de eletricidade é limitada. A distribuição irregular das chuvas interfere nos níveis dos reservatórios. O cenário de déficit hídrico que atingiu o país no período de 2012 a 2016 reduziu as vazões afluentes aos reservatórios, e a capacidade de geração de energia pelas usinas hidrelétricas diminuiu consideravelmente. Neste trabalho, anomalias de precipitação na Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco e impactos de variações das ENA (energias afluentes) e EAR (energias armazenadas) no subsistema Nordeste foram analisadas usando o índice SPI (*Standardized Precipitation Index*) e o modelo NEWAVE utilizado pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) para dar suporte ao planejamento da operação do sistema hidrotérmico brasileiro. Os resultados indicam que o SPI representa um método eficiente para monitorar impactos de secas meteorológicas e hidrológicas na produção de energia elétrica. As afluências ao reservatório de Sobradinho dependem fortemente do regime de chuvas do Alto São Francisco. As simulações realizadas com o NEWAVE (Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo) mostram que o modelo foi hábil em indicar a tendência de queda nos valores da EAR no período de estiagem. O modelo prioriza a geração hidrelétrica sobre a térmica como o método mais adequado na garantia de um nível de armazenamento mínimo nos reservatórios. O subsistema Nordeste é prioritariamente importador com exceção do período de estiagem no qual a fonte de energia eólica predomina na geração de energia elétrica.

Palavras-chave: SPI; UHE de Sobradinho, Energia Afluente, Energia Armazenada, modelo NEWAVE.

ABSTRACT

Long-lasting droughts and torrential precipitation events are phenomena of increasing frequency and equally harmful at short, medium or long range horizon. In severe drought periods the water for electricity generation is limited. The irregular rainfall distribution interferes on the levels of the reservoirs. The scenario of water shortage that struck the country in the period from 2012 to 2016 reduced the water inflow to the reservoirs, and the energy generation by the hydroelectric power plants was considerably reduced. In this work precipitation anomalies in the São Francisco Hydrographic Basin and impacts of variations in IEN (inflow energies) and SEN (stored energies) in the Northeast subsystem were analyzed using the SPI (Standardized Precipitation Index) and the NEWAVE model used by ONS, the National Electric System Operator of Brazil, to provide support to the planning of the Brazilian hydrothermal system operation. The results indicate that the use of SPI represents an efficient method for monitoring meteorological and hydrological droughts impacts upon the hydrothermal electric energy production. The water inflow to the Sobradinho reservoir is strongly dependent on the High São Francisco precipitation regime. The simulations performed with the NEWAVE (Long and Medium Term Operation Planning Model for Interconnected Hydrothermal Systems) show that the model was successful in indicating a tendency for a drop in the values of SEN in the drought period. The model gives priority to the hydroelectric over the thermal generation as the most adequate method to assure a minimum storage level in the reservoirs. The Northeast subsystem is mainly importer with exception of the water shortage period in which the eolic energy source predominates in the electric energy generation.

Keywords: SPI, Sobradinho Hydroelectric Power Plant, Affluent Energy, Stored Energy, NEWAVE model

1. INTRODUÇÃO

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, de acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2015), é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. Por 13 anos, de 2000 a 2012, em média 91% da geração foi de origem hidrelétrica, após isso até os dias atuais, é complementado pelas usinas térmicas, eólicas e outras fontes.

A significativa predominância das hidrelétricas no parque gerador de energia elétrica do Brasil faz com que a informação de vazão natural afluenta aos aproveitamentos hidrelétricos apresente-se como insumo fundamental para o planejamento e programação da operação do Sistema Interligado Nacional – SIN, uma mudança no comportamento das precipitações e de uso da água pode alterar consideravelmente a disponibilidade de recursos hídricos, e conseqüentemente afetar a produção e o custo da energia elétrica. A dependência das afluências que chegam aos reservatórios das usinas faz com que a operação dos sistemas de geração e transmissão seja bastante sensível às variações da ocorrência de precipitações ao longo dos anos. Desta forma, a avaliação do impacto das mudanças climáticas se torna primordial para direcionar a política energética do país, além de orientar os órgãos responsáveis na definição de medidas para mitigar seus efeitos no parque gerador.

A previsão e o monitoramento de eventos meteorológicos extremos são de grande relevância para os projetos de geração de energia elétrica, atividades agrícolas e abastecimento de água (SANTOS et al., 2011). A partir do monitoramento de períodos úmidos e secos é possível obter informações no espaço e no tempo de características como duração, intensidade e severidade de sistemas atmosféricos atuantes, permitindo que as medidas preventivas sejam tomadas em curto prazo para diminuir impactos causados por fenômenos severos como enchentes e secas, e com isso causar diversos problemas na geração de energia elétrica no país.

Nas últimas décadas, pesquisas desenvolvidas para avaliar o impacto da variabilidade climática sobre os recursos hídricos superficiais no país, tem comprovado que o efeito desse impacto pode trazer conseqüências sociais e econômicas graves tais como a destruição de lavouras, desemprego, fome, principalmente, na região semiárida do Nordeste brasileiro cuja distribuição das chuvas é bastante irregular tanto na escala espacial quanto temporal (DINIZ, 2007).

Para o planejamento e programação da operação dos recursos de geração e transmissão, o modelo NEWAVE tem como objetivo adotar métodos de otimização a partir da programação dinâmica dual estocástica, as quais tratam as afluições aos aproveitamentos hidrelétricos através de cenários hidrológicos determinísticos para o 1º mês do horizonte de estudo e probabilístico para os meses subsequentes até o final do horizonte de 5 anos,

Procura-se maximizar a utilização de geração hidrelétrica e assim reduzir os custos com a complementação térmica, a queima de combustíveis fósseis e a emissão de poluentes. É uma tarefa extremamente complexa, pois envolve uma grande quantidade de usinas, trata com a aleatoriedade das vazões afluentes, devido a variabilidade climática de cada região, vazões a jusante, as demandas futuras, restrições quanto ao armazenamento nos reservatórios, limites de intercâmbio na transmissão, entre outros. Um fator importante para prevenir a ocorrência de déficit seria planejar um parque gerador que conseguisse suprir a energia mesmo para os períodos críticos de afluições, porém a construção do mesmo requer grandes investimentos, o que leva a tarifas de energia elevadas. Uma outra solução seria melhorar os modelos de previsão de chuvas nas grandes bacias em horizonte de curto e longo prazo para dimensionar melhor as fontes de energias e as suas complementaridades.

O SIN é formado por quatro subsistemas: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, o que indica uma complexidade hidrológica adicional por compartilharem bacias hidrográficas com outros subsistemas. Um exemplo é a UHE Três Marias, localizada na Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco (BHSF), que além de contribuir para o subsistema Nordeste, contribui também para o Sudeste/Centro-Oeste com 1,14% (ONS, 2018).

A BHSF tem grande importância para o país, não só pelo volume de água transportado em uma região semiárida, mas também pelo potencial hídrico passível de aproveitamento energético e abastecimento hídrico na região Nordeste. De acordo com Silva e Brito (2008), o volume de água transportada pelo rio São Francisco tem uma grande importância, em relação a história, economia e ao desenvolvimento das populações ribeirinhas. Ao longo do seu curso, o volume transportado tem um grande potencial hídrico utilizado por projetos de irrigação e na geração de energia elétrica.

A seca em bacias hidrológicas é um fenômeno típico de situações em que a chuva dentro do período considerado úmido ocorre tardiamente ou também quando a distribuição irregular da precipitação prejudica o crescimento ou desenvolvimento das plantações agrícolas.

Resultados de um estudo técnico de apoio ao plano decenal de recursos hídricos da BHSF, (Gondim Filho et al., 2004) indicam que no Médio, parte do Submédio e no Baixo São Francisco, as enchentes ocorrem devido ao extravasamento das águas para o leito maior e a planície de inundação. Alguns estudos mostram que episódios significativos de chuva observados frequentemente nos meses de março e abril coincidem com a posição mais ao sul da zona de convergência intertropical (ZCIT).

HIPÓTESE

É possível avaliar o modelo NEWAVE no processo de operação das usinas que compõem o Rio São Francisco?

2. OBJETIVO GERAL

Avaliar a importância do sistema de operação das usinas que compõem o Rio São Francisco na produção de energia elétrica para o SIN.

2.1 Objetivos Específicos

- Caracterizar eventos meteorológicos e hidrológicos extremos através da análise espacial do SPI (*Standardized Precipitation Index*) para o período de 2012 a 2016;
- Quantificar os efeitos das secas meteorológicas em diferentes áreas da BHSF;
- Calibrar, analisar e validar as projeções do modelo NEWAVE para o período de 2012 a 2016;
- Analisar a influência de diferentes cenários de Energia Armazenada (EAR) e da Energia Natural Afluyente (ENA) no Intercâmbio de energia;
- Realizar testes de sensibilidade que permitam avaliar o impacto de mudanças na ENA em condições críticas para diferentes cenários hipotéticos no período de 2019 a 2021.

3. REVISÃO DA LITERATURA

Este capítulo está organizado da seguinte forma: primeiro realiza-se uma breve explicação sobre o Sistema Interligado Nacional e a cadeia de modelos de otimização energética utilizada no setor elétrico brasileiro (NEWAVE); em seguida, elabora-se uma síntese de trabalhos que utilizam informações sobre os principais sistemas de grande escala precipitantes na região da BHSF; tem-se relação entre a precipitação e as anomalias da temperatura da superfície do mar (TSM) no pacífico equatorial e atlântico sul e por último, são revisados trabalhos sobre o Standardized Precipitation Index (SPI).

3.1 Sistema Interligado Nacional (SIN)

3.1.1 Mercado Livre de Energia

A segunda metade da década de 90 foi marcada por uma crise energética fazendo com que houvesse uma reformulação no setor elétrico brasileiro. Isso proporcionou a entrada de capital privado e a criação de novos agentes, onde o governo assumisse o papel do orientador e do regulador. Através do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico (RESEB), deu-se início em 1996 a criação de um novo modelo para o setor elétrico que resultou na criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) como agente regulador; o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) como agente operador do sistema interligado; e o Mercado Atacadista de Energia (MAE) sendo um ambiente de transações através da Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia (ASMAE) (PALOMINO, 2009).

De acordo com Magalhães (2009), logo após a reforma no setor, o racionamento ocorrido no ano de 2011 fez com que a estrutura regulatório-normativa proposta inicialmente fosse revista. Nessa reforma ocorrida em 2003, conhecida como o Novo Modelo, o Mercado Livre passou a se chamar Ambiente de Contratação Livre (ACL). A característica principal do ACL é a autonomia que os agentes possuem para negociar a compra e a venda de energia elétrica. Liberdade essa que compreende negociações de preços, montantes de energia, prazos, flexibilidade no uso, garantias e penalidades.

Segundo a Lei nº 9.074/95, o ACL é direcionado a agentes geradores, comercializadores, importadores e exportadores, consumidores de grande porte (com carga superior a 3 MW) e consumidores especiais (aqueles que possuam carga de 500 kW até 3MW).

Após algumas mudanças na legislação, os denominados Consumidores Especiais são aqueles consumidores que são atendidos por fontes de energia renovável, podendo ser provenientes de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) entre 1 MW e 30 MW, usinas solares, eólicas ou biomassa até 50 MW.

Para os consumidores de energia incentivada (diferente de especial) é aplicado o desconto das tarifas de uso do sistema de distribuição (TUSD) e desconto nas tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST). As energias incentivadas são renováveis e possuem esse abatimento nas contas, dessa forma fomentando a inserção dessas fontes energéticas no mercado, tornando-as competitivas.

Através da lei nº 10.848, criou-se a Câmara de Comercialização de Energia (CCEE) para substituir o MAE. Dentre a gama de atribuições da CCEE, está a administração do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) de cada submercado, respectivamente em base semanal e mensal (CCEE, 2017).

O Custo Marginal de Operação (CMO) corresponde ao custo do próximo MWh a ser despachado no Sistema Interligado Nacional (SIN) com base no Custo Variável Unitário (CVU) que é informado semanalmente pelos agentes geradores responsáveis pelas termelétricas (ANEEL, 2014). O PLD (R\$/MWh) é utilizado com a finalidade de contabilização do quanto os agentes vão receber ou pagar no período de liquidação no Mercado de Curto Prazo (MCP) (CCEE, 2018).

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é majoritariamente composto por um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, como mostra a Figura 1, com predominância de usinas hidrelétricas, distribuídas em 16 (dezesesseis) bacias hidrográficas nas diferentes regiões do país, com múltiplos proprietários e é constituído por 4 (quatro) subsistemas: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e a maior parte do Norte (ONS, 2018).

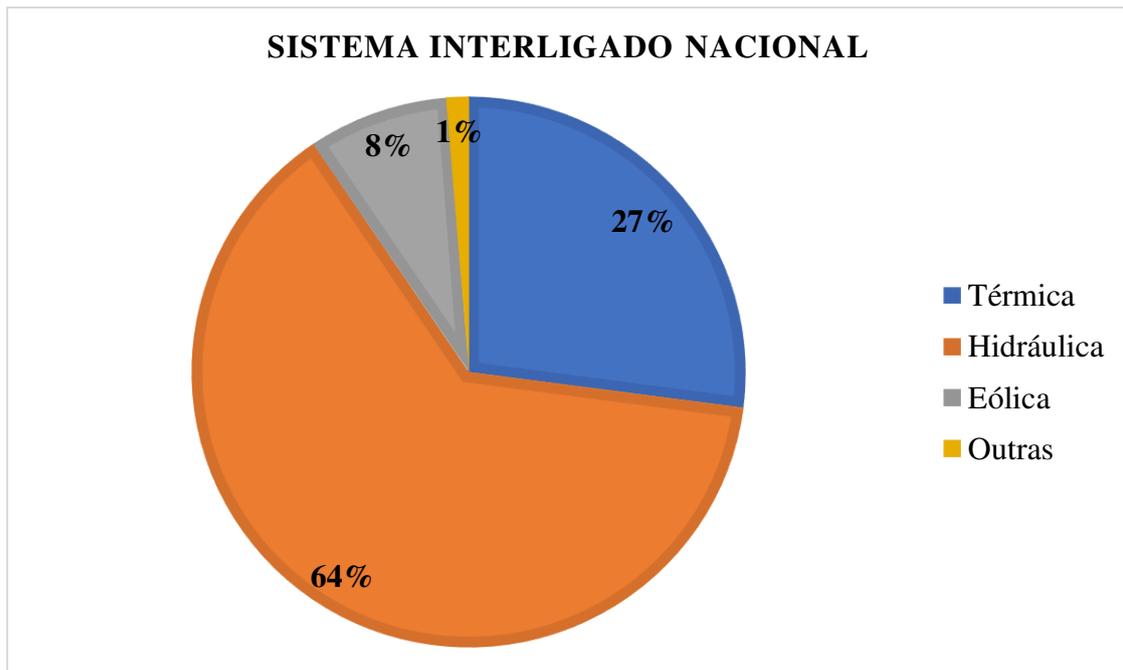


Figura 1: Decomposição do Sistema Interligado Nacional (SIN)

A interconexão dos sistemas elétricos é feita através da malha de transmissão e propicia a transferência de energia entre os subsistemas, permitindo a obtenção de ganhos sinérgicos e exploração da diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias.

Devido às suas dimensões continentais e conseqüentemente à sua complexidade, a operação do SIN é um problema não separável no tempo, dado que a decisão de deplecionamento de um reservatório terá influência na sua capacidade futura, assim como nos reservatórios das usinas hidrelétricas à jusante (Penna, 2009). De acordo com a Figura 2 tem-se um exemplo de que caso a decisão seja “minimizar o custo do combustível esvaziando os reservatórios” e no futuro houver um período de estiagem (seca), então inevitavelmente o suprimento terá que ser realizado através de usinas térmicas de custo elevado, pois a água dos reservatórios já teria sido utilizada no momento presente. Por outro lado, caso a decisão seja por “manter os reservatórios cheios e usar a geração térmica”, e no futuro haja uma elevação das vazões, poderá ser necessário o vertimento da água, o que representa um desperdício de energia e por conseqüência um aumento desnecessário no custo da operação (CEPEL, 2001).

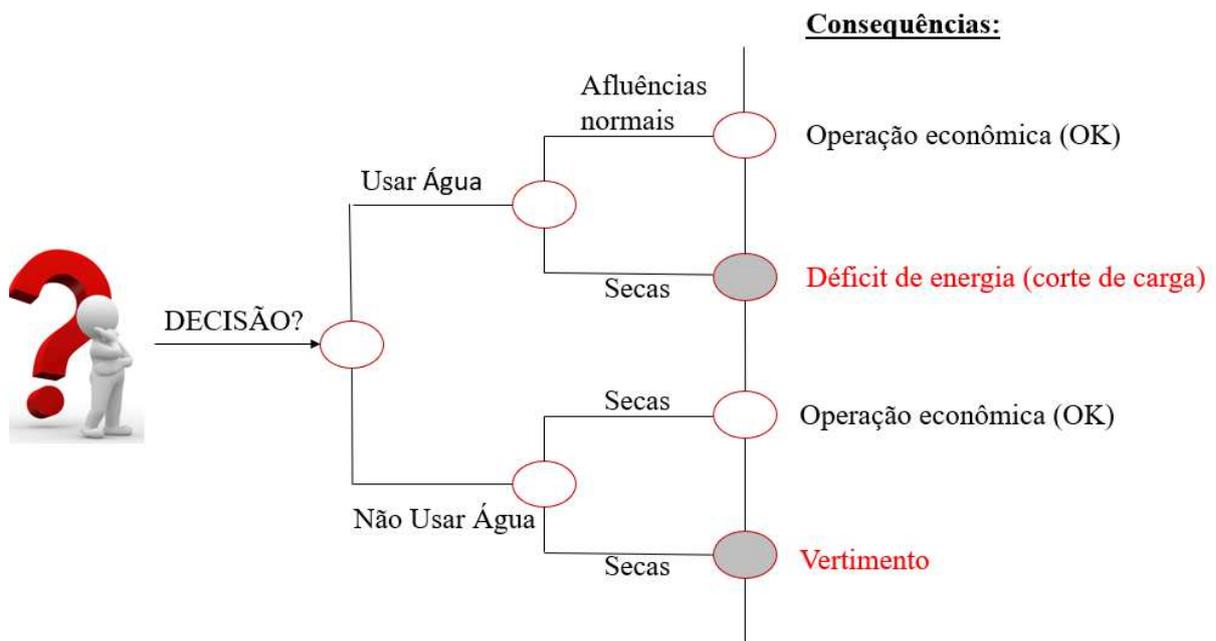


Figura 2: Processo de Decisão para sistemas hidrotérmicos. (Fonte: Adaptado [CEPEL, 2001](#)).

Sendo assim, a qualidade das previsões hidrológicas afeta diretamente o desempenho da operação do SIN, uma vez que uma previsão equivocada pode gerar consequências negativas futuras a todo o sistema, como o desperdício ou déficit de energia, além de aumentar o custo de produção de energia elétrica devido a acionamentos desnecessários de usinas termelétricas. Atualmente, o planejamento da operação do sistema hidrotérmico brasileiro é realizado em várias etapas com diferentes horizontes de estudo e níveis de detalhamento do sistema, com o auxílio da cadeia de modelos desenvolvidos no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL ([MACEIRA et al., 2002](#)). Quanto mais próximo da operação, maior é o nível de incerteza hidrológica adotada.

O PLD é calculado com base nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços de combustível, no custo de déficit de energia, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, o modelo de precificação obtém o despacho (geração) ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada subsistema.

Assim como a CCEE, o ONS realiza o cálculo do custo da energia, com a finalidade de ser o mais econômico possível, portanto definindo diretrizes para sua operação ótima. Desta forma é calculado o Custo Marginal de Operação (CMO), bastante similar ao PLD,

correspondendo ao custo do próximo MWh a ser despachado no SIN, sendo o CMO informando antes mesmo do PLD.

As diferenças entre CMO e PLD são que o PLD tem limites superior e inferior definidos anualmente pela ANEEL e as restrições de transmissão de energia internas aos subsistemas só fazem sentido ao CMO, pois o PLD é o mesmo para todo o submercado.

A transmissão (intercâmbio) de energia entre subsistemas é crucial para a universalização de energia elétrica, uma vez que pela extensão territorial brasileira, diferentes condições climáticas afetam as regiões no mesmo momento, fazendo com que em um período do ano uma região possa exportar energia e no mesmo ano seja deficitária.

Desde o ano de 2014 o Nordeste vem dependendo energeticamente dos outros subsistemas durante o ano inteiro, devido ao impacto na geração hidrelétrica causado pela irregularidade das chuvas em Três Marias – MG, Sobradinho – PE e Itaparica – BA (ONS, 2015). O maior impacto ocorre na região de Sobradinho, que vem de um período de estiagem muito prolongado e intenso causando vários problemas socioeconômicos além do próprio déficit de geração de energia elétrica. Como solução para este problema, fomentou-se a utilização de energia eólica nesse subsistema, sendo mais expressiva nos meses de agosto, setembro e outubro devido à velocidade dos ventos ser maior nesse período. O resultado vem se mostrando bastante positivo, uma vez que em determinadas épocas do ano o Nordeste exporta energia para o subsistema mais expressivo do SIN, o Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO).

Além de ser importante para o transporte de energia, a transmissão entre subsistemas também impacta o valor do PLD. Caso o limite físico da linha de transmissão seja atingido, o subsistema terá que utilizar os próprios recursos energéticos para se manter, dessa forma despachando termelétricas com CVU maior, ou seja, mais caras, e então tornando os preços dos submercados distintos. Os consumidores de uma região que possui PLD maior pagam mais pela energia, pois a bandeira tarifária imposta pela ANEEL e aplicada pelas distribuidoras varia de acordo com o mesmo (ANEEL, 2015).

Essas informações são divulgadas mensalmente pelo ONS via Programa Mensal de Operação (PMO) e simuladas com o auxílio da ferramenta computacional NEWAVE, modelo feito de vários arquivos contendo todos os parâmetros que são utilizados na determinação da Função de Custo Futuro (FCF), como por exemplo dados técnicos de usinas térmicas e hidráulicas, informações sobre intercâmbios de energia, restrições elétricas e hidráulicas. E a partir de uma previsão de Energia Natural Afluente (ENA), baseado na

precipitação sobre cada bacia, o modelo executa/simula 2000 cenários possíveis de acontecer em um horizonte de até 5 anos, o que chamamos de séries sintéticas de vazões.

As 2000 séries sintéticas têm por objetivo ajustar um modelo pelo qual acredita-se que a série histórica tenha sido produzida e a partir dele gerar séries sintéticas que representam as séries temporais que podem ser “amostradas” pelo processo físico que se está observado, o processo estocástico.

3.1.2 Modelo NEWAVE: Conceitos e Aplicação

Segundo [Ramos \(2011\)](#), o modelo NEWAVE faz parte da cadeia de modelos desenvolvida pelo CEPEL para dar suporte ao planejamento da operação do sistema hidrotérmico brasileiro e tem como objetivo realizar a alocação ótima de recursos térmicos e hídricos, visando a redução do custo esperado do CMO (Custo Marginal de Operação). Ele representa o parque gerador hidrelétrico de forma agregada, representando as usinas hidrelétricas através de um reservatório equivalente de energia. É utilizado para o planejamento de médio prazo (horizonte de até 5 anos), com discretização mensal ([TOSCANO, 2009](#)).

O modelo é composto por 4 (quatro) módulos computacionais ([CEPEL, 2001](#)):

1. *Módulo de cálculo do sistema equivalente de energia* – É responsável por calcular as energias armazenáveis máximas, séries históricas de energias controláveis e energias a fio d’água, parábolas de energia de vazão mínima, energia evaporada, capacidade de turbinamento, correção da energia controlável em função do armazenamento, perdas por limite de turbinamento nas usinas fio d’água, geração hidráulica máxima e energia associada ao desvio de água à montante de uma usina hidroelétrica dos subsistemas (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte) equivalentes de energia.
2. *Módulo de energias afluentes* – Estima o parâmetro do modelo estocástico e é responsável por gerar séries sintéticas de energias afluentes do subsistema, baseado na série histórica de vazão. É determinado para cada subsistema a energia total afluente, que é a composta pela energia controlável e pela energia a fio d’água.
3. *Módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica* – Determina a política de operação ótima do sistema equivalente através da metodologia de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), considerando as afluições futuras. Vale ressaltar que do ponto de vista meteorológico, esse módulo é o mais importante.

4. *Módulo de simulação da operação* – Simula a operação do sistema ao longo do período de planejamento, para distintos cenários de sequências hidrológicas, falhas dos componentes e variações da demanda. Risco de déficit, intercâmbios energéticos e montantes de geração hidrelétrica e térmica são algumas saídas deste módulo.

O relacionamento entre os módulos utilizados está descrito na Figura 3 abaixo:

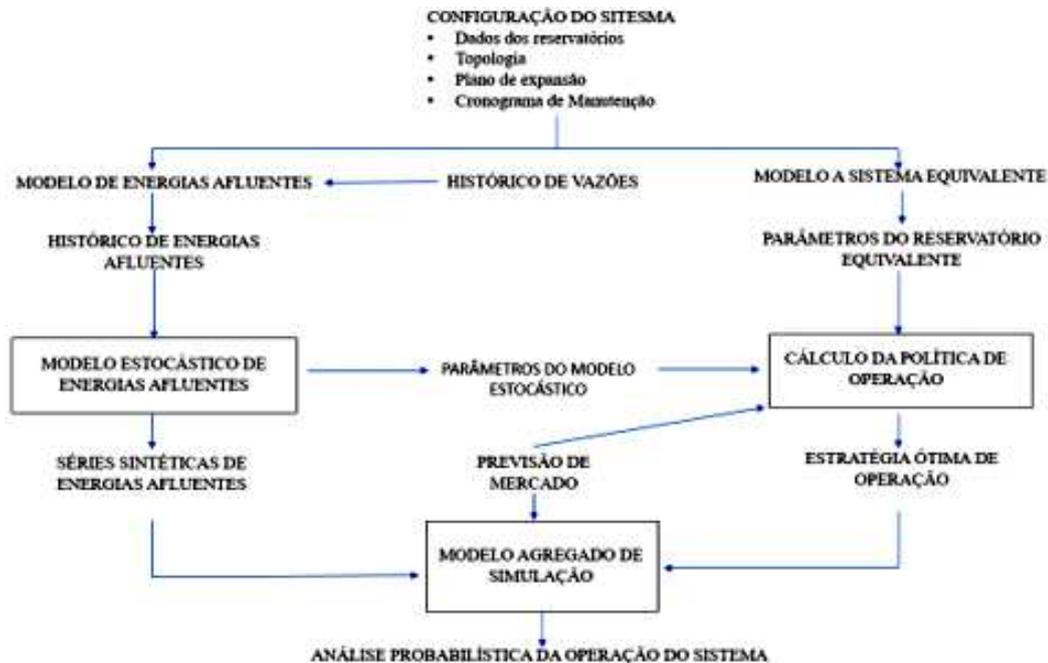


Figura 3: Diagrama dos módulos do NEWAVE. (Fonte: CEPEL).

Os modelos de planejamento energético aplicado ao SIN devem fornecer um despacho de geração hidrelétrica e térmica (hidrotérmica) que atenda a todo o mercado de energia elétrica brasileiro de forma a manter uma segurança quanto as demandas e também na minimização dos custos operativos. Devido às características hidrelétricas serem predominantes no sistema brasileiro, o planejamento determina o despacho hidrelétrico otimizado visando minimizar a complementação termelétrica necessária ao atendimento das demandas de energia elétrica do SIN.

O NEWAVE é o modelo de planejamento energético de longo prazo que está em vigor no sistema elétrico brasileiro. É um modelo de otimização para o planejamento de até 5 anos, com discretização mensal e representação a sistemas equivalentes, com o objetivo de determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada estágio que minimiza o valor esperado do custo da operação para todo o período de planejamento. Um dos principais resultados desse modelo são as FCF, que traduzem para os modelos de outras etapas (de

curto prazo, por exemplo) o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios. A carga e a função de custo de déficit, por exemplo, podem ser representadas em patamares e permite-se a consideração de limites de interligação entre subsistemas (CCEE, 2017).

De acordo com Terry et al. (1985), Arvanitidis (1970), Cruz e Soares (1996), o modelo NEWAVE representa o parque gerador hidrelétrico de forma agregada, simulando as usinas hidrelétricas de um subsistema através de um reservatório equivalente de energia. As usinas termelétricas são representadas por grupos de térmicas com custos semelhantes, com limites de geração mínima, máxima e custos incrementais de operação.

Toscano (2009) com o objetivo de fazer uma comparação de desempenho entre os modelos de planejamento energético NEWAVE e ODIN (Otimização do Despacho Interligado Nacional) na obtenção do despacho hidrotérmico otimizado para o SIN chegou à conclusão de que o modelo ODIN forneceu a melhor operação para o SIN. O modelo ODIN forneceu o despacho hidrotérmico de menor custo operativo, com geração hidráulica com menores variações, não oscilando bruscamente entre períodos secos e úmidos, onde durante todo o planejamento, os níveis de energia armazenada apresentados pelo modelo ODIN foram os mais elevados, tendo com isso o modelo maximizado sua produtividade no horizonte planejado, além de ter guardado mais água ao final do planejamento. Apresentou uma operação sustentável a longo prazo e ao contrário do modelo NEWAVE, no sentido de preservar os reservatórios do sistema no horizonte planejado.

Com o objetivo de descrever a formulação e os procedimentos de construção e validação do modelo auto regressivo periódico PAR(p) multivariado, desenvolvido para aplicações na modelagem probabilística das aflúências no planejamento da operação do sistema interligado de geração elétrica brasileiro, Maceira et al. (2006) mostrou que os resultados indicaram que a performance do modelo foi muito boa, pois esse conseguiu reproduzir características importantes da série histórica de aflúências e, além disso, produziu secas mais severas do que aquelas encontradas no registro histórico.

Marques (2006) apresentou uma política para a operação energética do Sistema Interligado Nacional (SIN), baseada na representação individualizada das usinas hidrelétricas e termelétricas, na representação detalhada das características de operação e na representação indireta da estocasticidade das vazões através de modelo de previsão, e chegou à conclusão que O SIN apresenta-se como um sistema projetado para verter, pois em boa parte do tempo, cerca de 78%, somente a geração hidráulica mais a térmica mínima atendem

perfeitamente a demanda do sistema. A partir de meados da década de 70, o sistema encontra-se em situação operativa mais confortável, ou seja, níveis de armazenamentos altos e conseqüentemente baixos CMO, devido à nítida elevação das vazões afluentes ao subsistema SE/CO.

A previsão e a geração de cenários de vazões afluentes ao Sistema Interligado Nacional (SIN) são utilizados por diversos agentes do setor elétrico no planejamento da operação e expansão do sistema hidrotérmico brasileiro. Esse problema tem uma forte dependência espacial e temporal, ou seja, uma decisão tomada no presente terá influência direta na capacidade de geração futura, alterando os níveis de reservatórios. A partir disso [Treistman \(2015\)](#) investigou a correlação existente entre a precipitação na área de drenagem e a vazão em cinco importantes usinas hidrelétricas no Brasil: Três Marias, Sobradinho, Itá, Furnas e Tucuruí e os resultados mostraram que as precipitações acumuladas em dois, três e quatro meses sem atraso em relação à vazão, ou com atraso de até dois meses são altamente correlacionadas com as afluições naturais, variando em função do regime climático predominante na região em que se localiza a área de drenagem.

[Moura Filho et al. \(2018\)](#) com o objetivo de mostrar a importância do monitoramento dos fatores que influenciam a formação do PLD, como afluições e armazenamento nos reservatórios e carga de energia elétrica, concluiu que o monitoramento é crucial para a projeção dos preços do mercado, pois o acompanhamento das afluições, do nível dos reservatórios e da carga deve ser constante.

3.1.3 O Desafio do Planejamento da Operação em Sistemas Hidrotérmicos

O problema de operação ótima de um sistema hidrotérmico consiste em determinar uma estratégia de operação que a cada estágio do período de planejamento, conhecido como estado do sistema do estágio, forneça as metas de geração de cada unidade geradora. Baseado nessa estratégia, consegue-se minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do período, composto de custos de combustível e penalizações por eventuais falhas do atendimento de energia. O estado do sistema é composto por variáveis que podem influir no resultado da operação (Manual de Referência – Modelo NEWAVE).

Através de programação dinâmica estocástica (PDE) pode ser resolvido o problema de operação hidrotérmica, onde esse algoritmo (PDE) possui muitas características interessantes, sendo aplicável a problemas multi-estágios, problemas estocásticos, representa não linearidade etc. O restante do mercado de energia é atendido por unidades

térmicas, onde o corte de carga ou déficit é representado por uma unidade térmica fictícia de maior custo unitário, onde a ordem de entrada em operação das unidades térmicas é dada pela ordem de custo unitário, isso significa dizer que uma unidade térmica mais barata é utilizada até sua capacidade máxima antes de uma outra unidade térmica de custo maior entrar em operação.

A operação do SIN é simulada para diversos cenários de afluências, sintéticos ou históricos, ao longo do período de planejamento, levando-se em consideração a política de operação previamente calculada. Desta forma, é possível obter estatísticas de diversas variáveis, tais como, geração hidráulica, geração térmica, valor da água, benefício do intercâmbio, energia armazenada no final do estágio, CMO etc.

3.1.3.1 Energia Afluyente

A adoção de critérios probabilísticos em diversas atividades do planejamento e operação de sistemas hidrotérmicos criou a necessidade da modelagem probabilística de afluências a locais de aproveitamento hidrelétricos ou a subsistemas, ou seja, o sistema elétrico brasileiro vem utilizando as séries hidrológicas ocorridas no passado, as séries históricas (2000 séries sintéticas). Critérios de suprimento são baseados em índices de risco nos estudos energéticos, onde são estimados a partir da simulação da operação energética do sistema para diversos cenários (sequências) de afluências aos aproveitamentos hidrelétricos ou subsistemas. Por exemplo: Tem-se um grande número de cenários que podem ser utilizados para estimar a relação entre a demanda energética e o risco de não atendimento em um ano qualquer (energia garantida) (Manual de Referência – Modelo NEWAVE).

A ENA de um subsistema é a soma das energias naturais afluentes a todas as usinas deste subsistema. Consiste no produto da vazão natural afluyente desta usina pela sua produtividade média. Apenas uma parcela da ENA produz energia, pois em períodos com excedentes hídricos acima da capacidade das turbinas, haverá vertimento.

Conceitua-se vazão natural afluyente como sendo a vazão que ocorre em uma secção de um rio no qual não existem ações antrópicas que alterem o seu regime, ou seja, a vazão provida pela própria natureza. Aquela que ocorreria em uma seção do rio caso houvesse a operação dos reservatórios a montante, nem a vazão evaporada pelos lagos artificiais, nem mesmo retiradas de água consumidas com o abastecimento e irrigação a montante, ou seja, aquela que chega a um aproveitamento hidrelétrico ou a uma estrutura hidráulica (GUILHON et al., 2007).

No planejamento e programação da operação dos recursos de geração e transmissão, integrantes do SIN, atividades realizadas pelo ONS, são adotados alguns métodos de otimização a partir do PDDE, as quais tratam as afluências aos aproveitamentos hidrelétricos através de cenários hidrológicos de estudo e probabilísticos para os meses subsequentes até o final do horizonte de estudo, em geral, 5 anos à frente.

Para obtenção de cenários de afluência determinísticos para o primeiro mês estudado, são adotados modelos de previsão de vazão, enquanto para a obtenção de cenário de afluência probabilísticos, o que seriam cenários de longo prazo, são utilizados modelos de geração de séries sintéticas de afluências (ex: NEWAVE).

Desta forma, os aperfeiçoamentos metodológicos que se obtém os cenários hidrológicos de previsão ou geração de afluências contribuem para uma melhoria do processo de planejamento e programação da operação do SIN.

O único cenário disponível na prática, o registro das afluências observado no passado, podendo ser chamado também de série histórica é, no entanto, insuficiente para compor uma amostra de tamanho necessário para estimar índices de risco com incertezas aceitáveis. Entretanto, as características básicas da série histórica podem ser capturadas por modelos estocásticos capazes de produzir séries sintéticas de afluências, diferentes da série histórica, mas igualmente prováveis. Dessa forma, a informação contida na série histórica pode ser mais completamente extraída, permitindo a avaliação de riscos e incertezas pertinentes a um sistema hidrelétrico.

Para os aproveitamentos com reservatório de regularização, as vazões afluentes mensais da série histórica são transformadas em energia afluentes. Somando-se as essas energias para todos os reservatórios do sistema, pode-se obter as séries de energias controláveis ao sistema equivalente. Analogamente são obtidas para as usinas a fio d'água, as series de energias a fio d'água. Para se obter a série de energias afluentes ao sistema equivalente, é só somar as séries controláveis e fio d'água.

Várias instituições desenvolvem modelos climáticos, uma delas é a Organização das Nações Unidas (ONU), que criou um organismo para certificar esses modelos e fazer prognósticos sobre as consequências da atividade humana no clima do planeta, denominado *Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)*. O IPCC tem emitido relatórios com periodicidade mínima de cinco anos, nos quais se faz uma avaliação dos modelos climáticos e dos seus resultados. Os resultados das alterações previstas nas vazões médias mostram que

o padrão espacial dos impactos das mudanças climáticas pelo conjunto de modelos climáticos que foram adotados na projeção do clima futuro. Na realidade pode-se dizer que há incertezas quanto ao uso e tratamento dos recursos naturais pelo homem, assim como há incertezas quanto ao modelo matemáticos e computacional que se utiliza para tratar as diversas variáveis climáticas (IPCC, 2019).

Esses modelos são de alta complexidade, pois representam toda a física da atmosfera, incluindo a dinâmica, em constante evolução. Podemos dizer que é a área da ciência que mais demanda esforço computacional atualmente, visto que se baseia em simulações no tempo do comportamento de um grande conjunto de variáveis. O setor elétrico brasileiro vem se baseando em análise do comportamento histórico de algumas dessas variáveis, uma delas é a afluência aos reservatórios para a tomada de decisão, principalmente na expansão do parque gerador.

3.1.3.2 Energia Armazenada

A EAR de um subsistema é a soma dos produtos do volume armazenado em cada reservatório de acumulação pela produtividade média acumulada deste e de todas as usinas a jusante. A EAR máxima (ou Capacidade de EAR) corresponde à capacidade de cada subsistema considerando todo o volume útil de cada reservatório de acumulação (LOPES et al., 2009).

Tanto a EAR quanto a ENA dependem da configuração das usinas existentes em cada subsistema, que se encontram em contínua expansão ao longo do tempo, pela construção de novas usinas. Quando entra em operação uma nova usina, localizada a jusante de outras usinas já existentes, há um aumento da energia armazenada a montante, pois toda água armazenada pode ser turbinada nesta nova usina. E com isso, também aumenta a ENA do subsistema, pois a vazão natural afluyente a nova usina é turbinada nesta, assim, a ENA e EAR são simultaneamente alteradas a cada nova usina que quer entrar em operação, mesmo que esta seja uma usina a fio d'água, usina essa que não armazena energia, e sim, tudo que entra, já é utilizado para geração.

3.1.3.3 Intercâmbios

O Brasil é um País com condições climáticas e geográficas diversas, e devido a isso possui diferentes regimes de geração de energia, um exemplo são as eólicas no Nordeste, o

regime regular do Norte, logo, para atender a carga, os intercâmbios são necessários, ou seja, interligações entre submercados.

As linhas de transmissão, ou seja, a capacidade de interligação entre os subsistemas é representada através dos limites de intercâmbio de energia (MWmês) e podem ser diferenciadas por patamar de carga. A demanda de um subsistema é atendida através das gerações hidráulica e térmica, além das trocas de energia através dos intercâmbios. No instante de atendimento da carga, duas principais componentes são analisadas: 1. a carga não foi atendida por falta de água nos reservatórios; 2. a carga não foi atendida em determinada hora de alto consumo por falta de potência disponível nas máquinas.

Para representar a opção 2, a carga no programa é dividida em três patamares: leve, média e pesada. Desta forma, toda as variáveis relacionadas à demanda são divididas nos mesmos níveis, chamados de patamares de carga.

Em [Carneiro \(1991\)](#) foi proposto o Planejamento com Atualização de Estado, que a cada iteração utilizava um previsor de vazões e o modelo POSH para definir o despacho hidrotérmico otimizado adaptativo. O planejamento com a atualização de estado consolidou a primeira aplicação da política de controle preditivo. Em [Martinez \(2001\)](#) foram realizadas análises e comparações entre as políticas operativas de malha fechada e de malha aberta para o planejamento da operação energética, e nova aplicação da política baseada em controle preditivo foi realizada. Como um aprimoramento da metodologia de controle preditivo, em [Marques \(2006\)](#) foi proposta a representação dos subsistemas e dos intercâmbios aplicados no planejamento da operação energética do Sistema Interligado Nacional.

Novos esforços estão sendo realizados com vistas à melhoria da metodologia ODIN, entre os quais citamos o otimizador proposto em [\(Martins, Soares e Azevedo 2009\)](#) baseado em 49 métodos de pontos interiores, de modelagem estritamente algébrica, com representação dos intercâmbios e de vertimentos turbináveis, e os aprimoramentos do modelo de previsão de vazões afluentes propostos em [Luna e Zambelli \(2009\)](#).

No planejamento da operação energética de longo prazo realizado pelo Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), a representação do sistema baseia-se no conceito de modelo equivalente. A partir disso, é importante estabelecer o processo para a elaboração da programação diária da operação eletroenergética e para a validação elétrica dessa programação. Esse processo consiste nos programas de geração hidráulica e térmica, as previsões de carga e os intercâmbios de energia e demanda. Abrange também a análise das condições

hidroenergéticas e hidrometeorológicas, condições de atendimento ao mercado de energia e demanda, levando em consideração as condições operativas atualizadas dos aproveitamentos hidrelétricos, usinas térmicas e sistemas de transmissão.

O Balanço de Energia de cada subsistema consiste em atender a carga com as diversas fontes de energia e os intercâmbios recebidos de sistemas vizinhos. As perdas por intercâmbio são aplicadas ao fornecimento, pois o subsistema que fornece tem que produzir mais para compensar as perdas que acarretam um recebimento menor no subsistema receptor. Por convenção, valores positivos indicam que o subsistema está recebendo energia e valores negativos indicam que está fornecendo energia a um subsistema vizinho. Uma regra importante para os subsistemas, é a necessidade de igualdade entre o total de fornecimento e o total de recebimentos de todos os subsistemas, considerando também as perdas de transmissão.

A análise dos diversos cenários propostos, será feita para o subsistema Nordeste (NE), com foco no ano todo, contando também no período em que há uma resposta positiva das eólicas. Para o período chuvoso, período esse em que a resposta das eólicas não são positivas e para Sobradinho conseguir ajudar o subsistema como um todo, deveria contar com um período úmido bastante chuvoso. Após a última crise hídrica, o mesmo ainda não conseguiu recuperar a capacidade necessitando sempre da ajuda energética dos outros subsistemas, pois Três Marias não é suficiente para manter o NE inteiro.

Com as variações de ENA propostas nesse trabalho, podemos observar e analisar nos diversos cenários, o quanto a região Nordeste precisaria de chuvas no seu período úmido, para recuperar os reservatórios e assim não precisar de intercâmbio entre subsistemas e até exportar energia para os outros. O diagrama apresentado na Figura 5 ilustra claramente quando os valores de intercâmbio de subsistemas possuem sinal negativo, o fluxo de energia é dado oposto ao da seta. Os fluxos que normalmente ocorrem são os explicitados na figura, contudo desde 2017, no período de agosto a outubro o subsistema Nordeste vem se tornando exportador de energia devido ao crescimento da geração eólica.

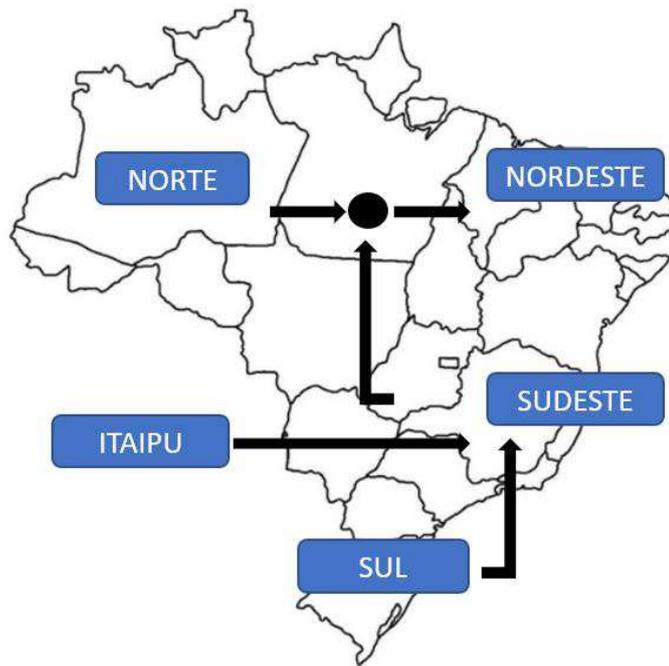


Figura 5: Diagrama de Fluxo de Energia.

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica no Brasil é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância das usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O Sistema Interligado Nacional (SIN) é constituído por quatro subsistemas: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. A Figura 5 mostra as principais linhas de transmissão do SIN. A interconexão dos sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão, propicia a transferência de energia entre os subsistemas, permite também a obtenção de ganhos sinérgicos e explora a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias, além da integração dos recursos de geração e transmissão que permite o atendimento ao mercado com segurança e economicidade.

A capacidade instalada de geração do SIN é composta, principalmente por usinas hidrelétricas que estão distribuídas em 16 (dezesseis) bacias hidrográficas nas diferentes regiões do país. Nos últimos anos, foi-se instalado principalmente nas regiões Nordeste e Sul as usinas eólicas, onde apresentou um forte crescimento, aumentando a importância dessa geração para o atendimento do mercado. As usinas térmicas, em geral localizadas nas proximidades dos principais centros de carga desempenham um papel estratégico relevante, pois elas contribuem para a segurança do sistema, devido ao fato delas serem despachadas em função das condições hidrológicas vigentes, permitindo a gestão dos estoques de água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, visando assegurar o atendimento

futuro. Os sistemas de transmissão integram as diferentes fontes de produção de energia e possibilitam o suprimento do mercado consumidor, como mostra a Figura 6.

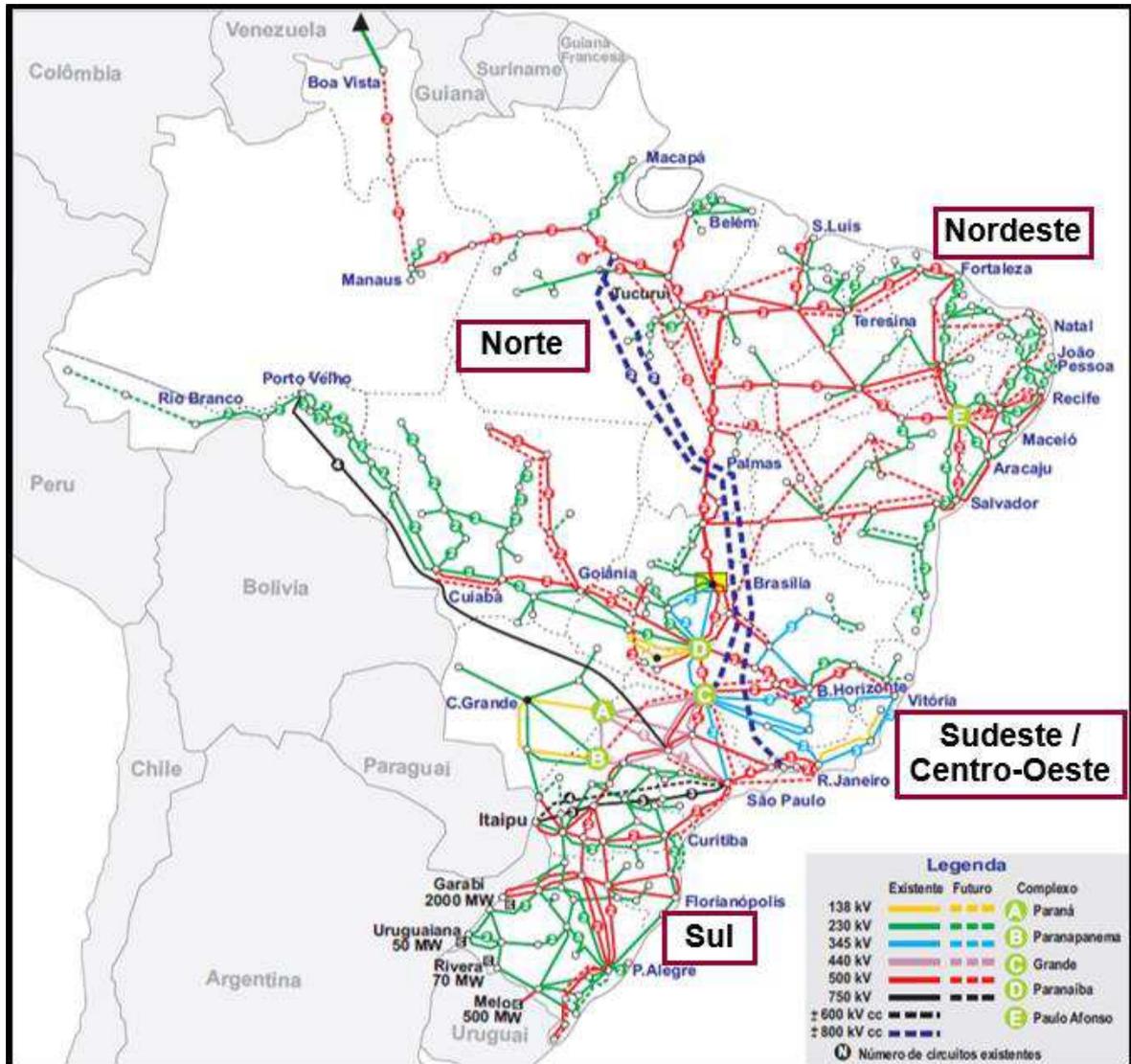


Figura 6: Principais linhas de transmissão do SIN. (Fonte: ONS, 2018)

Os subsistemas são compostos por usinas hidrelétricas (UHEs) e termelétricas (UTES) presentes em suas regiões. As UHEs e UTES do SIN possuem proprietários múltiplos, com empresas que podem atuar em mais de um subsistema. O parque instalado do SIN é formado de empreendimentos diversificados, que geram energia elétrica de fontes primárias variadas, como mostra a Tabela 3. Considerando sua fonte primária, os empreendimentos são classificados em:

1. CGH - Central Geradora Hidrelétrica: central geradora de fonte primária hidráulica, porém com capacidade de geração menor que 1 MW;

2. EOL - Central Geradora Eolielétrica: central geradora com energia eólica como fonte primária;
3. PCH - Pequena Central Hidrelétrica: central de geração com fonte primária hidráulica, com capacidade de geração entre 1 e 30 MW;
4. SOL - Central Geradora Solar Fotovoltaica: central geradora de energia solar como fonte primária;
5. UHE - Usina Hidrelétrica de Energia: central geradora de fonte primária hidráulica e com capacidade superior a 30 MW;
6. UTE - Usina Termelétrica de Energia: central geradora com fonte primária de queima de combustíveis;
7. UTN - Usina Termonuclear: central geradora térmica com fonte primária nuclear.

Tabela 3: Potência instalada nos empreendimentos em operação por fonte primária. (Fonte: BIG – ANEEL).

Empreendimentos em Operação			
Tipo	Quantidade	Potência Instalada (kW)	Participação (%)
CGH	703	717.037	0,43
CGU	1	50	0
EOL	614	15.063.893	9,1
PCH	426	5.228.426	3,16
UFV	2474	2.103.239	1,27
UHE	217	99.922.634	60,38
UTE	3014	40.453.559	24,45
UTN	2	1.990.000	1,2
Total	7451	165.478.838	100

Num sistema complexo como o SIN, com fontes geradoras variadas e interligação entre subsistemas, a coordenação da operação é realizada através de cadeia de modelos que, utilizando diferentes horizontes e discretizações, buscam estabelecer a operação do sistema com o objetivo de garantir o fornecimento de energia elétrica de forma econômica e confiável.

3.2 Sistemas Atmosféricos de Grande Escala com atuação na Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco (BHSF)

Os principais sistemas meteorológicos atuantes na região de estudo são: a Zona de Convergência Intertropical (ZCIT), os Vórtice Ciclônico de Altos Níveis (VCAN), Sistemas Frontais (SF) e a Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS).

A ZCIT é formada pela confluência dos ventos alísios de sudeste e ventos alísios nordeste, resultando em movimento ascendente do ar com alto teor de vapor d'água. Ao subir, o ar se resfria, dando origem às nuvens. A ZCIT tem o seu período de atuação que vai de fevereiro a maio, com grande influência no estado do Ceará, oeste do Rio Grande do Norte e interior da Paraíba e Pernambuco, única área da BHSF, em sua porção situada entre o submédio e o baixo São Francisco influenciada pela ZCIT. É considerada como o principal sistema causador de chuvas nas regiões Norte e Nordeste. Nos meses de março e abril, o seu deslocamento latitudinal culmina mais ao sul no outono do hemisfério sul (HS) (MELO ET AL., 2002). De acordo com Barbieri (2016), na área de Sobradinho, o mês de abril representa a transição entre o período úmido e seco, onde a precipitação da região está associada à atuação da ZCIT que, quando está posicionada próxima à sua posição climatológica ou ao Sul dela, favorece a convecção nessa região.

Os Vórtices Ciclônicos de Altos Níveis (VCANs) ocorrem na primavera, verão e outono, no período de outubro a abril, com frequência máxima no mês de janeiro. Os VCANs são conhecidos como sistemas que produzem chuva, principalmente no interior do NEB, porém estudos mostram que os VCANs também podem inibir a precipitação na área influenciada pela circulação do seu centro, local de ocorrência de movimentos subsidentes e o desenvolvimento de nuvens profundas (SILVA, 2007). Nela normalmente deve haver inibição do desenvolvimento vertical das nuvens, e conseqüentemente há movimentos descendentes. Segundo Ramirez (1996), em anos de El Niño, os vórtices apresentam maior extensão vertical do que em anos de La Niña.

De acordo com Santos (2005), vários sistemas de escala sinótica estão envolvidos na formação, desenvolvimento, intensificação e trajetória do VCAN. Em Altos níveis, tem-se a Alta da Bolívia (AB), a Alta do Atlântico, que foi formada devido ao desacoplamento da Alta da Bolívia e a Alta da Angola, porém suas características principais para a formação destes sistemas na região são a formação da AB e o Cavado de Nordeste, com intensificação da vorticidade ciclônica à frente da crista no nível de 200 hPa. A formação da AB ocorre na região continental da América do Sul, e seu surgimento está associado ao aquecimento da atmosfera nos meses de verão do Hemisfério Sul.

O Sistema Frontal é composto por um centro de baixa pressão em superfície (ciclone), uma frente quente e uma frente fria, são identificados pela baixa pressão, vorticidade máxima ciclônica ao longo da frente, fortes gradientes horizontais de temperatura, umidade e movimento vertical, forte cisalhamento vertical e horizontal do vento e a rápida mudança na cobertura de nuvens e precipitação. Quanto maior a inclinação da superfície frontal, maior é a velocidade de deslocamento (ANDRADE, 2005).

A Zona de Convergência Intertropical do Atlântico Sul (ZCAS) é definida como uma persistente banda de nebulosidade e precipitação com orientação noroeste-sudeste, que se estende desde o sul e leste da Amazônia até o sudoeste do Oceano Atlântico Sul (KODAMA 1982 I, 1983 II; SATYAMURTI ET AL, 1998; LIEBMANN ET AL, 2001; CARVALHO ET AL, 2002A, 2004). De maneira geral, é possível que os sistemas meteorológicos transientes e a ZCAS sejam os sistemas sinóticos mais relevantes no controle do regime de chuvas e conseqüentemente na vazão da BHSF. Quando se trata do mercado de energia, a ZCAS é o sistema que mais movimentava o preço da energia em seu período de atuação. Se a atuação desse sistema for duradouro, é possível que a energia seja comercializada no seu valor mínimo, caso contrário, o valor a ser comercializado pode ser absurdamente mais alto.

3.3 Precipitação na Região Nordeste: Relação com a Temperatura da Superfície do Mar no Pacífico Equatorial e Atlântico Sul

A grande variabilidade do clima no Brasil é o responsável por controlar as atividades socioeconômicas, sendo também responsável pela irregularidade das chuvas, tanto em nível espacial como temporal, nas escalas sazonal e interanual. A região Nordeste do Brasil está inserida em uma das regiões mais vulneráveis aos impactos dessas variabilidades, por suas características climáticas, condições socioeconômicas e políticas (MARENGO, 2009). Além de ser uma região que enfrenta graves problemas relacionados à irregularidade das chuvas, e principalmente as secas severas e prolongadas, como também as chuvas intensas (FERREIRA et al., 2017; RODRIGUES et al., 2017).

A variabilidade da precipitação nessa área tem sido associada às anomalias de Temperatura da Superfície do Mar (TSM) do Pacífico equatorial que, na fase positiva (El Niño), favorece a redução da precipitação pluviométrica sobre a região Nordeste, enquanto que na fase negativa (La Niña) contribui para a ocorrência de chuvas, algumas vezes acima da média histórica (ANDREOLI E KAYANO, 2007). A tabela 1 mostra o período entre

2011 e 2019 variando entre as fases positivas, neutras e negativas. Os períodos de TSM abaixo e acima da normal são coloridos em azul e vermelho.

Tabela 1: Períodos de calor – Fase negativa (vermelho); Períodos de frio – Fase positiva (azul) e Neutralidade (preto) com base em um limiar de +/- 0,5°C para o Índice Oceânico de Niño (ONI) [média de 3 meses de anomalias de TSM] da região Niño 3.4. (Fonte: CPC/NCEP/NOAA).

ANO	DJF	JMF	FMA	MAM	AMJ	MJJ	JJA	JAS	ASO	SON	OND	NDJ
2011	-1.4	-1.1	-0,8	-0.6	-0.5	-0.4	-0.5	-0.7	-0.9	-1.1	-1.1	-1.0
2012	-0.8	-0.6	-0.5	-0.4	-0.2	0.1	0.3	0.3	0.3	0.2	0.0	-0.2
2013	-0.4	-0.3	-0.2	-0.2	-0.3	-0.3	-0.4	-0.4	-0.2	-0.2	-0.2	-0.3
2014	-0.4	-0.4	-0.2	0.1	0.3	0.2	0.1	0.0	0.2	0.4	0.6	0.7
2015	0.6	0.6	0.6	0.8	1.0	1.2	1.5	1.8	2.1	2.4	2.5	2.6
2016	2.5	2.2	1.7	1.0	0.5	0.0	-0.3	-0.6	-0.7	-0.7	-0.7	-0.6
2017	-0.3	-0.1	0.1	0.3	0.4	0.4	0.2	-0.1	-0.4	-0.7	-0.9	-1.0
2018	-0.9	-0.8	-0.6	-0.4	-0.1	0.1	0.1	0.2	0.4	0.7	0.9	0.8
2019	0.8	0.8	0.8	0.7	0.6	0.5	0.3	0.1	0.1	0.3	0.5	0.6

Chung (1982) e Hastenrath (1984) sugeriram que o aumento da Temperatura da Superfície do Mar (TSM) do Atlântico Sul e o enfraquecimento dos alísios de sudeste permitem que a ZCIT se desloque mais para o sul, causando chuvas mais intensas no Norte do Nordeste Brasileiro (NEB). De acordo com Aceituno (1989), durante episódios de El Niño há o deslocamento da ZCIT para o norte, devido ao enfraquecimento da Alta Subtropical do Atlântico Norte.

3.4 Standardized Precipitation Index (SPI)

Os índices climáticos são utilizados por vários órgãos responsáveis pelo monitoramento climático e do tempo no Brasil, como uma ferramenta auxiliar na determinação das regiões afetadas pela seca. Faz-se necessário a utilização de índices específicos no controle de cheias e secas em regiões delimitadas por Bacias Hidrográficas. Técnicas estatísticas são usadas, na comprovação da eficiência do método, como suporte nos estudos da climatologia e hidrologia de região (SANTOS, 2012).

[Blain e Brunini \(2005\)](#) avaliaram e adaptaram a metodologia do SPI e do Índice de Severidade de Seca de Palmer (PSDI) às condições climáticas do estado de São Paulo comparando seus valores a parâmetros do balanço hídrico climático de treze localidades. Eles verificaram, que, o índice PSDI ajustado é de grande utilidade para o monitoramento da seca meteorológica no Estado de São Paulo e sua aplicação possibilita quantificar e monitorar o déficit hídrico em várias escalas de tempo, seja de curta (mensal) ou de longa duração (anual).

[Brunini et al., \(2001\)](#) comparando anomalias de SPI aos parâmetros do método do Balanço Hídrico, concluiu que o SPI permite um adequado monitoramento e quantificação da seca, proporcionando assim a indicação de soluções para minimizar seus efeitos negativos, tanto físicos quanto sociais. A possibilidade de utilização desse índice em base espacial e temporal permitirá um melhor monitoramento e avaliação do impacto ocasionando pelos efeitos da seca.

Visando descrever eventos de secas ocorridas na Hungria utilizando a ferramenta do SPI, [Bussay et al. \(1999\)](#) e [Szalai e Szinell \(2000\)](#) chegaram à conclusão de que o SPI foi adequado para quantificar a maioria dos tipos de evento de seca. A seca agrícola, ou seja, déficit de umidade do solo, foi representada pelo SPI em escalas maiores, mas a escala de 3 meses já representa impacto quando ocorre no início do crescimento da vegetação.

O SPI foi utilizado por [Guedes et al. \(2012\)](#) para diagnosticar a seca sobre o estado do Piauí. O autor identificou a seca na categoria severa para vários municípios, mostrando que o diagnóstico da duração depende da escala do SPI considerada. A quantidade de secas nas escalas de 3 e 6 meses foi maior que nas escalas de 12 e 24 meses, mas a espacialização delas se manteve em quase todas as regiões.

Com o objetivo de ilustrar os anos mais secos na Sérvia, [Gocic e Trajkovic \(2014\)](#) aplicaram a metodologia do SPI-12 juntamente com a análise de componentes principais com o intuito de identificar padrões de seca. Os autores observaram que além de destacar os anos mais chuvosos ou secos, o método permitiu identificar a percentagem de ocorrência de seca para diferentes grupos da região e dois padrões de comportamento.

[Zarch et al. \(2015\)](#) comparam o SPI com um outro índice de seca (RDI – Índice de Reconhecimento de Seca) que envolve evapotranspiração potencial, e observaram que os dois índices diferem em zonas de transição, mas que são semelhantes quando comparados com zonas áridas com zonas úmidas. Também sugeriram que o SPI não fosse usado em

cenários climáticos futuros de longo prazo por não haver em sua composição outras variáveis atmosféricas.

Gonçalves (2017) estudou a utilização de vários índices de seca para caracterização da distribuição da precipitação no estado de Santa Catarina e chegou à conclusão de que o SPI pode ser utilizado em qualquer região que possua mais de 30 anos de dados de precipitação. A aplicação do teste de aderência Kolmogorov-Smirnov permitiu concluir que a distribuição gama pode ser usada para o ajuste de séries históricas mensais de precipitação ao nível de significância de 5% no estado de Santa Catarina. O Método da Máxima Verossimilhança permitiu melhor aderência dos dados, quando comparado ao Método dos Momentos. Este índice é aplicável para qualquer escala de tempo, porém os eventos extremos são mais bem identificados em escalas menores.

O estudo feito por Carvalho (2018) teve como objetivo identificar as relações de causa e efeito entre o comportamento temporal dos índices de vegetação e a variabilidade das variáveis climáticas como precipitação pluvial e temperatura em áreas de vegetação nativa da Mata Atlântica Paulista e os resultados encontrados através dos índices climáticos (SPI e RAI), conseguiram capturar a variabilidade das chuvas na região e conseguiram estabelecer relações com os eventos El Niño e La Niña. O uso dos índices permitiu classificar em uma escala que variou de extremamente úmido, como em 1983 e extremamente secos, como em 1984.

4. DADOS E METODOLOGIA

4.1 Características da Área de Estudo

O bioma nativo predominante (a caatinga), é um dos mais afetados pelas mudanças decorrentes da ação humana, tem como característica principal a perda de folhas no período seco como forma de proteção contra a limitação hídrica. O clima é o tropical semiárido, com temperaturas médias anuais variando entre 23 e 27°C, um relevo pouco ondulado com altitudes entre 200 e 800 m (CORREIA, 2001; DINIZ, 2007).

No período chuvoso, grande parte da variabilidade na pluviometria está associada à atuação de sistemas meteorológicos de escala sinótica como ZCIT e VCAN, podendo haver influência também de sistemas frontais (SF) (MELLO ET AL., 1996; BARBOSA E CORREIA, 2005). No período seco a ASAS (Alta Subtropical do Atlântico Sul) é o sistema de circulação atmosférica que atua como inibidor para o desenvolvimento de nuvens e, conseqüentemente de sistemas precipitantes. É um sistema de alta pressão responsável por movimentos de subsidência, implicando na grande incidência de inversões térmicas (GANDU e SILVA DIAS, 1998; SILVA ARAGÃO et al., 2000; CORREIA et al., 2006).

A bacia Hidrográfica do Rio São Francisco (BHSF) faz parte do subsistema Nordeste, e segundo o ONS contém 2 (dois) reservatórios considerados de grande relevância para geração de energia no país: da UHE Sobradinho localizado na Bahia – BA e da UHE Três Marias, localizado em Minas Gerais – MG.

Sobradinho é o maior reservatório construído ao longo do Rio São Francisco, principal rio da região, está localizado no estado da Bahia, distando cerca de 40km a montante das cidades de Juazeiro/BA e Petrolina/PE. Com área de drenagem de 498.968 km², detém 58,2% do armazenamento de água, com extensão de 3.200 km, uma superfície de espelho d'água de 4.214 km² e uma capacidade de armazenamento de 34,1 bilhões de metros cúbicos em sua cota nominal de 392,50 m, constituindo-se no maior lago artificial do mundo, desde sua nascente na Serra da Canastra em Minas Gerais, até sua foz em Piaçabuçu/AL e Brejo Grande/SE. A barragem serve para regularizar a vazão do rio, ao mesmo tempo em que retém água para a agricultura, abastecimento das cidades próximas e geração de energia, por meio da UHE Sobradinho.

A UHE de Sobradinho tem um aproveitamento hidrelétrico como sendo um dos mais importantes no cenário nacional, com uma capacidade instalada de um pouco mais de 1 GW, porém sua importância vai muito além da sua geração de energia elétrica. Por ter o maior

reservatório de todo o sistema brasileiro, tem a função de regularização das vazões, mantendo no período de estiagem uma afluência de 2.060 m³/s permitindo a operação de todas as usinas a jusante da CHESF (Companhia Hidroelétrica do São Francisco), além de garantir o abastecimento e agricultura irrigada. Faz parte de sua estrutura uma eclusa, cuja câmara tem 120m de comprimento e 17m de largura permitindo às embarcações vencerem um desnível de 32,5m criados pela barragem, garantindo assim, a continuidade da navegação pelo rio SF (CHESF, 2015).

Para manter uma boa capacidade hídrica, a barragem depende principalmente da chuva na nascente do Rio São Francisco, localizada no Norte de Minas Gerais, onde localiza-se o reservatório de Três Marias/CEMIG (18°12'S ; 45°28'W). Caso haja ausência de precipitação, não fornece água suficiente para o reservatório, já quando há precipitação, dura cerca de 15 dias para que o abastecimento seja feito no reservatório de Sobradinho. O período chuvoso na região compreende os meses de novembro a abril, e os meses de novembro, dezembro e janeiro costumam ser os mais chuvosos, devido a atuação da ZCAS, com precipitação anual variando entre 350 e 800 mm.

A UHE Três Marias, está localizada no Alto São Francisco (ASF), estado de Minas Gerais. A sua operação deu-se início em 1962, após 5 anos de construção, com uma potência instalada de 396 MW, com um reservatório de 19.528 km³, sua barragem é constituída por 2700 m de comprimento e uma altura máxima de 75 m, tornando-se na época que foi construído, o maior reservatório existente em todo o Brasil assim como um dos maiores do mundo. Sua área de drenagem coincide com a sub-bacia 40, pertencente ao ASF, com 50.600 km², situando-se em uma região tropical.

Nos dias atuais, sua potência instalada não é mais tão significativa para o Brasil, se comparado a outros empreendimentos. No entanto, sua importância vai muito além da geração elétrica. Em 1950 o plano geral para o aproveitamento econômico do vale do São Francisco (SF) já apontava que a regularização do rio SF era vital para o desenvolvimento regional, sendo assim foi recomendado a construção de diversas barragens visando a melhoria da navegabilidade nas épocas de estiagem, o controle de cheias que chegavam a atingir as populações ribeirinhas, a produção hidrelétrica, a irrigação, o aproveitamento agrícola das áreas vazantes e saneamento urbano. Além de tudo isso, a UHE Três Marias é de grande importância no controle das vazões que chegam nas UHEs à jusante, Sobradinho e o complexo de Paulo Afonso, que geralmente ficam com afluências muito baixas na época

de período seco, aspecto que reflete uma perda na capacidade de aproveitamento do grande potencial dessas usinas hidrelétricas (CEMIG, 2015).

4.2 Dados

Totais mensais de precipitação, coletados no período de **1961 a 2016**, em 124 estações pluviométricas operadas pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) e pela Agência Nacional de Águas (ANA) na área da BHSF foram utilizados para o cálculo e análise espacial e temporal do índice SPI, extraídos apenas os anos de 2012 a 2016. A localização das estações é ilustrada na Figura 4. A distribuição por estado e coordenadas geográficas são descritas no Quadro 1, apresentado no Apêndice I. Além dos dados de precipitação também foram utilizados registros do Volume Útil do reservatório de Sobradinho e Três Marias entre os anos de 2012 e 2016 e 2019 (ONS). Foram utilizadas imagens da banda espectral do infravermelho térmico do satélite GOES.

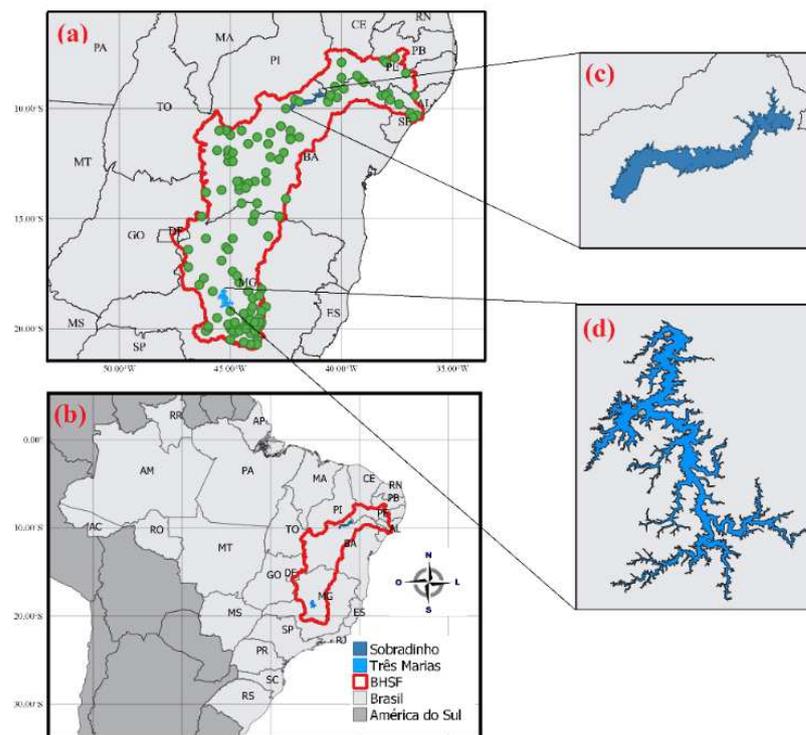


Figura 4: a) Localização das estações pluviométricas dentro da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco (BHSF). O Quadro com a lista das estações, latitude e longitude encontra-se no Apêndice; b) Mapa do Brasil evidenciando a BHSF; c) Reservatório de Sobradinho situado no Médio São Francisco; d) Reservatório de Três Marias situado no Alto São Francisco.

4.3 Metodologia

4.2.1 Eventos hidrológicos extremos e o *SPI* (*Standardized Precipitation Index*)

Segundo [Pires \(2003\)](#), a seca pode ser classificada em diferentes tipos, como a meteorológica, agrícola, hidrológica, entre outros, e pode ter sua definição diferenciada com base na duração ou nos impactos provocados. Por isso é importante avaliar diferentes escalas temporais e/ou espacial pois o efeito direto está, principalmente, nas áreas afetadas.

- **Seca Meteorológica:** caracteriza-se pelo déficit da precipitação em relação ao valor normal; A falta de água induzida pelo desequilíbrio entre a precipitação e a evaporação depende de outros elementos como a velocidade do vento, temperatura, umidade do ar e insolação.

- **Seca Agrícola:** manifesta-se após a seca meteorológica e antes da seca hidrológica, e caracteriza-se pela associação da falta de água causada pelo desequilíbrio entre a água disponível no solo, a necessidade das culturas e a transpiração das plantas. É importante observar as características da vegetação natural, das culturas, ou seja, dos sistemas agrícolas de modo geral.

- **Seca Hidrológica:** relaciona-se com a redução dos níveis médios de água nos reservatórios de superfície e subterrâneos por um determinado período de tempo, podendo ser de dias, semanas, meses ou anos sucessivos. Traz consequências como a redução de abastecimentos de água em centros urbanos, industriais, nos sistemas de irrigação e na produção de energia elétrica. Está normalmente ocorrendo após a seca meteorológica, pois é necessário que haja um período maior para que as deficiências na precipitação alterem o comportamento do ciclo hidrológico. Ocorre geralmente no fim de um período muito longo de seca meteorológica.

4.2.2 Cálculo do SPI

O SPI, ou Índice de Precipitação Padronizada foi um índice de seca desenvolvido por [McKee et al. \(1995\)](#), com o objetivo de analisar e monitorar a seca em diferentes escalas de tempo. Este índice é simples de ser calculado porque utiliza apenas dados de precipitação, onde essa variável é monitorada em todas as estações meteorológicas. É importante salientar que quanto maior for o período de estudo, maior será a probabilidade de se obter resultados precisos, deste modo, pode-se aplicar o SPI para uma série longa, e depois extrair os seus valores para o período desejado (meses ou ano).

O SPI quantifica o déficit ou o excesso de precipitação (Mckee et al., 1993 e 1995). Essa característica torna o SPI uma valiosa ferramenta para todos os estudos de disponibilidade hídrica, sejam eles de curta ou longa duração (HAYES et al., 1999).

Para que o SPI seja um indicador de seca padronizado no tempo e no espaço, adotou-se uma distribuição de frequência (distribuição gama incompleta) padrão para seu cálculo. Apesar de Guttman (1998), afirmar que tal distribuição é apropriada para descrever uma longa série histórica de precipitação, a distribuição de Pearson tipo III é o melhor modelo universal para a estimativa de probabilidade de ocorrência de valores de precipitação pluvial (GUTTMAN, 1999).

Valores negativos do SPI indicam anomalias negativas de chuva e, portanto, um indicativo de seca. Dentro de sua escala, valores menores ou iguais a -2 indicam seca extrema, e maiores ou iguais a 2, umidade extrema, como pode ser visualizado na Tabela 2. Cada valor de SPI corresponde a um único valor de chuva para um determinado período de uma determinada escala de tempo (MCKEE et al, 1993 e HAYES et al, 1999).

McKee et al. (1993), usando a formulação original, utilizaram a função de distribuição de probabilidade Gama. Já outros autores fizeram o uso de outras funções para esse cálculo, como por exemplo, a distribuição Pearson III (Santos, et al., 2010). A partir do ajuste da distribuição de probabilidade, de acordo com cada elemento da série ajustada é atribuída uma probabilidade de não superação, ou seja, cada uma dessas probabilidades de não superação é, por fim, associada ao quantil correspondente da distribuição normal padrão.

Tabela 2: Valores do Standardized Precipitation Index (SPI) e Categorias de seca ou de umidade. Fonte: Adaptado de Mckee et al. (1993).

SPI	Categoria
$\geq 2,00$	Extremamente Úmido
1,5 a 1,99	Severamente Úmido
1,00 a 1,49	Moderadamente Úmido
0,1 a 0,99	Umidade Incipiente
0 a -0,99	Seca Incipiente
-1,00 a -1,49	Moderadamente Seco
-1,50 a -1,99	Severamente Seco
$\leq -2,00$	Extremamente Seco

O primeiro passo para o cálculo do SPI é a determinação da probabilidade de distribuição de frequência de precipitação pluvial, a qual é calculada através da distribuição gama incompleta. A função normal inversa (Gaussiana) é aplicada a essa probabilidade. Sendo o resultado do SPI. A distribuição gama é definida por:

$$g(x) = \frac{x^{\alpha-1} e^{-x/\beta}}{\beta^\alpha \Gamma(\alpha)} \quad (1)$$

Em que,

$\alpha > 0$ – parâmetro de forma da distribuição gama;

$\beta > 0$ – parâmetro de escala da distribuição gama;

$\Gamma(\alpha)$ – função gama.

De acordo com [Thom \(1966\)](#), os parâmetros α e β são calculados pelo método da máxima verossimilhança.

$$\alpha = \frac{1}{4A} \left(1 + \sqrt{1 + \frac{4A}{3}} \right) \dots \beta = \bar{P} / \alpha \quad (2)$$

$$A = \ln(\bar{x}) - \sum (\ln(P)) / n \quad (3)$$

Em que,

P – total de precipitação no tempo de análise.

Como a função gama é indefinida para $x = 0$ e a distribuição de precipitação pode conter zeros, a probabilidade cumulativa torna-se:

$$H(x) = q + (1 - q) G(x) \quad (4)$$

$$q = (m/n) \quad (5)$$

Em que,

q – probabilidade de ocorrência da precipitação zero;

m – número de observações com chuva igual a zero;

n – número de observações com chuva maior do que zero.

A transformada em uma variável normal (valor final do SPI) por meio das equações desenvolvidas por [Abramowitz e Stegun \(1965\)](#) é então o H(x).

$$SPI = - \left(a \frac{c_0 + c_1 t + c_2 t^2}{1 + d_1 t + d_2 t^2 + d_3 t^3} \right) \text{ para } 0 < H(x) \leq 0,5 \quad (6)$$

$$SPI = + \left(a \frac{c_0 + c_1 t + c_2 t^2}{1 + d_1 t + d_2 t^2 + d_3 t^3} \right) \text{ para } 0 < H(x) < 0,5 \quad (7)$$

Sendo:

$$a = \sqrt{\left(\ln \left(\frac{1}{(H(x))^2} \right) \right)} \text{ para } 0 < H(x) \leq 0,5 \quad (8)$$

$$a = \sqrt{\left(\ln \left(\frac{1}{1 - (H(x))^2} \right) \right)} \text{ para } 0,5 < H(x) < 1 \quad (9)$$

Em que:

$$c_0 = 2,515517; c_1 = 0,802853; c_2 = 0,010328; d_1 = 1,432788; d_2 = 0,189269; d_3 = 0,001308.$$

No caso da precipitação pluviométrica de um determinado período se ajustar à distribuição normal o SPI será simplesmente a variável reduzida Zi de tal distribuição.

$$SPI = Zi = (Pi - \bar{Pi}) / \sigma_I \quad (10)$$

Em que:

Pi – precipitação acumulada no período;

\bar{Pi} – precipitação média do período em questão;

σ_I – desvio padrão da série histórica da precipitação na escala em estudo.

O valor do quantil da distribuição normal padrão associado à probabilidade calculada no período de interesse é o valor do SPI para o mês em questão.

SPI na escala mensal (SPI-1)

A utilização do índice SPI na escala mensal, tende a mostrar com mais exatidão a precipitação mensal, porque reflete condições de curto prazo. Deve ser efetuada com cautela e sempre com base na climatologia do local. Há informações valiosas quando se observa a essa escala. Ressalta-se que um mês diagnosticado muito seco ou muito chuvoso no período seco não é representativo de fenômenos extremos.

SPI na escala semestral (SPI-6)

O uso da escala semestral (SPI-6) permite indicar tendências de precipitação entre sazonal e médio prazo e pode ser eficaz em mostrar a precipitação em diferentes estações do ano. Por exemplo, uma escala de 6 meses no final de abril mostraria o comportamento das chuvas durante o período chuvoso (novembro a abril). Já começa também a estar associada a anomalias nas reservas de água e nos rios.

Na análise da distribuição de anomalias de precipitação no período entre 2012 e 2016, foram usados os dados do SPI referente à 124 estações nas escalas 1 (SPI-1) e 6 (SPI-6) a fim de observar o comportamento hidrológico na bacia hidrográfica e deduzir quais sistemas meteorológicos foram determinantes nas variações das anomalias positivas e/ou negativas na BHSF ao longo desses anos, período esse escolhido por caracterizar uma das maiores secas já existentes na região e que sofre com isso até os dias atuais.

Neste estudo, as anomalias negativas são identificadas pela cor vermelha, e as anomalias positivas são identificadas pela cor azul.

O índice SPI, principalmente na escala 6 são considerados de grande importância para análise e compreensão do comportamento hidrológico já que representa um indicativo da situação dos reservatórios que compõem o subsistema Nordeste. Essa informação obtida a partir do índice permite validar, em parte, os resultados obtidos com o NEWAVE.

4.2.3 O Modelo NEWAVE

4.2.3.1 Simulação com o NEWAVE

O NEWAVE (Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio prazo) emprega a técnica da Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) para definir mensalmente o quanto será gerado pelas usinas hidrelétricas e térmicas e os intercâmbios entre os subsistemas, atendendo à demanda de energia no país num horizonte de 5 (cinco) anos. É utilizado para planejar o sistema hidrotérmico interligado brasileiro, transformando-o num sistema equivalente composto por quatro subsistemas de produção de energia (composto por fontes hidráulicas e térmicas) e mais a malha principal de transmissão de energia entre estes subsistemas ([Manual de Referência NEWAVE](#)). Um detalhe importante é que os reservatórios equivalentes do NEWAVE operam com energia e não explicitamente com reservatórios de água, portanto, a hidrologia é considerada pela Energia Natural Afluyente (ENA) e Energia Armazenada (EAR) aos reservatórios.

O NEWAVE projeta os cenários futuros baseado na série histórica. No processo de simulação, o programa NWLISTOP, representa uma ferramenta do NEWAVE que converte arquivos binários em arquivo texto. Portanto ele transformará as 2000 séries de ENA, EAR e Intercâmbio geradas pelo NEWAVE de binário para texto. Em outras palavras, apresenta como saída, uma listagem detalhada da simulação final para as séries escolhidas. Neste estudo, foram consideradas as seguintes saídas: intercâmbios, energia natural afluyente bruta e energia armazenada final.

Após a execução do NWLISTOP, os arquivos com as 2000 séries são transformados em gráficos que permitem avaliar a probabilidade de ocorrência de cada uma delas (projeções). Nesta etapa também é possível analisar o Intercâmbio para o subsistema Nordeste, e verificar as porcentagens em que o Nordeste permaneceu importador/exportador em todas as variações das MLT's.

O Modelo Auto Regressivo Periódico – PAR (p)

Segundo [Maceira \(1989\)](#), as séries de vazões naturais médias mensais caracterizam-se por apresentarem um comportamento periódico, ou seja, a média, variância, assimetria e a estrutura de autocorrelação apresentam características periódicas. A esta classe, denomina-se modelos autorregressivos periódicos, PAR (p), onde p é a ordem do modelo, ou seja, o número de termos autorregressivos do modelo. Em geral, p é um vetor, $p = [p_1, p_2, \dots, p_{12}]$, onde cada elemento fornece a ordem de cada período (mês, no caso de séries mensais). [Jones et al., \(1967\)](#) e [Thomas et al., \(1962\)](#) foram os pioneiros a estudarem sobre estes modelos, sendo explorados, posteriormente, por diversos outros pesquisadores, dentre eles estão [Hipel e Mcleod, \(1994\)](#) e [Vecchia e Ballerini, \(1991\)](#).

Algumas séries históricas, dentre estas as hidrológicas sazonais mostradas em [Hipel e Mcleod, \(1994\)](#), exibem uma estrutura de autocorrelação que não depende somente do intervalo de tempo entre as observações, mas também do período observado.

Na classe de modelos periódicos, dois modelos se destacam: PAR (Periodic Autoregressive) e PARMA (Periodic ARMA). O modelo PAR (p) ajusta para cada período da série um modelo AR (p). A modelagem PAR (p) surgiu a partir das pesquisas de [Thomas e Fiering \(1962\)](#) de acordo com [Hipel e Mcleod, \(1994\)](#), e pode ser descrita matematicamente por:

$$\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m}\right) = \phi_1^m \left(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}}\right) + \dots + \phi_{p_m}^m \left(\frac{Z_{t-p_m} - \mu_{m-p_m}}{\sigma_{m-p_m}}\right) + a_t$$

Em que:

Z_t é uma série sazonal de período s ;

s é o número de períodos ($s = 12$ séries mensais);

N é o número de anos;

t é o índice de tempo, $t = 1, 2, \dots, sN$, função do ano T ($T = 1, 2, \dots, N$) e do período m ($m = 1, 2, \dots, s$);

μ_m é a média sazonal de período m ;

σ_m é o desvio padrão sazonal de período m ;

ϕ_m^i é o i -ésimo coeficiente autorregressivo do período m ;

p_m é a ordem do operador auto regressivo de período m ;

a_t é a série de ruídos independentes com média zero e variância $\sigma_a^2(m)$.

O histórico de vazões e/ou ENAs de cada um dos subsistemas brasileiros (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte), no caso do Newave, disponível para o ajuste dos modelos é uma série temporal que, na verdade, consiste em apenas uma das possíveis realizações do processo estocástico gerador, e tem como objetivo gerar várias novas séries temporais, diferentes do histórico original, mas igualmente possíveis do ponto de vista estocástico. Além dos vínculos hidráulicos, os subsistemas são conectados eletricamente por meio de grandes troncos de interligação, constituindo desta forma um sistema interligado.

Arquivos selecionados

- Eafpast.dat (tendência hidrológica)

Este arquivo contém dados de energias afluentes mensais que serão utilizados como condições iniciais na geração das series sintéticas. Essas energias devem ser calculadas levando-se em conta que os reservatórios estão com um armazenamento equivalente à 65% de seu volume útil. É importante ressaltar também que esse arquivo contém o fechamento de ENAS mensais para os 12 (doze) REE's (reservatórios equivalentes), e com essas

informações, o modelo Par(p) (modelo auto regressivo periódico multivariado) é utilizado para fazer as projeções.

Em uma situação ótima, a modelagem deveria ser feita de posto a posto, porém, a simulação com o Newave exigiria uma capacidade computacional muito grande, que seria inviável para uma simulação num horizonte tão prolongado. Portanto, decidiu-se fazer o uso de REE's, cuja representatividade é dada por um agrupamento de postos. Para obter os resultados do estudo proposto, foram realizadas simulações mensais (modificações mês a mês).

- Dger.dat

O arquivo DGER.DAT também faz parte do conjunto de ferramentas utilizadas na especificação dos dados de entrada. Basicamente é utilizado para fazer a identificação do caso em estudo. O conteúdo é impresso nos relatórios de saída do programa. Neste trabalho foi utilizado para alterar o mês de início do estudo e a tendência hidrológica. Por exemplo, no DGER.DAT de janeiro, o mês de início é 1, para fevereiro é 2, e assim até dezembro, quando o mês de início é 12. A tendência hidrológica deverá permanecer sempre com o número 1 para que possa ser considerada a tendência do arquivo EAFPAST.DAT. Caso esse número seja o 2, o arquivo considerado será o VAZPAST.DAT (é um arquivo semelhante ao EAFPAST.DAT, mas com a diferença de que a análise é feita por Posto, e não por Reservatório Equivalente). O nosso estudo decidimos utilizar por reservatório equivalente. A etapa seguinte é executar o programa (modelo).

4.2.5.1 Cenários das simulações para o período 2012-2016

Em situações críticas decorrentes de níveis baixos dos reservatórios das hidrelétricas, o controle do setor elétrico brasileiro é feito com base em planejamento hidrotérmico que dependem das vazões afluentes futuras às Usinas Hidrelétricas (UHEs). As incertezas hidrológicas são consideradas por meio de cenários sintéticos de sequências de energias naturais afluentes (ENAs) às sub-regiões para os próximos cinco anos. Neste contexto, analisou-se as projeções feitas pelo modelo NEWAVE para o período 2012-2016 e comparou com os dados observados das curvas de Energia Natural Aflente (ENA) e Energia Armazenada (EAR) para o subsistema Nordeste (NE).

4.2.5.1 Cenários das simulações para o período 2019-2021

Neste trabalho, além da avaliação do desempenho do Newave nas projeções das ENA e EAR para o período de 2012 a 2016, foram realizados testes de sensibilidade com o Newave para janeiro de 2019 disponibilizado pelo ONS < <https://agentes.ons.org.br> > para avaliar a influência do percentual da MLT's, na definição de situações nas quais o Nordeste poderia exportar energia em períodos nos quais configura-se como proeminente importador de energia dos demais subsistemas (período de estiagem e pleno funcionamento das eólicas). O Nordeste necessita sempre importar energia dos outros subsistemas para conseguir suprir suas necessidades energéticas, a não ser quando se tem geração eólica, sendo essa bastante intermitente.

Simulação do Cenário 1

No arquivo eafpast.dat, que contém os dados da tendência hidrológica, o ano de 2018 foi utilizado como referência para o Teste de Sensibilidade. É igualmente importante ponderar o comportamento das curvas ENA e EAR em 2018, já que a partir dessa avaliação, foi possível verificar quais MLT's dever ser escolhidas para a realização das simulações.

A evolução temporal das curvas de ENA e EAR referente ao ano de 2018, é apresentada na Figura 7. É possível observar que durante praticamente todo o ano de 2018, com exceção dos meses de novembro e dezembro, a ENA do subsistema Nordeste, se manteve abaixo de 60% da MLT. Com base neste resultado, verificou-se que não fazia sentido utilizar percentuais da MLT iguais ou menores que 50% uma vez que nessas condições, o subsistema Nordeste não teria como exportar energia a não ser no período da eólica como fonte dominante da geração. Neste contexto, foram selecionadas percentagens de MLT's superiores a 50% (60%, 80%, 100%, 120% e 140% da MLT).

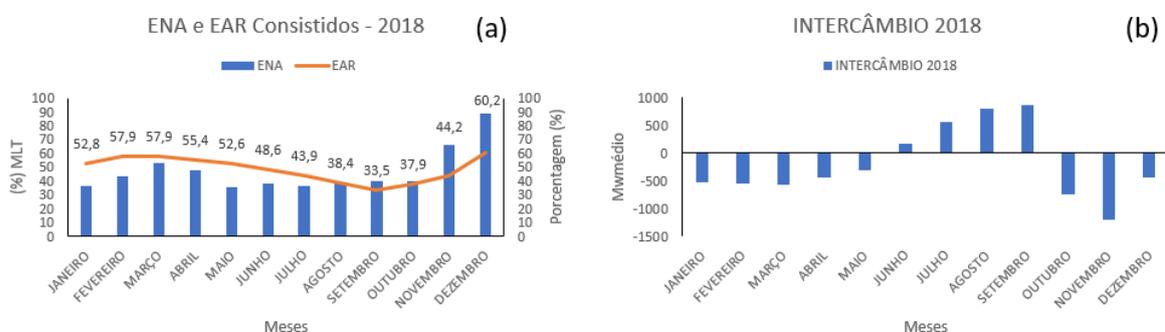


Figura 7: (a) Energia Natural Afluyente (ENA), Energia Armazenada (EAR) e (b) Intercâmbio de Energia consistidos referente ao ano de 2018 para o Subsistema Nordeste.

Neste contexto, para o subsistema Nordeste (NE) foram feitas simulações com: 60, 80, 100, 120 e 140% da MLT. Os demais subsistemas foram fixados em 100% da MLT (série histórica de **1931 a 2017**). Na Figura 7b observa-se valores positivos apenas no período de junho a setembro (exportação – fonte eólica).

Simulação do Cenário 2

Neste experimento, foram mantidas as principais características utilizadas no teste de sensibilidade 1. No entanto, optou-se por reduzir a extensão da série histórica. A série de dados utilizada neste experimento corresponde ao período de **1994 a 2017**.

A motivação para essa análise provém de estudos realizados na bacia hidrográfica do rio São Francisco pelo ONS, EPE, cujos resultados indicaram mudanças hidrológicas significativas no comportamento da vazão com tendência clara de redução com início em 1993. Essas mudanças foram relacionadas com usos consuntivos, às mudanças no uso da terra e/ou à presença de tendência causada pela variabilidade ou mudança climática (CPAMP, 2017), a análise foi feita com base em dados de usos consuntivos oficiais subestimados, alteração dos usos dos solos, alteração nos padrões da chuva. A conclusão foi de que houve uma mudança no padrão de comportamento das vazões de Sobradinho em meados de 1993 ao observar um ponto de inflexão na curva de vazão a partir desse ano. Paralelamente detectou-se uma tendência de redução das ENAs nos REEs Nordeste e Sudeste.

Em síntese, nas simulações com a série histórica de 1994 a 2017, foram utilizadas para o subsistema Nordeste (NE), as porcentagens de 60, 80, 100, 120 e 140% da MLT, e de 100% da MLT nos demais subsistemas.

Simulação do Cenário 3

Foram mantidas as características do teste de Sensibilidade 1, em relação ao uso da variação das porcentagens de 60, 80, 100, 120 e 140% da MLT no subsistema Nordeste (NE). No entanto, para os demais subsistemas permaneceu conforme parâmetros definidos no Newave. Entretanto, uma diferença importante em relação as simulações anteriores (testes de sensibilidade 1 e 2) foram as mudanças feitas na defluência mínima de Sobradinho e Itaparica, de 800 m³/s para 1300 m³/s, e Três Marias, de 150 m³/s para 500 m³/s.

É importante mencionar que o ONS, como forma de preservar o armazenamento da bacia do São Francisco, fixou o nível a montante (m) do reservatório de Três Marias em 550m, e

a montante de Sobradinho em 380m. Essa medida foi necessária em decorrência da grande seca que ocorreu nos últimos anos, e com isso a vazão ficou regularizada.

Por fim, foram realizadas análises para cenários futuros correspondendo a simulação para um período de 2 anos à frente, ou seja, jan/2019 a dez/2021. Nestas simulações foram usadas as séries históricas de 1931 a 2017 e de 1994 a 2017, onde cada uma dessas 2000 séries tem probabilidade igual de ocorrer.

5. Resultados e Discussão

As energias afluentes a um reservatório equivalente, ditas ‘Séries Sintéticas’ são geradas a partir dos registros históricos das vazões naturais afluentes. Neste sentido, e tendo em conta a forte relação chuva-vazão e que em períodos hidrológicos críticos é importante conhecer as anomalias de precipitação na bacia hidrográfica, e nesta seção são apresentadas análises de anomalias de chuva através do índice SPI em diferentes escalas.

5.1 *Standardized Precipitation Index (SPI)* na Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco

5.1.1 Análise do Período 2012 – 2016

O monitoramento das condições atmosféricas e previsões meteorológicas dos níveis dos reservatórios dos subsistemas do SIN é um aspecto relevante nas decisões de despacho de energia pelo ONS já que podem ser afetadas pela dificuldade da previsão de fatores como sazonalidade da demanda e controle das bacias hidrográficas.

Nos últimos anos a BHSF apresentou condições meteorológicas e hidrológicas críticas que produziram quedas sem precedentes nos níveis dos reservatórios situados no semiárido nordestino nos períodos secos e sem que houvesse a recuperação esperada nos períodos úmidos da região. Esse fenômeno apresentou características peculiares com diferentes graus de influência quando considerados os impactos resultantes de variações climáticas e/ou ações antrópicas.

5.1.1.1 O ano de 2012

O ano de 2012 foi um ano crítico e com déficit de precipitação em praticamente toda a região da bacia do rio São Francisco, com exceção da região Sudeste, principalmente em Minas Gerais, onde se localiza a UHE Três Marias que no mês de janeiro (Figura 8a, círculo vermelho) apresentou totais pluviométricos variando entre 250 e 400 mm. Em janeiro, o déficit de precipitação no Nordeste, principalmente nas regiões do Baixo São Francisco (BSF), Submédio São Francisco (SSF) e Médio São Francisco (MSF) estava associado ao movimento ciclônico anômalo em altos níveis no leste do Brasil e em seguida a atuação de VCAN’s, sistema que mais contribuiu para o déficit de precipitação, que ocorreram ao longo do mês e a Figura 8b ilustra essa ocorrência para o dia 13/01/2012 às 17 UTC. O posicionamento do centro do sistema no continente inibiu o desenvolvimento das nuvens e ocorrência nas sub-regiões da BHSF, com exceção do ASF. A atuação da ZCIT mais ao

norte de sua posição climatológica também teve influência na redução das chuvas (CPTEC, 2012).

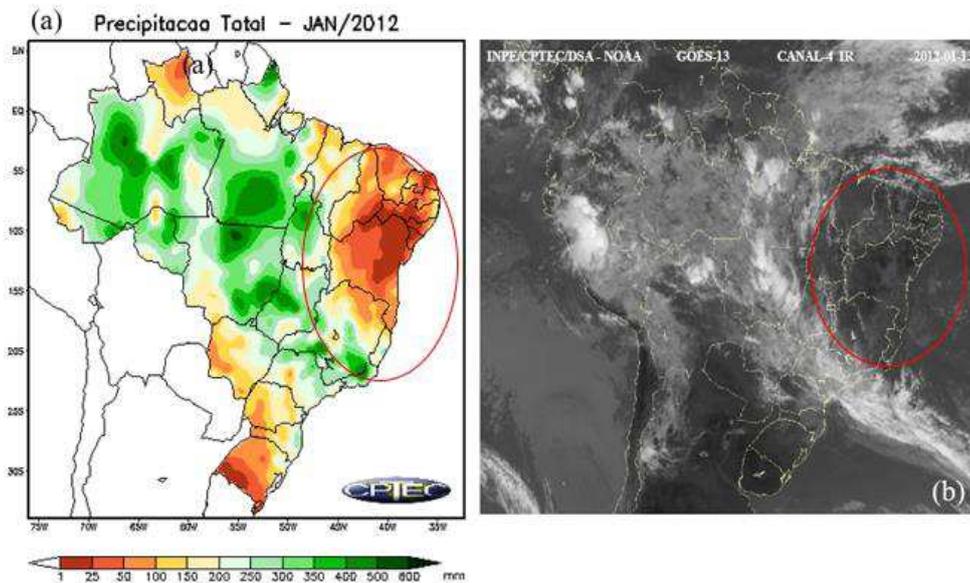


Figura 8: Precipitação Total para o ano de 2012 no Brasil. (a) Jan/2012; (b) Imagem do Satélite GOES 13 com destaque para um dos VCANs (círculo vermelho) ocorrido em 13/01/2012. Fonte: CPTEC.

Configurações espaciais do Índice de Precipitação Padronizado nas escalas mensal (SPI-1) e semestral (SPI-6) para o ano de 2012 são apresentadas nas Figuras 9 e 11.

O Nordeste passou pela maior estiagem de sua história com precipitações muito abaixo da média. Na Figura 9, é possível observar através da distribuição espacial do SPI que o ano de 2012 apresentou anomalias negativas com valores entre 0,0 e -2,5. Esse resultado indica que o período pôde ser classificado como muito seco.

Conforme mencionado anteriormente, valores negativos do SPI, indicam áreas com déficit de chuva (precipitação abaixo da média climatológica). Valores positivos estão associados com chuva acima da média climatológica.

A distribuição espacial do SPI-1 no mês de janeiro (Figura 9a) mostra algumas áreas com anomalias positivas mais precisamente no AFS e em parte do MSF. Nas demais regiões observam-se anomalias negativas. A atuação de VCAN's associada a episódios de ZCAS, favoreceram o desenvolvimento de áreas de instabilidade em algumas regiões e chuvas acima da média em parte da bacia hidrográfica. No entanto, a estiagem (anomalias negativas) prevaleceu na maior parte da região (CLIMANÁLISE, 2012).

Os meses de fevereiro, março e abril de 2012 (Figura 9b, c, d) se destacam pelos valores negativos do SPI-1 em praticamente toda a área da BHSF. Estas regiões são realçadas conforme a intensidade da anomalia em diferentes tons de vermelho. Esses resultados indicam que as chuvas foram abaixo da média no Alto e Médio São Francisco, exatamente no período úmido (entre dezembro e março). Efeitos positivos significantes no volume de Sobradinho somente ocorreria com chuvas abundantes na região entre Minas Gerais e a Bahia.

Numa análise mais detalhada é possível verificar que a contribuição negativa mais relevante em 2012, ocorreu no mês de dezembro (Figura 9). Valores do SPI-1 abaixo de -2 são predominantes em praticamente toda bacia hidrográfica. Geralmente as chuvas são frequentes nesse período.

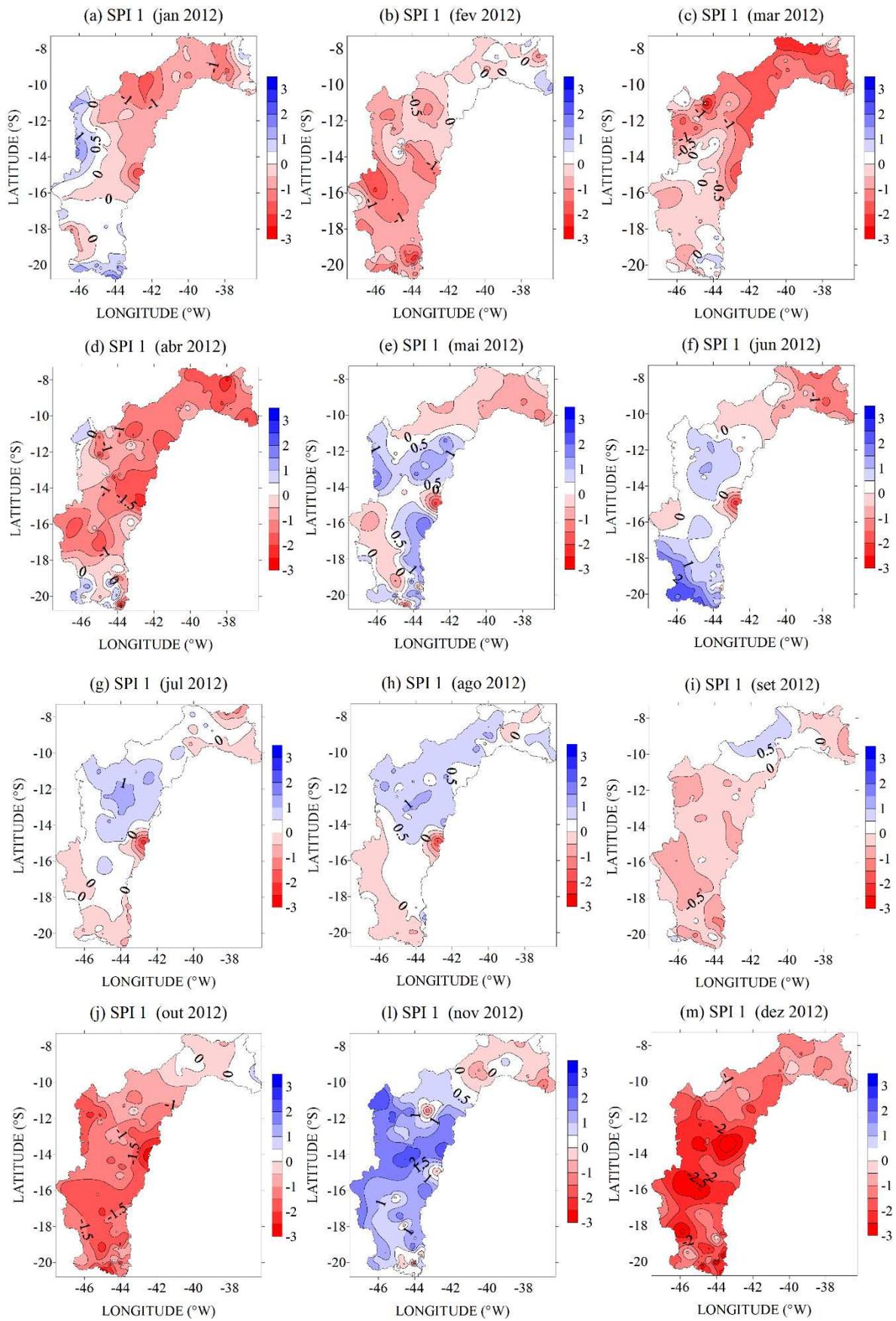


Figura 9: Distribuição espacial do SPI-1 (um mês) na BHSF para os meses de janeiro a dezembro do ano de 2012.

Dados mensais do volume útil de Sobradinho e Três Marias são apresentados na Figura 23. Observam-se valores altos, acima de 75% nos meses de fevereiro, março e abril de 2012 para Sobradinho (Figura 10b) e para esses mesmos meses, os volumes também foram altos em Três Marias (Figura 10a). Uma explicação para comportamento é que as chuvas registradas acima da média em 2011, constituíram um dos fatores que mais influenciaram os volumes dos reservatórios. Os percentuais do volume útil de Sobradinho no ano de 2011 apresentados na Tabela 4 ilustram bem esse comportamento.

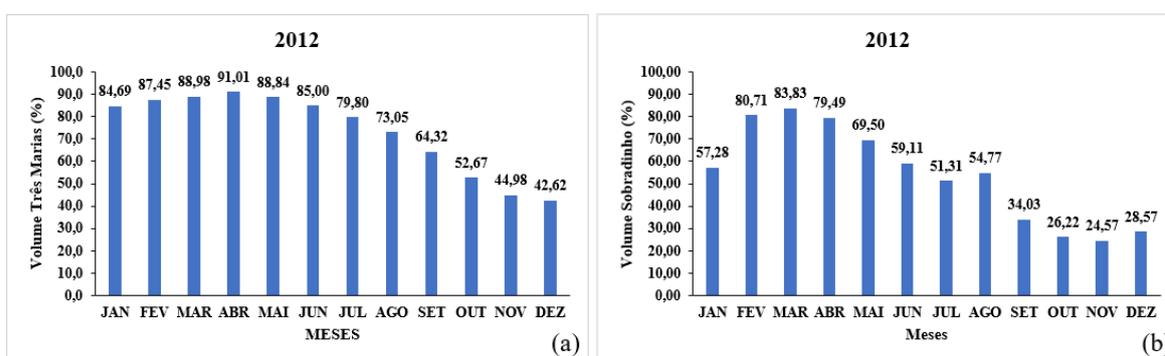


Figura 10: Porcentagem de Volume Útil de (a) Trés Marias e (b) Sobradinho para o ano de 2012. FONTE: ONS.

Tabela 4: Porcentagem do Volume do Reservatório de Sobradinho entre os anos de 2011 e 2016.

PORCENTAGEM DO VOLUME ÚTIL DO RESERVATÓRIO DE SOBRADINHO						
Ano	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Janeiro	43,9	57,3	30,7	43,3	20,5	3,4
Fevereiro	54,4	80,7	32,9	52,3	17,2	22,2
Março	57,5	83,8	38,0	53,6	18,0	32,1
Abril	77,4	79,5	42,8	56,1	21,1	32,6
Maio	85,8	69,5	47,9	56,2	21,6	28,9
Junho	83,6	59,1	47,3	51,6	20,5	24,9
Julho	78,4	51,3	44,7	46,2	18,3	20,8
Agosto	69,5	54,8	39,1	40,0	14,8	16,7
Setembro	69,5	34,0	33,9	33,2	10,3	12,6
Outubro	47,2	26,2	27,2	25,3	6,4	9,1
Novembro	38,4	24,6	34,5	18,0	2,5	6,3
Dezembro	41,0	28,6	24,8	17,4	1,8	8,9

Na análise de anomalias de precipitação com base no acumulado de um período relativamente longo (seis meses) implica em incluir meses representativos dos períodos úmidos e secos. No entanto, a aplicação do SPI-6 é útil na avaliação da durabilidade das secas e conseqüentemente de impactos no abastecimento de água, armazenamento em reservatórios, e isso remete diretamente a um ponto importante, abastecimento de energia no Brasil.

A distribuição espacial do índice de precipitação padronizada na escala semestral (SPI-6) apresentada nas Figuras 11 (a, b, c) comprovam essa hipótese. Anomalias positivas observadas nas regiões do ASF e MSF realçadas em tons de azul indicam chuvas acima da média nos períodos de: agosto de 2011 a janeiro de 2012 (Figura 24a); setembro de 2011 a fevereiro de 2012 (Figura 11b) e outubro de 2011 a março de 2012 (Figura 11c). Esses resultados mostram que certamente a constatação de anomalias positivas num período de 6 meses torna-se uma ferramenta importante na avaliação de impactos positivos nas vazões naturais afluentes ao reservatório de Sobradinho, uma vez que as chuvas no ASF, mais precisamente em Três Marias, são de grande importância para o subsistema Nordeste.

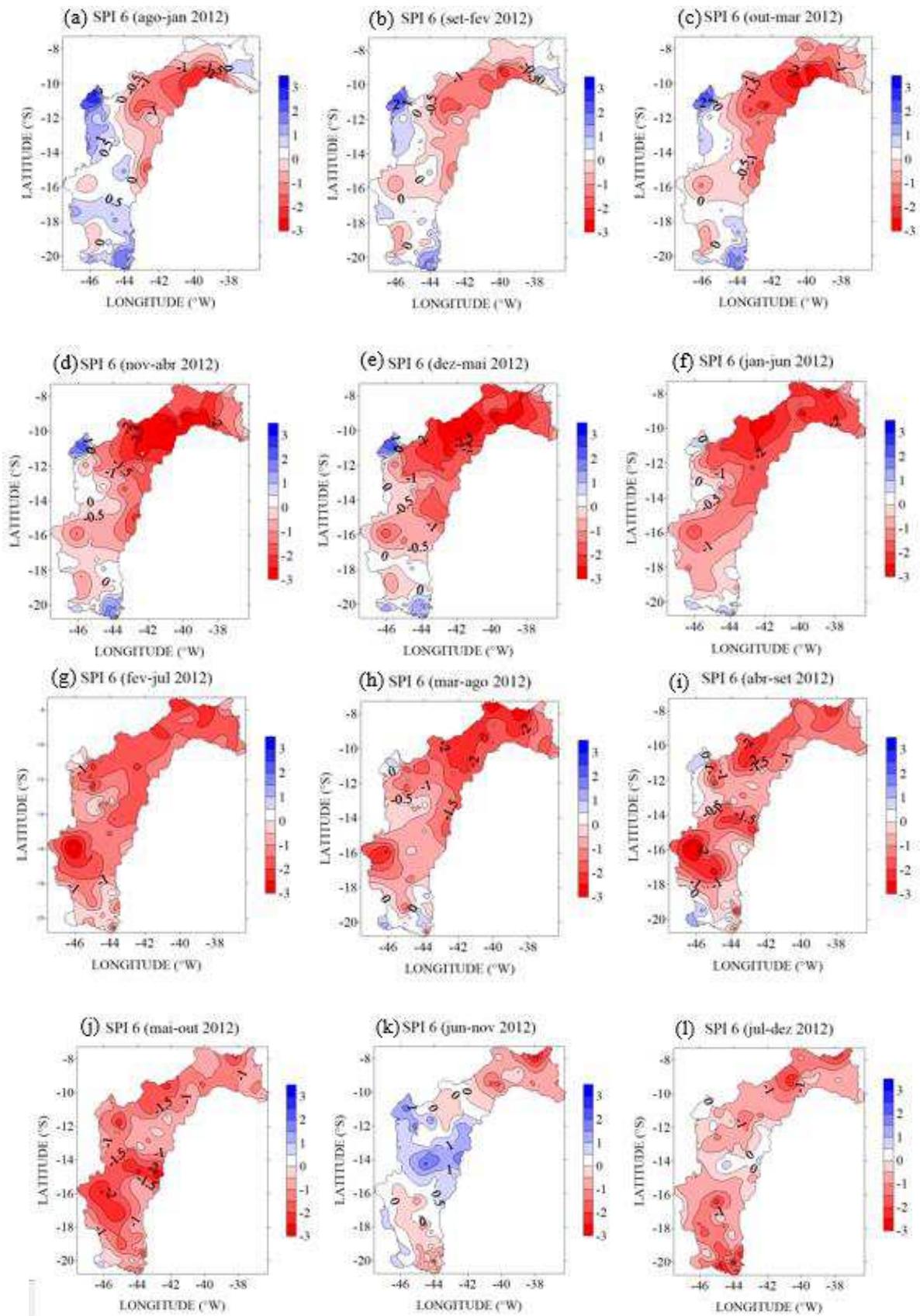


Figura 11: Distribuição espacial do SPI-6 (seis meses) na BHSF referentes aos períodos de ago2011/jan2012 a jul/dez2012.

5.1.1.2 O ano de 2013

As chuvas registradas na região de estudo, em janeiro de 2013, foram predominantemente associadas com atuação da ZCAS. Esse sistema é normalmente detectado em imagens de satélite (Figura 12, referente aos dias 11/01/2013 às 11 UTC e 12/01/2013 às 17 UTC) através da configuração da nebulosidade tipicamente organizada em banda, orientada no sentido noroeste/sudeste que se estende desde o sul da região amazônica até a região central do Atlântico Sul, favorecendo o excesso de chuvas em grande parte do setor central do Brasil, e também na região do ASF onde se localiza a UHE Três Marias. Houve outros episódios de ZCAS durante o mês.

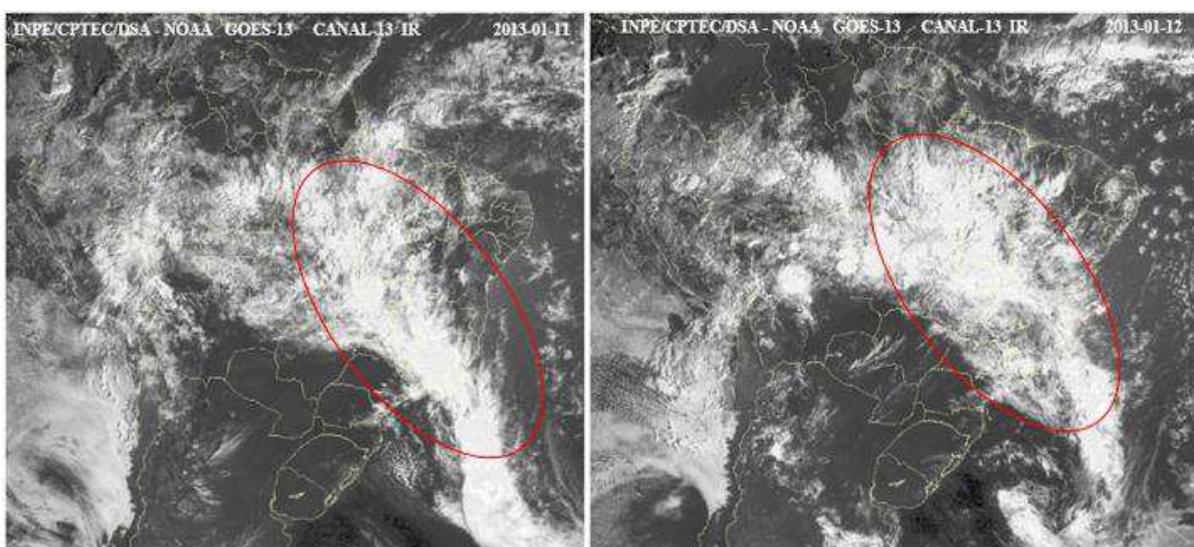


Figura 12: Imagem do Satélite GOES 13 com destaque para a ZCAS ocorrida a partir do dia 11/01/2013 de 2013. Fonte: CPTEC

A distribuição espacial do SPI-1 (escala mensal) para o mês de fevereiro (Figura 14b) apresentou anomalias negativas em toda a região da bacia, e foi bem diferente quando comparado ao restante dos meses, devido à atuação de VCANs dentro do continente, e com isso favoreceu a ausência de chuvas em grande parte das sub-regiões da BHSF (Figura 13).

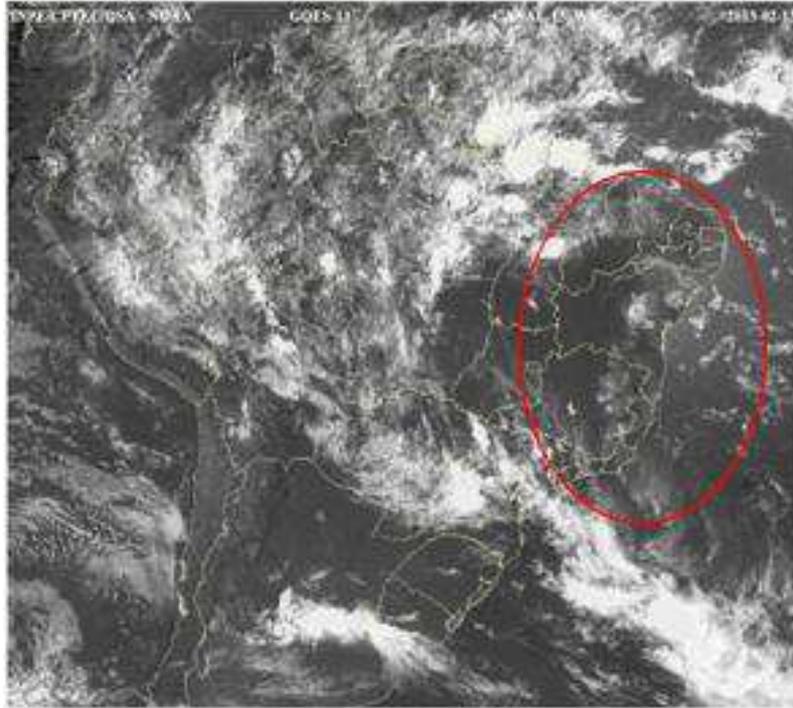


Figura 13: Imagem do Satélite GOES 13 com destaque para o VCAN ocorrido no dia 13/02/2013 de fevereiro de 2013. Fonte: CPTEC

Configurações espaciais do Índice de Precipitação Padronizado nas escalas mensal (SPI-1) e semestral (SPI-6) para o ano de 2013 são apresentadas nas Figuras 15 e 16.

A distribuição espacial do SPI-1 (Figura 15) mostra o ASF com anomalias positivas até junho (Figura 15f), a partir do mês de agosto a região da bacia variou entre anomalias positivas e negativas e voltou a ficar positivo no mês de dezembro (Figura 15l). O MSF variou entre anomalias positivas e negativas durante o decorrer do ano, assim como o SSF e BSF.

O mês de janeiro se destacou pelos valores positivos no ASF e MSF devido principalmente à atuação da ZCAS, indicando que as chuvas foram acima da média nestas regiões, mas o efeito sobre a região de Sobradinho não foi significativo, pois de acordo com a Figura 14b, o volume útil foi de apenas 30,65%, elevando 2% com relação a dezembro de 2012. Observamos também que o volume do reservatório de Três Marias (Figura 14a) não passou de 55% na média do ano inteiro.

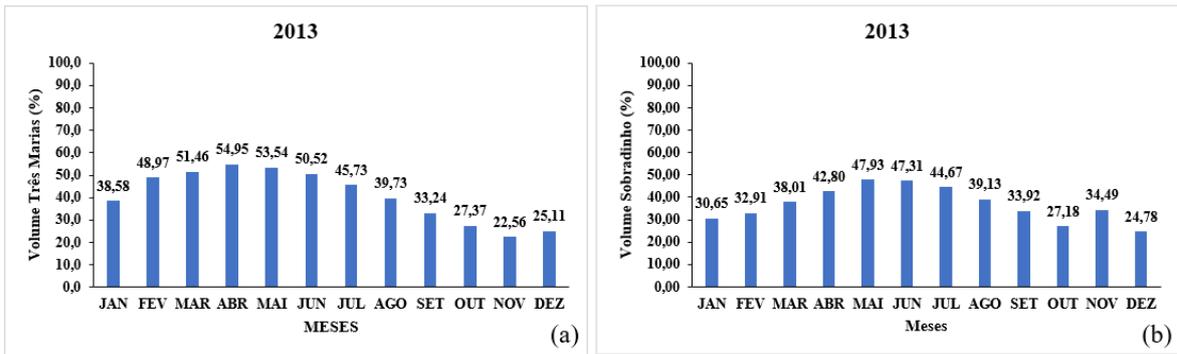


Figura 14: Porcentagem de Volume Útil de (a) Trés Marias e (b) Sobradinho para o ano de 2013. FONTE: ONS

Numa análise mais detalhada é possível verificar que a contribuição negativa mais relevante do ano de 2013 ocorreu no mês de fevereiro (Figura 15b). Valores do SPI-1 abaixo de -2 são predominantes em praticamente toda a bacia. Geralmente as chuvas são frequentes nesse período caracterizado como período úmido na região.

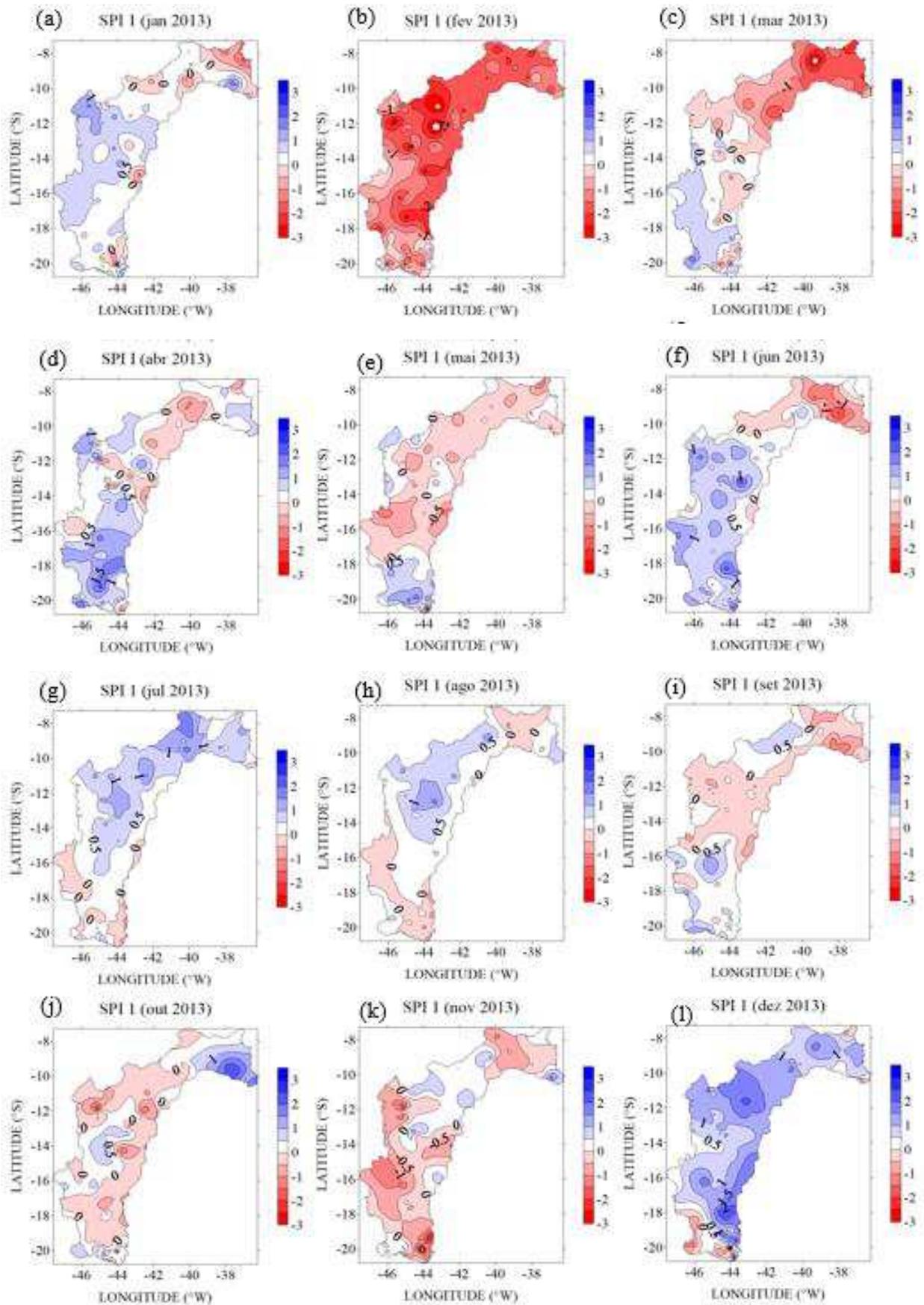


Figura 15: Distribuição espacial do SPI-1 (um mês) na BHSF para os meses de janeiro a dezembro do ano de 2013.

Na análise feita pela escala mensal (SPI-6), anomalias positivas observadas no entorno da bacia realçadas pela cor azul indicam chuvas acima da média nos períodos de julho a dezembro (Figura 16l). São anomalias positivas, porém ligeiramente acima da média do período. Desde o ano 2013, a carência de chuvas é um indicativo de contribuições hídricas negativas para o reservatório, registrando vazões abaixo da média histórica. O resultado foi baixos volumes armazenados.

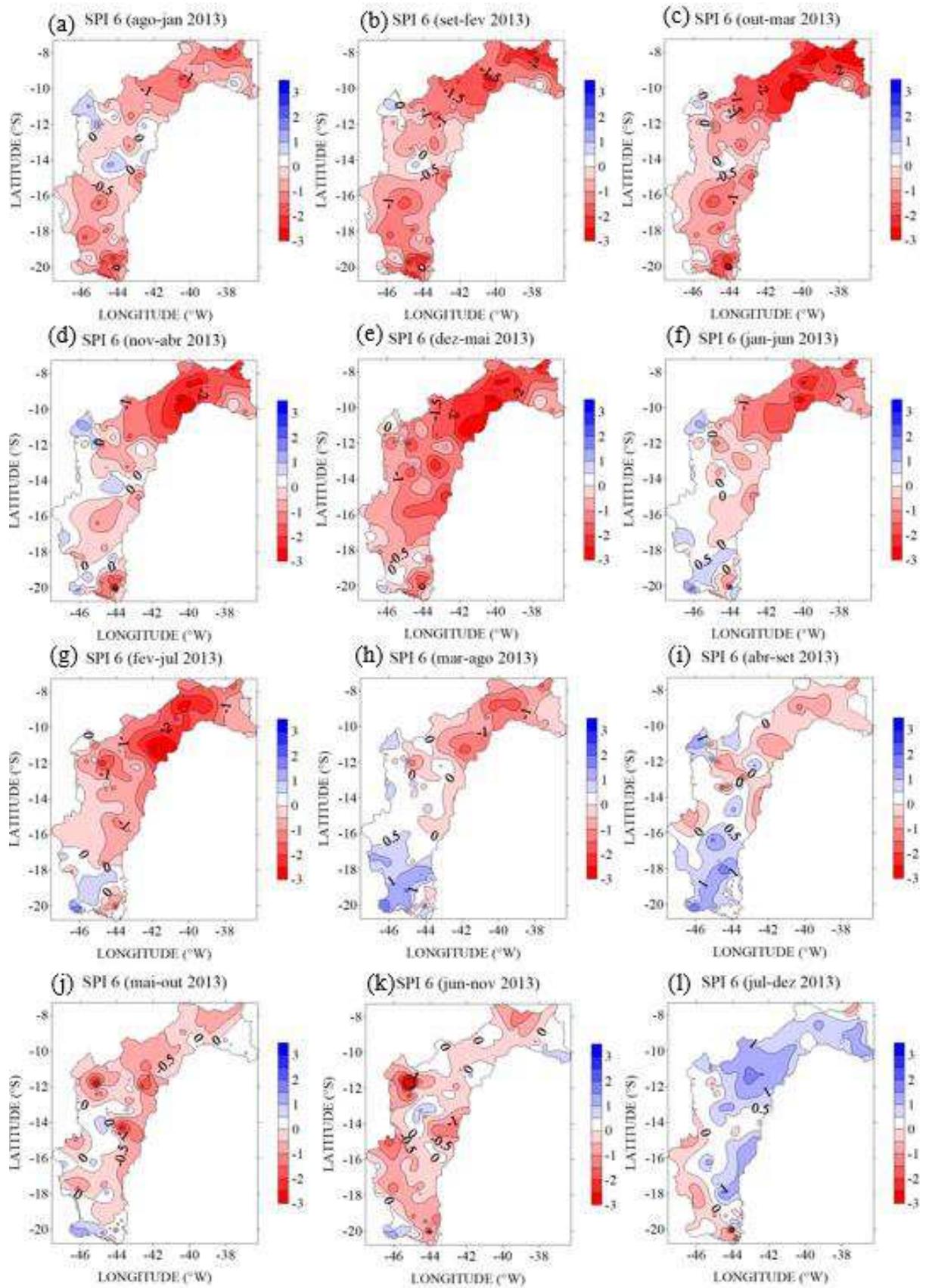


Figura 16: Distribuição espacial do SPI-6 (seis meses) na BHSF referentes aos períodos de ago12/jan13 a jul/dez13.

5.1.1.3 O ano de 2014

O ano de 2014 foi marcado por mais uma crise energética no país, além de um fato raro, em que a principal nascente do São Francisco, situada na Serra da Canastra secou no mês de setembro. A precipitação nos meses de janeiro e fevereiro (Figura 17a, b) foram baixas devido à ausência de episódios bem configurados de ZCAS representado nos dias 11/01/2014 às 18 UTC e 12/02/2014 às 15 UTC.

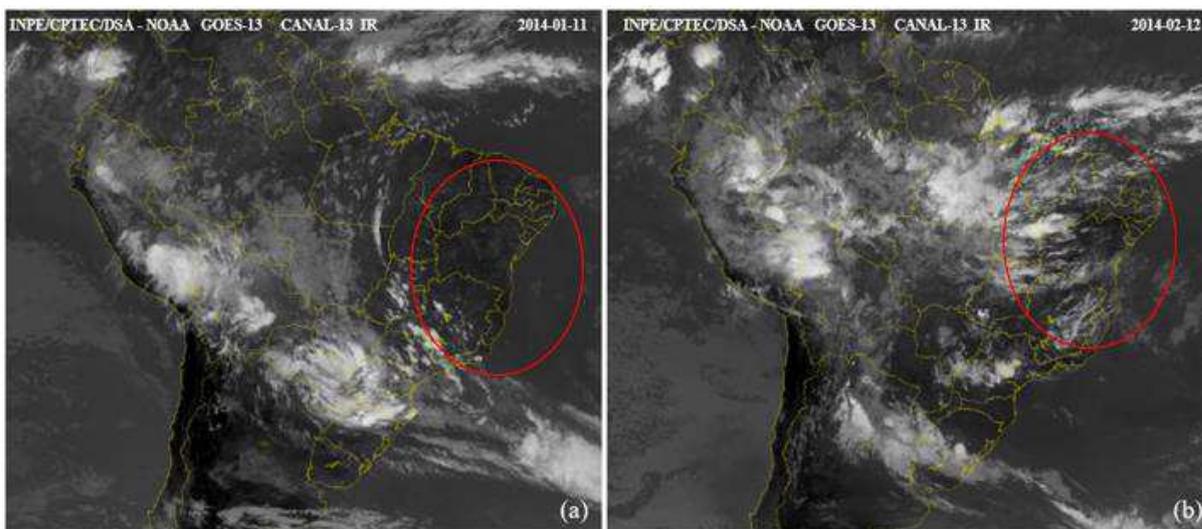


Figura 17: Imagem do Satélite GOES 13 com destaque para a ausência de ZCAS na região da bacia hidrográfica (círculo vermelho), (a) 11/01/2014; (b) 12/02/2014.

A distribuição espacial do SPI-1 para o ano de 2014 é apresentada na Figura 18. Anomalias negativas são observadas em praticamente toda a bacia durante os meses de janeiro e fevereiro (Figura 18a, b), devido a influência conjunta de movimentos descendentes no centro do VCAN e de anomalia anticiclônica em baixos níveis, influenciando o MSF, SSF, BSF e parte do ASF. Essas condições impediram a formação de ZCAS, principal mecanismo produtor de chuvas no Alto e Médio da BHSF (Figura 18a). Estes resultados indicam que as chuvas foram abaixo da média em praticamente toda a extensão da bacia. É possível verificar também que a contribuição negativa mais relevante ocorreu no mês de janeiro, onde os valores de SPI-1 foram da ordem de -2, principalmente no ASF e MSF, região com chuvas frequentes nesse período. Já o mês de julho destacou-se pelas anomalias positivas principalmente no ASF.

Em fevereiro (Figura 18b), o comportamento ciclônico anômalo favoreceu a ocorrência de VCAN's, porém, movimentos subsidentes no centro do sistema inibiram a chuva sobre a bacia, em especial no ASF (Minas Gerais) e verificou-se pelas anomalias negativas sobre a

região, caracterizando extremamente seco. A ocorrência de VCAN's persistiu no mês de março e com isso os episódios de ZCAS bem configurados foram inibidos, o que resultou em poucas chuvas na maior parte da região do ASF ([INFOCLIMA, 2014](#); [BOLETIM DO CLIMA, 2014](#)).

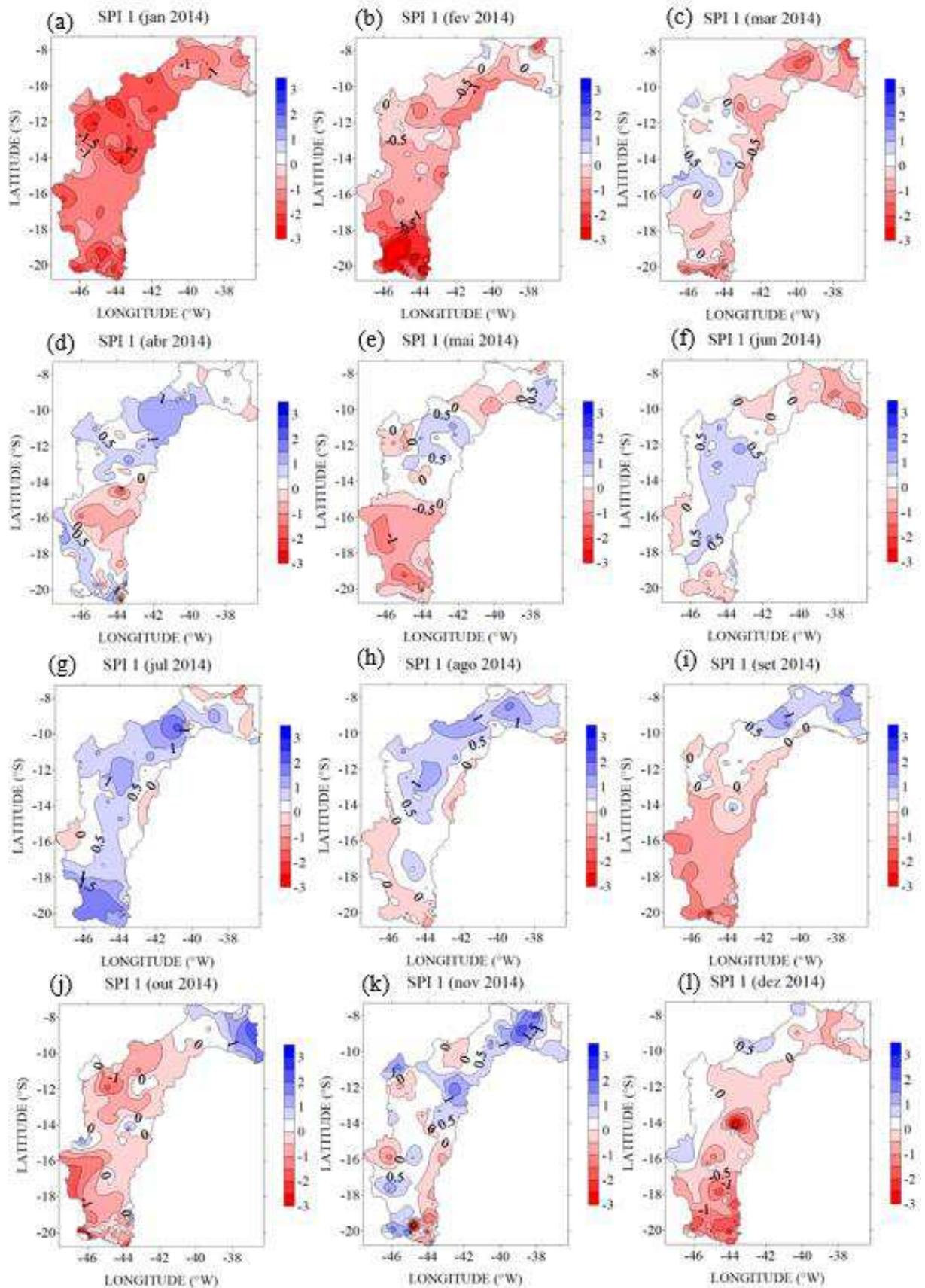


Figura 18: Distribuição espacial do SPI-1 (um mês) na BHSF para os meses de janeiro a dezembro do ano de 2014.

A distribuição espacial do SPI-6 para o ano de 2014 é apresentada na Figura 20. É notório que as anomalias negativas predominam sobre o ASF e no MSF, e esse comportamento indica que a seca hidrológica nessa região foi bastante significativa, mostrando um período significativo de intensidade, duração e região afetada.

Valores negativos do SPI-6 em praticamente toda a bacia hidrográfica observados nas Figuras 20 (a, b, c), indicam também o impacto negativo de precipitação abaixo da média no período de agosto a dezembro de 2013. Não houve acumulados significativos importantes nas demais regiões, ou nos meses seguintes (núcleos positivos intensos), que viessem a reverter à situação no volume do reservatório de Sobradinho, como mostra a Figura 19b, onde durante o ano, esse volume só tende a cair, e isso pode ter intensificado ainda mais a crise hídrica.

Observamos também o nível do reservatório de Três Marias (Figura 19a) diminuindo consideravelmente ao longo do ano, comprovando assim a seca caracterizada como hidrológica.

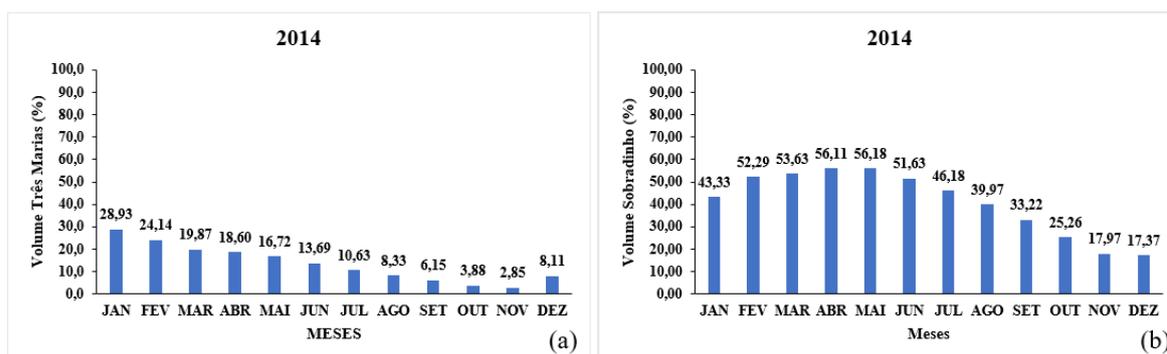


Figura 19: Porcentagem de Volume Útil de (a) Três Marias e (b) Sobradinho para o ano de 2014. FONTE: ONS

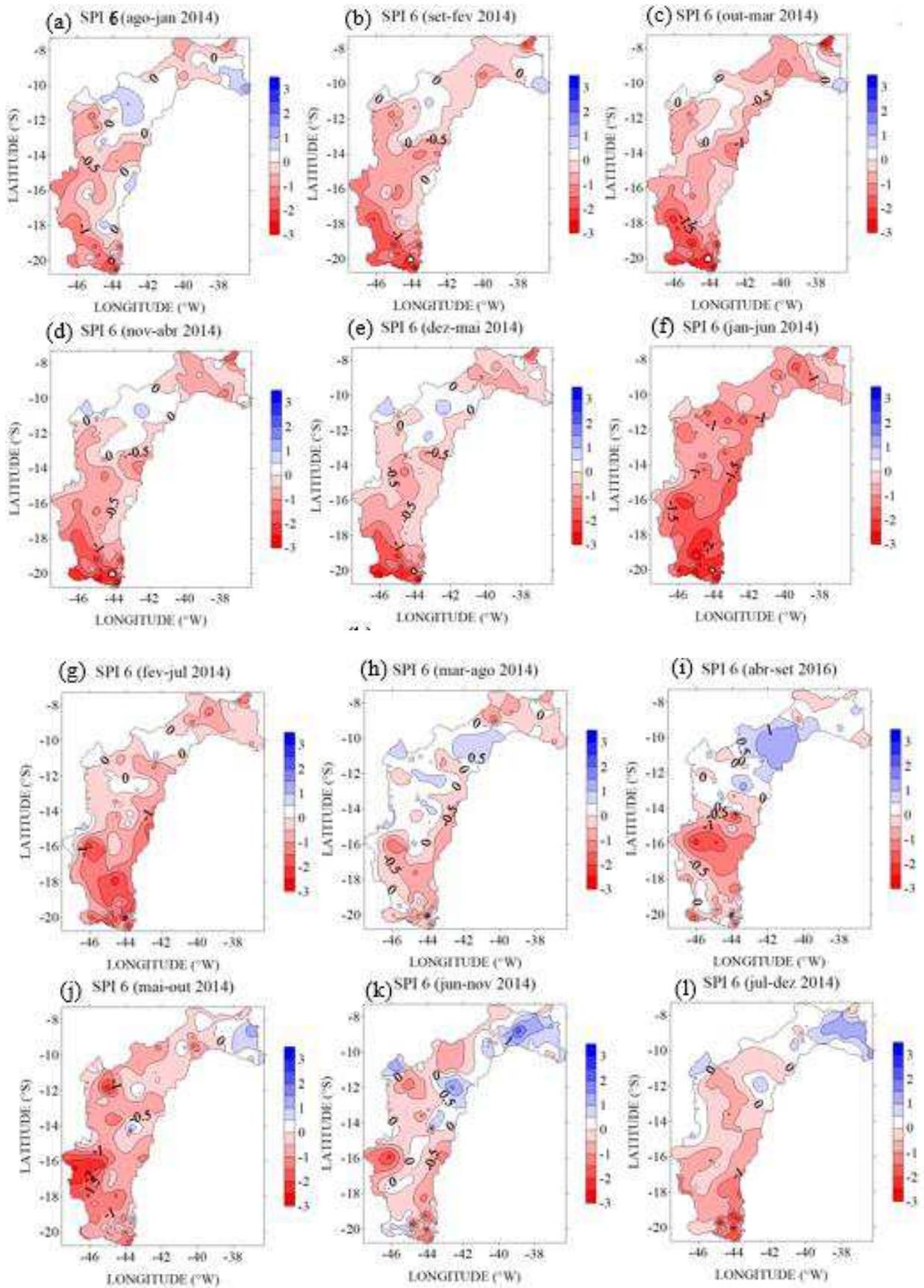


Figura 20: Distribuição espacial do SPI-6 (seis meses) na BHSF referentes aos períodos de ago13/jan14 a jul/dez14.

5.1.1.4 O ano de 2015

No decorrer de dezembro 2014 até meados de janeiro de 2015, a presença de uma condição de bloqueio atmosférico nas latitudes médias do Hemisfério Sul inibiu a formação do principal sistema responsável pela qualidade do período chuvoso no setor central do Brasil, a ZCAS, como podemos observar na Figura 36a, com anomalias negativas em toda a extensão da bacia.

Somente após o enfraquecimento da condição de bloqueio atmosférico, voltou a chover com maior frequência sobre a região da bacia, principalmente sobre Três Marias - ASF. O mês de março foi marcado pela ocorrência de dois episódios de ZCAS que ocasionaram chuvas mais generalizadas na grande área central do Brasil, incluindo a região do ASF, ainda que insuficientes para a recuperação das reservas hídricas.

O ano de 2015, foi um ano marcado pela ocorrência do fenômeno El Niño e com isso as anomalias predominaram negativas em praticamente todos os postos estudados, e pelo índice SPI-1 (Figura 21), essa variação foi entre -1,00 e -2,00, caracterizando entre Moderadamente Seco e Extremamente Seco no entorno da região.

A seca prolongada no São Francisco afetou também a pesca, com a redução de espécies, como o surubim, e a navegação. A última empresa que realizava transporte de cargas deixou de operar em abril de 2014, devido à seca e ao assoreamento do rio. Hoje, até pequenas embarcações precisam fazer desvios para não encalhar.

Nos postos analisados em todo o entorno da bacia, os meses entre abril e agosto foram caracterizados como Umidade Incipiente, principalmente na região do MSF, porém entre esses meses houve uma evolução do fenômeno El Niño, ficando ainda mais intenso. Esse reflexo pode ser observado a partir de setembro, com intensificação no mês de dezembro.

O último trimestre (Figura 21) continuou registrando totais pluviométricos abaixo do esperado, e isso foi possível associar ao início tardio da estação chuvosa. As anomalias apresentaram-se negativas, caracterizando entre Seca Incipiente e Severamente Seco.

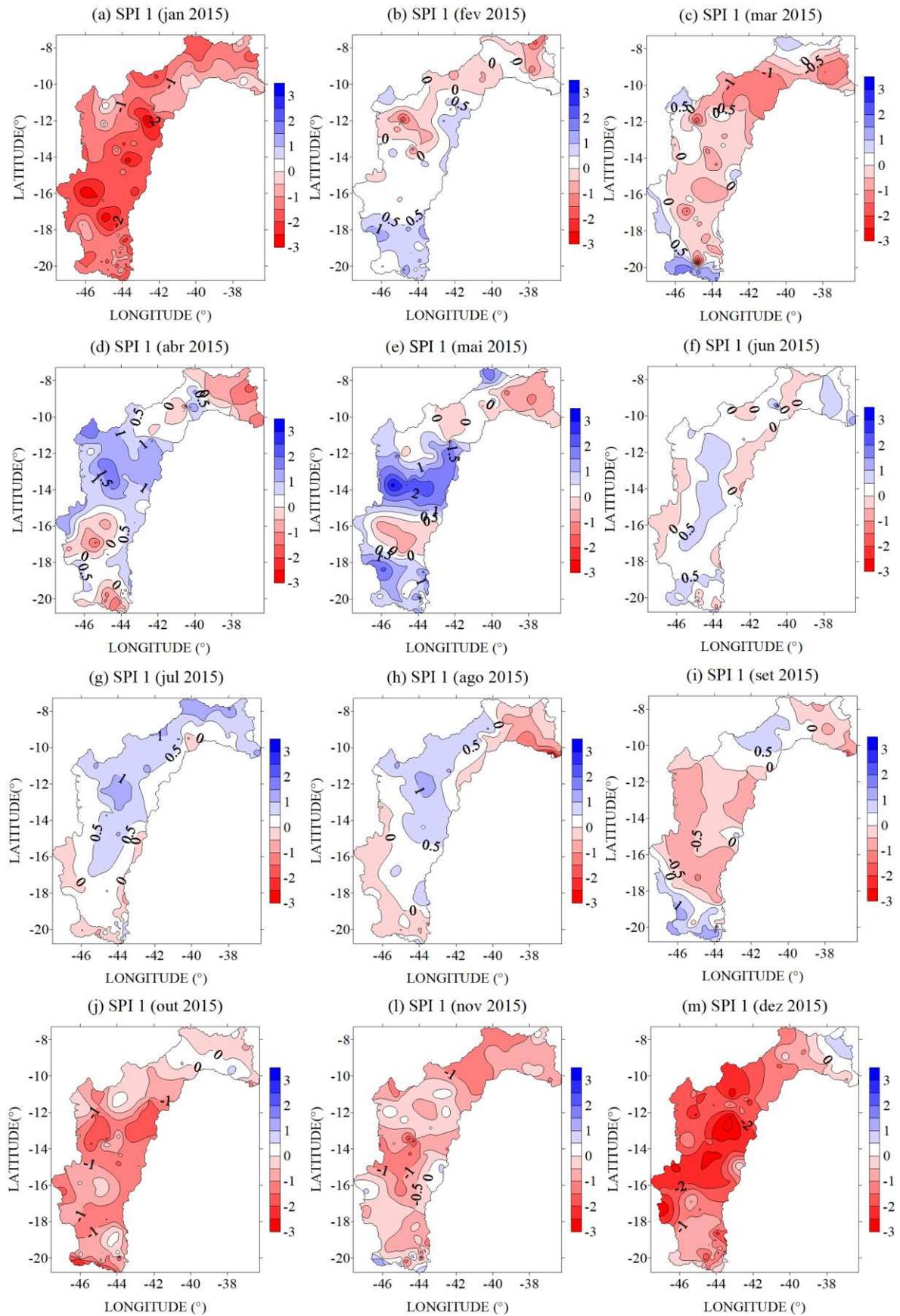


Figura 21: Distribuição espacial do SPI-1 (um mês) na BHSF para os meses de janeiro a dezembro do ano de 2015.

Projeções feitas pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) já indicavam que se não voltasse a chover na região, Sobradinho deveria atingir, em meados de dezembro, o volume morto, onde sua reserva de água seria abaixo do ponto de captação que representa 15% da capacidade total do reservatório. Caso isso ocorresse, a usina hidrelétrica, que já operava com menos de 20% de sua capacidade deixaria de operar. No entanto, não haveria risco de racionamento, já que seria possível usar fontes alternativas, como térmicas e eólicas, e a transferência de energia de outras regiões por meio de Intercâmbios de Energia. Observa-se que após o mês de junho, o volume de Sobradinho decaiu para 18,31%, chegando ao final do ano com apenas 1,77% (Figura 22b).

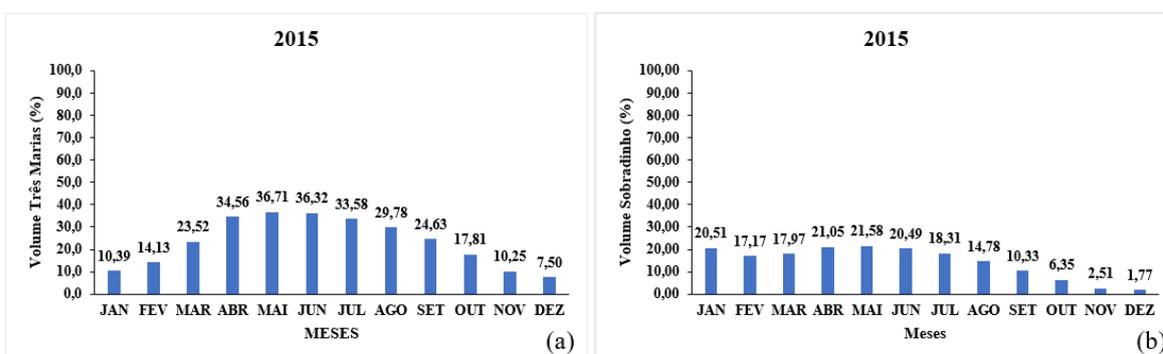


Figura 22: Porcentagem de Volume Útil de (a) Três Marias e (b) Sobradinho para o ano de 2015. FONTE: ONS

Observou-se que nesse período além do funcionamento das eólicas nos meses de agosto e setembro, a compensação ocorreu por meio de Intercâmbio entre os subsistemas para que o Nordeste se mantivesse operando. É possível observar também nos meses de abril a junho, a elevação no volume de Três Marias (Figura 22a). De certa forma esse resultado reflete a influência das anomalias positivas verificada nessa região identificadas na espacialização no SPI-1 (Figura 23).

A distribuição espacial do SPI-6 para o ano de 2015 é apresentada na Figura 23. As anomalias negativas predominam por toda extensão da bacia, indicando um período de estiagem bastante significativo, de forte intensidade e duradoura. Especialmente a extensão da área afetada foi significativa. Valores negativos do SPI-6 em praticamente toda a bacia, indicam também o impacto negativo de precipitação abaixo da média. A influência da atuação da ZCAS não foi suficiente para reverter a situação hídrica do baixo volume do reservatório em 2015, embora tenha colaborado para ocorrência de anomalias positivas.

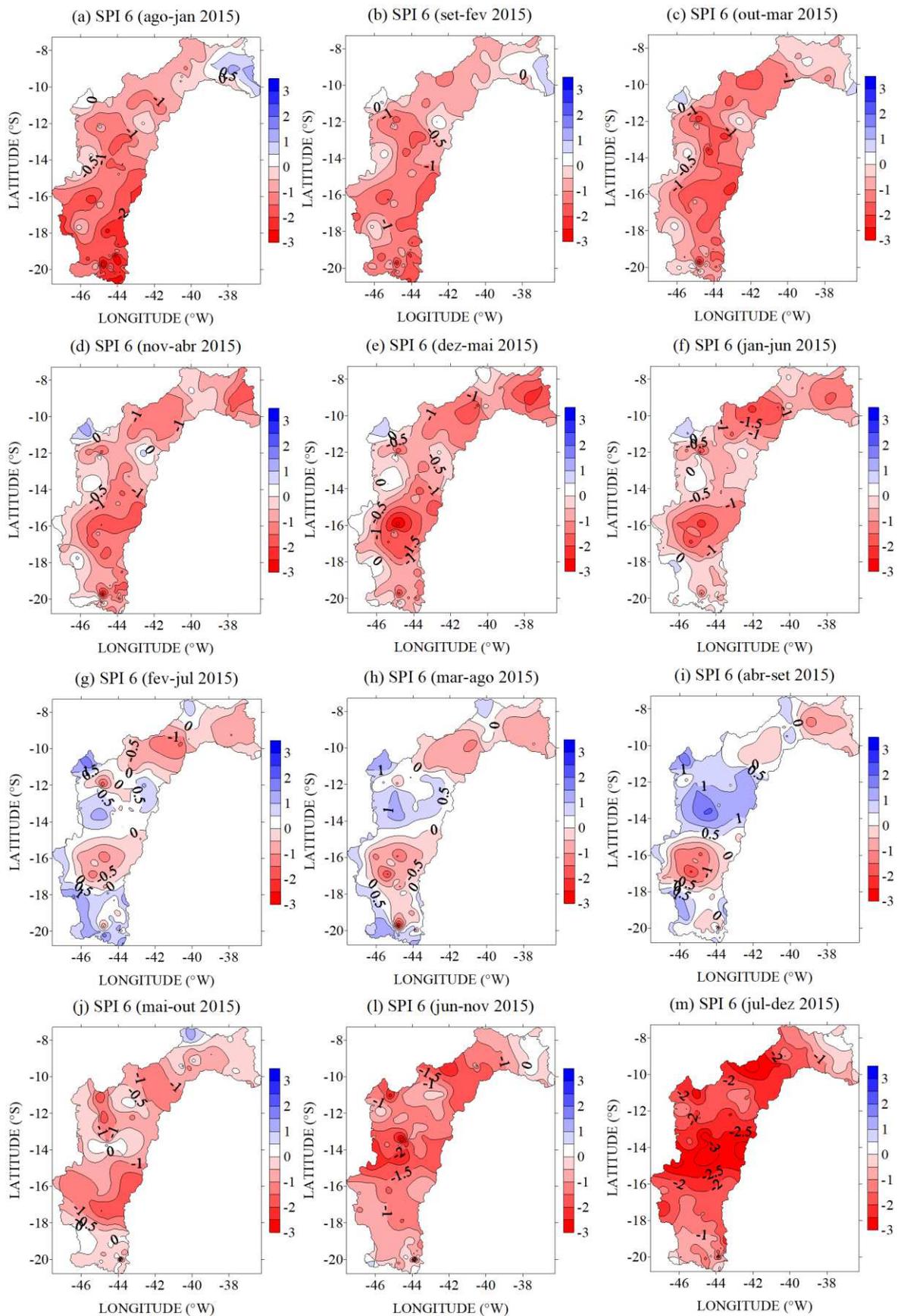


Figura 23: Distribuição espacial do SPI-6 (seis meses) na BHSF referentes aos períodos de ago14/jan15 a jul/dez15.

5.1.1.5 O ano de 2016

A distribuição espacial do SPI-1 para o ano de 2016 (SPI-1) mostra anomalias positivas no mês de janeiro em toda a extensão da bacia hidrográfica (Figura 24). Os valores do índice indicam que o período pode ser classificado como Severamente Úmido. Nos meses de fevereiro e março também se configuraram episódios de ZCAS, mas de intensidades mais fracas. Por outro lado, a ZCIT atuou ao norte da sua posição climatológica, contribuindo para redução nos índices pluviométrico.

Esse comportamento torna-se evidente nas anomalias negativas (valores negativos do SPI) O período, apresentou-se com características de Seca Incipiente ou de um período Severamente Seco.

As anomalias negativas prevaleceram em toda a bacia hidrográfica nos meses de abril, maio e dezembro. Nos meses de junho, julho, agosto, setembro e novembro, anomalias positivas foram registradas no SSF e parte do MSF.

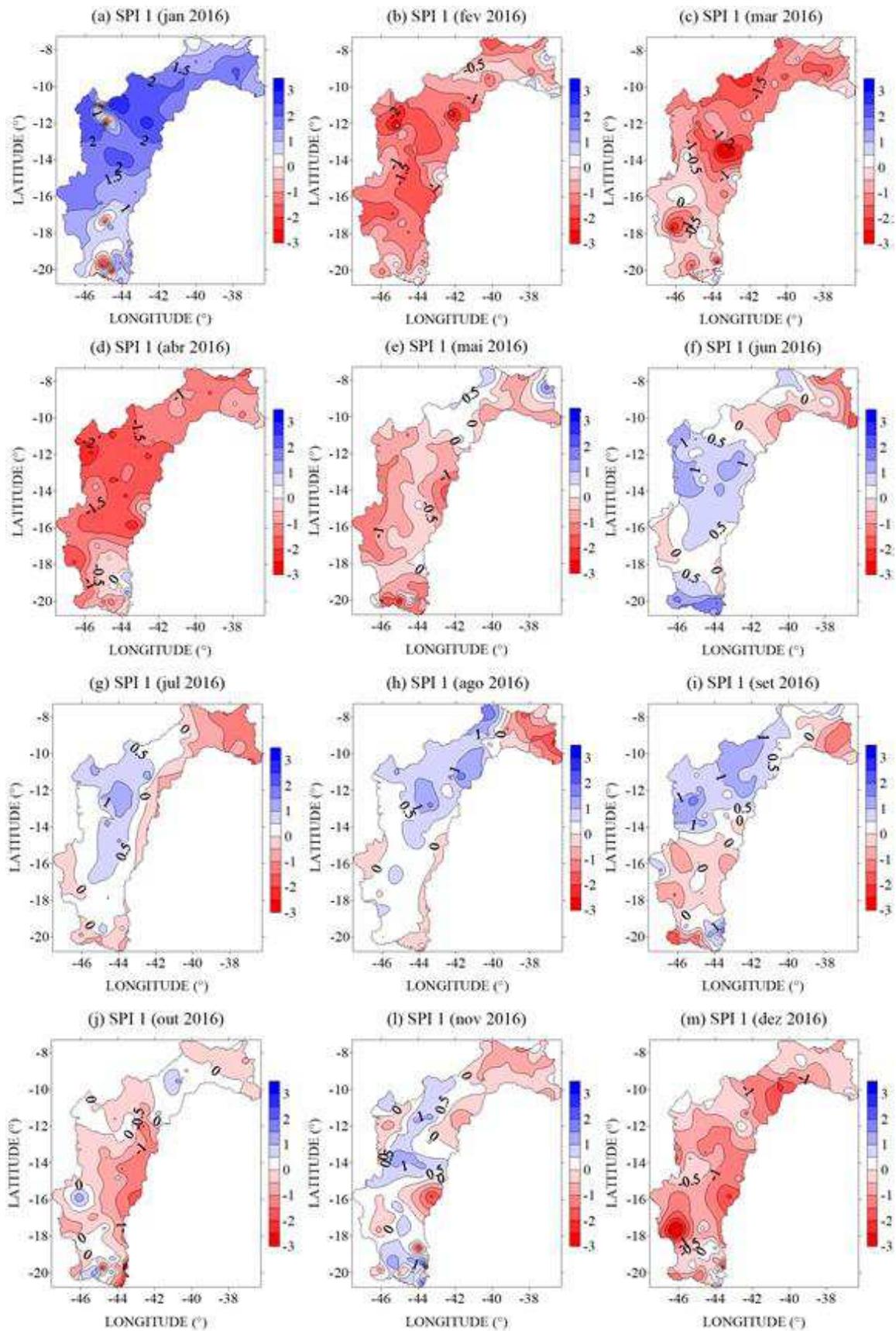


Figura 24: Distribuição espacial do SPI-1 (um mês) na BHSF para os meses de janeiro a dezembro do ano de 2016.

A distribuição espacial do SPI-6 para o ano de 2016 é apresentada na Figura 25. As anomalias positivas concentradas no MSF, SSF e BSF se deram devido as fortes chuvas ocorridas no mês de janeiro, atingiram valores da ordem de 450 ~ 500mm, perdurando essa anomalia positiva até o período de set-fev.

Em seguida houve um predomínio de anomalias negativas na região do ASF, com exceção do período de jun-nov e jul-dez. O período de jan-jun predominaram anomalias positivas nas áreas do MSF e SSF devido ao mesmo motivo que fez com que ficasse positiva no período da Figura 25a. Em seguida, a forte anomalia negativa predominou, variando apenas alguns pontos isolados do ASF e MSF da Figura 25k.

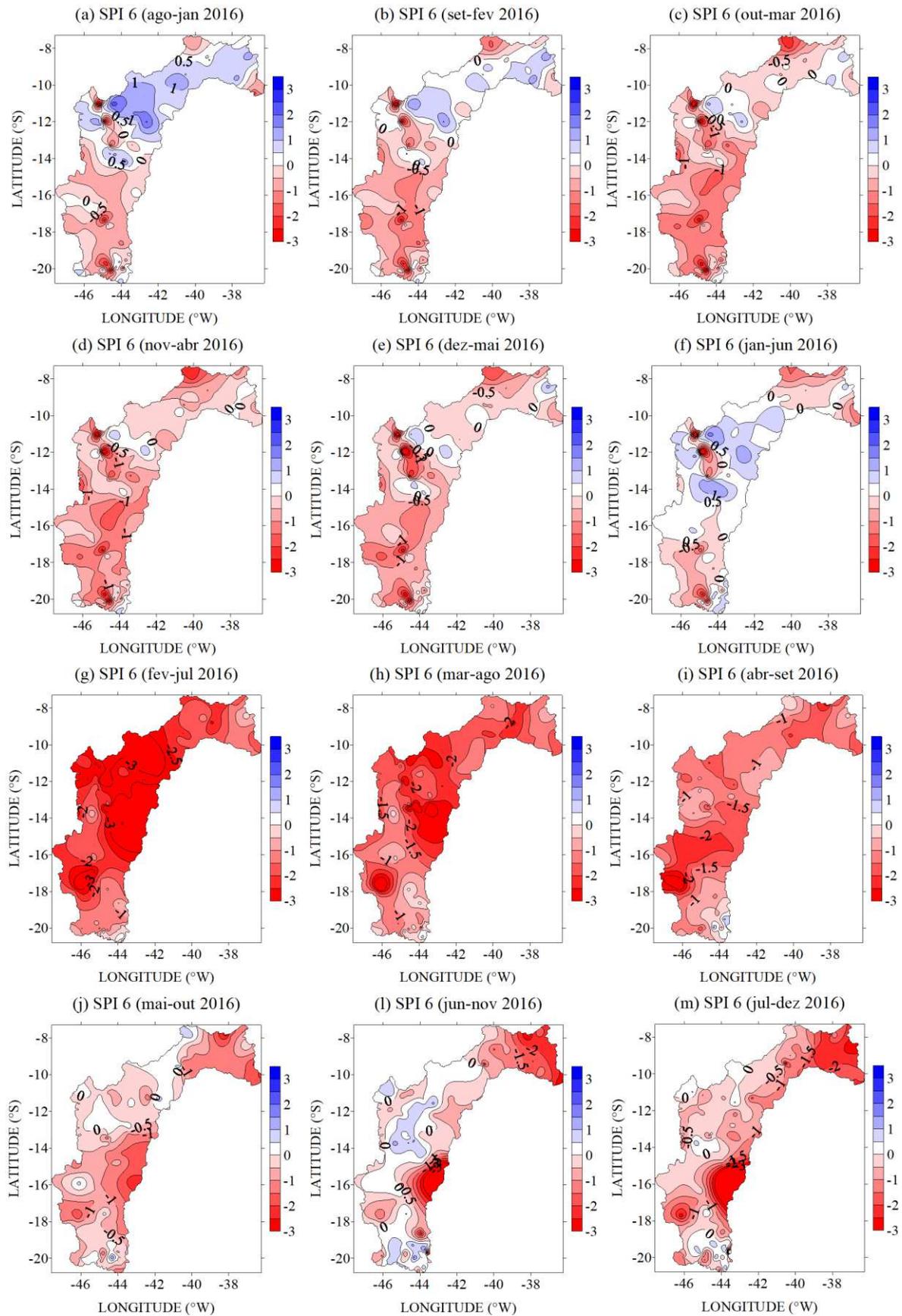


Figura 25: Distribuição espacial do SPI-6 (seis meses) na BHSF referentes aos períodos de ago15/jan16 a jul/dez16.

Percebeu-se que embora o índice SPI-6 tenha apresentado anomalias positivas, não foi suficiente para que o reservatório de Sobradinho se recuperasse, ou seja, o volume útil dos reservatórios foi caindo cada vez mais ao longo do ano, atingindo 9,15% em dezembro. Um fato curioso a se observar é que o Volume Útil no mês de janeiro foi 3,64% (Figura 26b), e devido a grande quantidade de chuvas ocorridas no ASF associada com a atuação da ZCAS, como pode-se observar através da Figura 26a, foi importante para que as águas escoassem e chegassem até o reservatório de Sobradinho, mudando de 3,64% para 27,93% em fevereiro, saindo do volume morto (ultrapassando 20%) e podendo ser usado na produção de energia por meio das hidrelétricas.

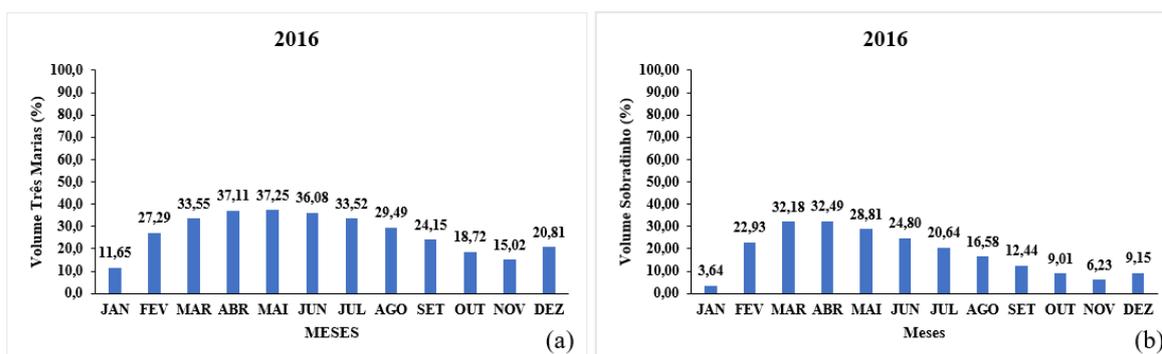


Figura 26: Porcentagem de Volume Útil de (a) Três Marias e (b) Sobradinho para o ano de 2016. [FONTE: ONS](#)

5.2 Análise do Ano de 2019

A configuração da ZCAS sobre as regiões Sudeste e Nordeste (Alto São Francisco) nos primeiros dez dias de dezembro ocasionou precipitação nas bacias hidrográficas desses subsistemas, com destaque para a bacia do São Francisco, desfavorecendo a geração eólica e solar existente nessa região. Em seguida, essas regiões apresentaram um período de estiagem em decorrência da atuação de um bloqueio atmosférico, que fez com que os sistemas frontais não avançassem sobre as latitudes mais baixa, ficando restritos ao sul do Rio Grande do Sul.

Com o enfraquecimento do bloqueio atmosférico na primeira semana de janeiro, uma frente fria avançou, porém não com intensidade suficiente para causar impactos positivos na região de Três Marias – MG. Após essa passagem da frente fria, o sistema de Alta Pressão voltou a atuar na região Sudeste e consequentemente sobre a região do Alto São Francisco, impedindo o avanço dos sistemas precipitantes. Com essa configuração, a bacia do São Francisco apresentou-se com anomalias negativas de chuva. A atuação desse sistema

favoreceu a geração eólica e solar na região Nordeste, porém não foi suficiente para que o subsistema não fosse importador de energia nesse mês.

Observou-se também que no Oceano Pacífico Equatorial, a Temperatura da Superfície do Mar (TSM) permanecia acima da média, mas o acoplamento entre do oceano com a atmosfera ainda não existia, então não se podia concluir sobre a presença do fenômeno El Nino nesse mês (ONS, 2019).

Na primeira semana do mês de fevereiro, uma frente fria conseguiu romper o bloqueio atmosférico, e avançar pela região Sudeste e Centro-Oeste ocasionando precipitação e declínio de temperatura. Nas semanas seguintes, com a passagem regular de frentes frias associadas a presença de sistemas atmosféricos em Alto Níveis, a bacia do São Francisco passou a apresentar precipitação de intensidade fraca a moderada, e observou-se anomalia positiva para a região de Três Marias. Através da Figura 43a, pode-se observar uma pequena elevação no volume do reservatório de Três Marias para esse mês, e o volume de Sobradinho (Figura 27b) conseguindo manter a porcentagem do mês de janeiro.

A TSM ainda permanecia acima da média em todo o oceano Pacífico Equatorial e a convecção tropical junto com o padrão de ventos alísios nos altos e baixos níveis da atmosfera sugeriam o acoplamento do oceano com a atmosfera mais típicos em anos de El Nino de intensidade fraca. A previsão de diversos modelos indicava a continuidade do aquecimento no trimestre MAM (março-abril-maio) (ONS, 2019).

Durante os meses de março e abril, permaneceu o padrão do mês anterior, quando foi verificado o avanço regular das frentes frias sobre as regiões Sul e Sudeste, de modo geral. Na segunda quinzena do mês, observou-se o avanço de uma frente fria pelo litoral da Bahia que organizou nebulosidade e ocorreu precipitação acima e na média histórica na bacia do São Francisco, elevando assim o nível do reservatório de Três Marias (Figura 27a) e consequentemente, o nível de Sobradinho.

A TSM permanecia acima da média em todo o oceano Pacífico Equatorial e a convecção tropical junto com o padrão de vento nos altos e baixos níveis da atmosfera continuaram sugerindo o acoplamento do oceano com a atmosfera, indicando El Nino de intensidade fraca (ONS, 2019).

A partir da segunda quinzena de maio, a passagem de frentes frias favoreceu também as chuvas da região de Três Marias – MG. A atuação de um cavado em níveis médios da

atmosfera ocasionou precipitação na bacia do São Francisco. Observa-se que o mês de maio atingiu o pico quando comparado com o ano todo no volume de Três Marias, e o mesmo aconteceu no volume de Sobradinho.

A TSM permaneceu acima da média em todo o oceano Pacífico Equatorial. A convecção tropical e o padrão de vento nos alto e baixos níveis da atmosfera continuavam sugerindo o acoplamento entre o oceano e a atmosfera, caracterizando El Nino fraco (ONS, 2019).

Entre os meses junho e setembro, a bacia do São Francisco apresentou chuvas abaixo da média climatológica devido a atuação de bloqueios atmosféricos, ocasionando anomalia negativa sobre a região (ONS, 2019). Observou-se também que nesse período, os níveis dos reservatórios de Três Marias e Sobradinho foram declinando.

O mês de outubro foi marcado pela formação de três frentes frias que organizaram a nebulosidade e ocasionaram precipitações na região da bacia do São Francisco, mas ainda assim a bacia permaneceu apresentando anomalia negativa de precipitação (ONS, 2019). Embora tenha apresentado formação de frentes frias, os volumes dos reservatórios permaneceram caindo (Figura 27a e 27b).

Para o mês de novembro, a configuração da Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS) ocasionou precipitação de fraca a moderada no Alto São Francisco sobre a região da UHE Três Marias, mas ainda assim o padrão de anomalia negativa se manteve (ONS, 2019), mantendo também o declínio dos reservatórios de Três Marias e Sobradinho.

No mês de dezembro, as frentes frias avançaram sobre as regiões Sul e Sudeste, e ocasionou precipitação sobre o Alto e Médio São Francisco, mas não foi suficiente para mudar o quadro de anomalia negativa na região (ONS, 2019), porém houve recuperação no reservatório de Três Marias, mesmo que pequena, ajudou a manter estável o reservatório de Sobradinho (Figura 27a e 27b).

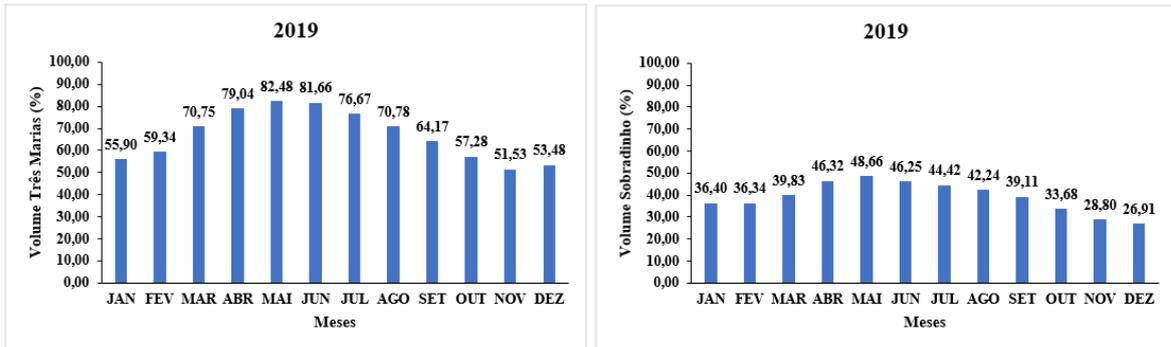


Figura 27: Porcentagem de Volume Útil de (a) Três Marias e (b) Sobradinho para o ano de 2019. FONTE: ONS

5.3. Simulações com o Modelo NEWAVE

Nesta seção são apresentados resultados de simulações e análises do desempenho do modelo Newave. Foram avaliadas projeções feitas a partir de parâmetros determinados pelo ONS. A validação dos resultados foi feita através da comparação entre as projeções do modelo com os valores observados/realizados no período. As análises foram concentradas nas variáveis ENA (energia afluyente) e EAR (energia armazenada).

Vale ressaltar que as simulações do NEWAVE quando comparado com as rodadas do SPI, podem ser explicadas analisando o comportamento das figuras com as saídas do modelo, uma vez que o dado realizado ficou bastante aquém da previsão, condizendo com a seca mostrada no índice.

5.3.1 Período 2012-2016

5.3.1.1 NEWAVE 2012

A média de longo termo (MLT) e as energias afluentes (ENA) e armazenadas (EAR) previstas com o deck do NEWAVE de 2012 e realizadas (observadas) para o ano de 2012 são apresentadas na Figura 28.

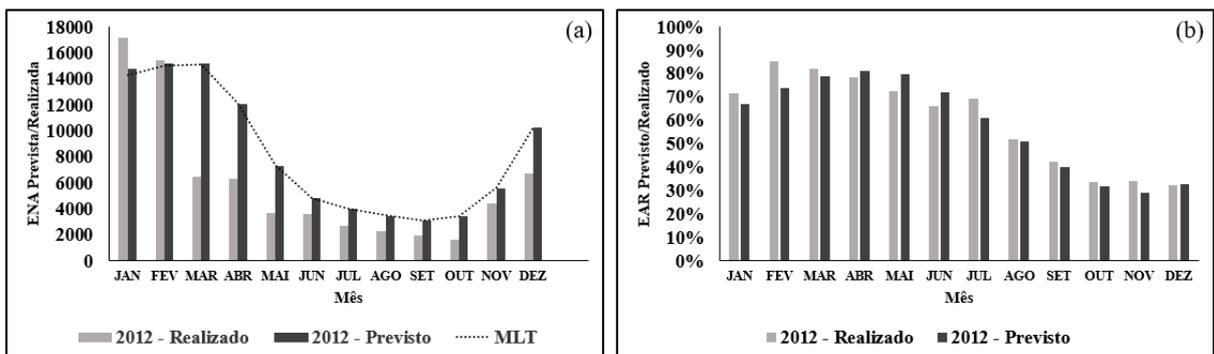


Figura 28: a) Média de Longo Termo (MLT) e Energias Afluentes (ENAs) previstas e realizadas para o ano de 2012; b) Energia Armazenada (EARs) previstas e realizadas para o ano de 2012.

De acordo com [Vilar et al., \(2019\)](#) observou-se que com exceção dos meses de janeiro e fevereiro, em que o modelo subestimou as energias afluentes observadas (Figura 28a), as ENAs previstas para o período de março a dezembro ficaram bem acima do que foi observado no ano de 2012, condizendo com as informações extraídas das rodadas do SPI tanto em escala mensal quanto semestral.

A seca que atingiu o Nordeste no início do ano foi considerada como a mais forte dos últimos 30 anos. A região mais afetada foi o semiárido nordestino, principalmente no estado da Bahia. A grande seca de 2012-2016, foi considerada a maior seca, tanto em magnitude quanto em duração, das últimas três décadas ([GETIRANA, 2016](#); [BRITO et al., 2017](#); [MARENGO, et al., 2017a, 2017b](#)).

O comportamento distinto observado nos valores previstos para os dois primeiros meses do ano (subestimativa) em relação aos demais (março a dezembro) pode ser explicado em função da atuação da ZCAS, um importante sistema meteorológico produtor de chuva na BHSF e com influência marcante na UHE de Três Marias situada no Alto São Francisco. As vazões excederam os correspondentes valores da MLT. A atuação desse sistema propiciou a elevação da ENA no Nordeste. Uma intensa atuação do fenômeno ZCAS faz com que o subsistema Nordeste eleve sua ENA. Um efeito importante e provável desse resultado é a comercialização da energia a um preço menor. No entanto, caso essa atuação seja de fraca intensidade, e como influencia todo o SIN (sistema integrado nacional), pode levar a alterações na comercialização de energia com tarifas mais altas.

Na evolução temporal da energia armazenada EAR apresentada na Figura 36b, verifica-se que o modelo conseguiu reproduzir resultados aceitáveis, indicando uma diferença menor entre os valores previstos e observados. Neste caso, a explicação pode estar associada as chuvas ocorridas no período chuvoso do ano de 2011 (Tabela 4). O modelo é mais sensível a essa condição, predizendo melhor os parâmetros considerados, assim contribuindo de forma positiva para manter os níveis dos reservatórios elevados. É importante ressaltar que a gestão dos recursos hídricos, depende de vários fatores além da chuva, porém, em grandes períodos de estiagem, o maior desafio é definir estratégias para o uso da água uma vez que

além do consumo natural de energia, a água acumulada nos reservatórios evapora ou é absorvida pelo solo em direção ao lençol freático.

A ENA atingiu cerca de 18.000 GWmédio no mês de janeiro, e esse resultado aparentemente contraditório, é consequência da atuação da ZCAS (desvio positivo em Minas Gerais) e consequentemente do aumento das vazões a jusante da UHE de Três Marias.

Segundo dados do NOAA, as condições climáticas indicavam ocorrências de índices pluviométricos abaixo da média no decorrer do ano, e esse cenário se configurou devido a manutenção dos padrões atmosféricos que já vinham ocorrendo desde o início do ano de 2012. No mês de dezembro, ocorreu alguns indícios de mudanças climáticas, considerando que nessa época o Atlântico na costa do Pará, Maranhão, Piauí e Ceará era para estar mais quente. Um fato importante a ser notado é que neste mês, as águas do Atlântico na costa desses estados oscilaram entre resfriamento e aquecimento, oscilando entre 0,5°C e 1°C acima da média. Essa condição tende a impactar negativamente as condições de regularidades para chuvas na região.

Os índices de precipitação observados no período de 2012 a 2016 resultaram de fatores diversos, tais como: a migração para o norte da ZCIT e em seguida pela atuação do fenômeno El Niño. [Gloor et al., \(2013\)](#) sugeriram que os SST tropicais mais quentes do que a média do Atlântico Norte bloqueiam na ZCIT mais ao norte do que o habitual, com a mudança levando a menos precipitação geral em toda a bacia. Em outro estudo, [Gloor et al., \(2015\)](#) sugeriram que as tendências observadas no Atlântico tropical aumentaram a frequência de inundações extremas e condições mais secas do que o habitual na bacia amazônica.

5.3.1.2. NEWAVE 2013

A média de longo termo (MLT) e as energias afluentes (ENA) e armazenadas (EAR) previstas com o deck do NEWAVE de 2012 e realizadas (observadas) para o ano de 2013 são apresentadas na Figura 29.

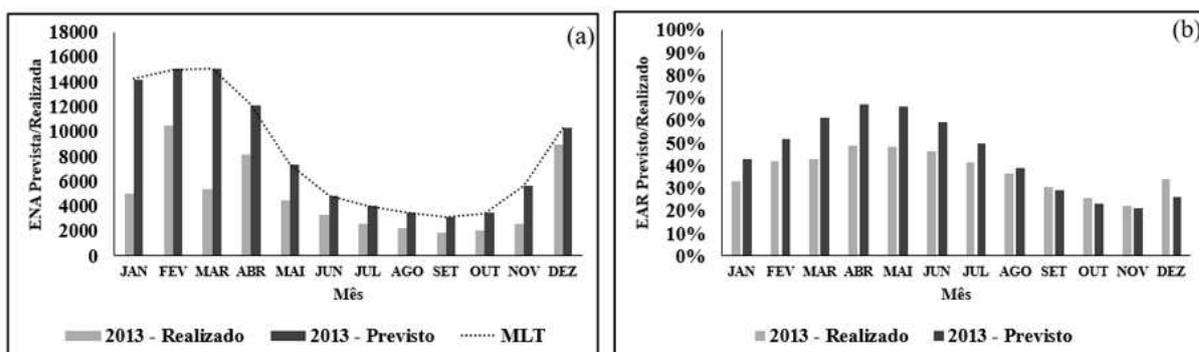


Figura 29: a) Média de Longo Termo (MLT) e Energias Afluentes (ENAs) previstas e realizadas para o ano de 2013; b) Energia Armazenada (EARs) previstas e realizadas para o ano de 2013.

Segundo Vilar et al., (2019) observou-se que o modelo superestimou as energias afluentes observadas de todo o ano. É visível a influência da sazonalidade, mostrando nitidamente uma queda nos valores observados, devido ao período de estiagem. Quanto as energias armazenadas (EAR) previstas e observadas, o modelo superestimou os valores previstos, mas o modelo conseguiu prever com exatidão os meses de setembro, outubro e novembro.

Diferenças resultantes dos valores extremamente altos das ENAs previstos pelo modelo quando comparados com os observados independente do período (úmido/seco) indicam uma forte tendência do modelo de superestimar as energias afluentes, porque além do modelo utilizar a série histórica para projetar os cenários à frente, também usa como referência o ano anterior. Deste modo, foi utilizado o ano de 2011, ano chuvoso, com o maior peso para projetar os cenários futuros superestimados.

5.3.1.3. NEWAVE 2014

A média de longo termo (MLT) e as energias afluentes (ENA) e armazenadas (EAR) previstas com o deck do NEWAVE de 2012 e realizadas (observadas) para o ano de 2014 são apresentadas na Figura 30.

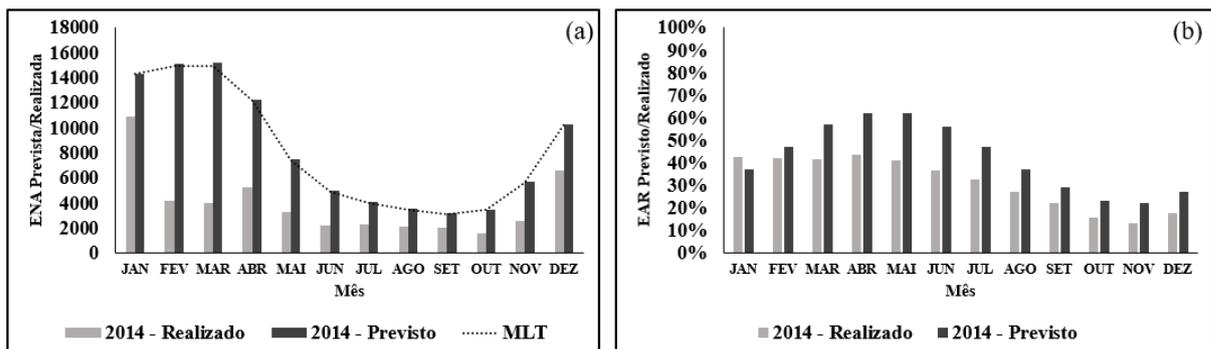


Figura 30: a) Média de Longo Termo (MLT) e Energias Afluentes (ENAs) previstas e realizadas para o ano de 2014; b) Energia Armazenada (EARs) previstas e realizadas para o ano de 2014.

De acordo com Vilar et al., (2019) observou-se que o modelo superestimou os valores previstos de energias afluentes, principalmente os meses fevereiro, março e abril, ficando

bem acima dos valores observados (realizado). Quanto as energias armazenadas previstas e observadas, o modelo subestimou apenas em janeiro e a partir de fevereiro previu valores bastante diferentes do observado (realizado).

É possível que em decorrência da estiagem prolongada na região, as limitações típicas dos modelos auto-regressivos se tornem mais evidentes. A contribuição das afluições provenientes da UHE de Três Marias não foi suficiente para manter o nível do reservatório de Sobradinho. A região vivenciou um período crítico de escassez, gerando problemas em diversas áreas, da sociedade.

5.3.1.4. NEWAVE 2015

A média de longo termo (MLT) e as energias afluentes (ENA) e armazenadas (EAR) previstas com o deck do NEWAVE de 2012 e realizadas (observadas) para o ano de 2015 são apresentadas na Figura 31.

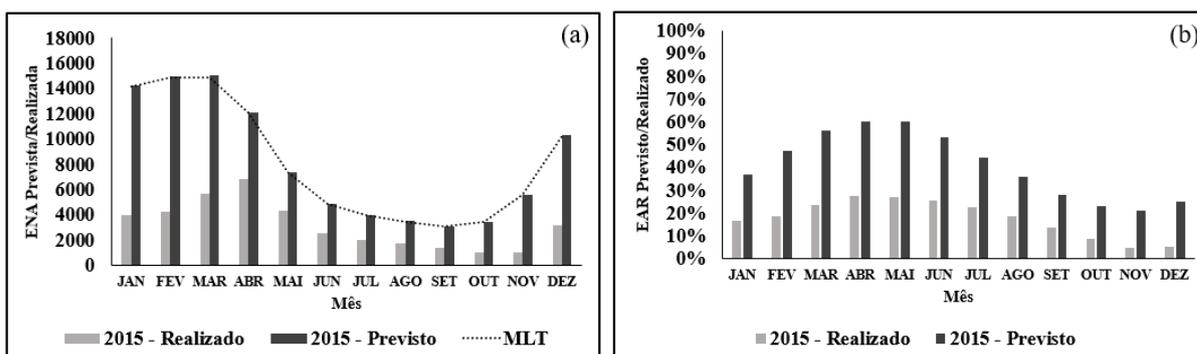


Figura 31: a) Média de Longo Termo (MLT) e Energias Afluentes (ENAs) previstas e realizadas para o ano de 2015; b) Energia Armazenada (EARs) previstas e realizadas para o ano de 2015.

Segundo Vilar et al., (2019) observou-se que o modelo superestimou as energias afluentes previstas de todo o ano. É visível a influência da sazonalidade, mostrando nitidamente uma queda nos valores observados, devido ao período de estiagem. Quanto as energias armazenadas (EAR) previstas e observadas, o modelo superestimou os valores previstos. Como o esvaziamento progressivo dos reservatórios foi constatado ano após ano, tanto os resultados previstos quanto os observados indicam claramente a redução nos valores da EAR.

Notadamente em função do período crítico de estiagem prolongada não houve recuperação dos reservatórios em nenhum momento. Embora o modelo tenha sido hábil em

indicar a tendência de queda nos valores estimados, as diferenças relativamente altas entre os valores previstos e os observados indicam a necessidade de ajustes na metodologia principalmente em situações de estiagens severas.

Segundo [Marengo et al, \(2017\)](#), a seca que afetou o Nordeste de 2012 a 2015 teve intensidade e impacto que não foram vistos em várias décadas, destruindo grandes áreas de cultivo, chegando a afetar centenas de cidades e vilarejos da região, deixando os fazendeiros lutando pela alimentação e água. As projeções futuras do clima mostravam grandes aumentos de temperatura e reduções de chuvas e todas essas condições levavam a um aumento na evaporação de reservatórios e lagos, afetando a irrigação e a agricultura, bem como os principais usos da água, incluindo energia hidrelétrica e indústria, e, portanto, o bem-estar dos moradores.

No período úmido de 2015 (janeiro a abril) são observadas as maiores diferenças entre os valores previstos e observados. Esse resultado indica que episódios de estiagens severas podem diminuir a eficácia do modelo ou contribuir para superestimar os valores das ENAs. Gonçalves (2015) também observou que há incerteza do modelo ao analisar as séries sintéticas para os anos 2013 e 2014 no subsistema Nordeste e chegou à conclusão de que ele tende a superestimar os valores de ENA, provocando um grande descolamento da realidade.

No período 2015 e 2016, a região esteve sob a influência do fenômeno El Niño. Os principais efeitos no Brasil são o aumento anormal das temperaturas e chuvas no Sul, Sudeste e secas severas no Nordeste. De acordo com a NASA (Agência Espacial Americana), o fenômeno El Niño 2015-2016 pôde ser comparado aos episódios de forte intensidade que ocorreram em 1982-1983 e 1997-1998, tidos até então como os de maior impacto no século passado. Isso se confirmou com efeitos marcantes em dezembro de 2015. O reservatório de Sobradinho atingiu níveis bastante baixos, prestes a atingir volume morto.

5.3.1.5. NEWAVE 2016

A média de longo termo (MLT) e as energias afluentes (ENA) e armazenadas (EAR) previstas com o deck do NEWAVE de 2012 e realizadas (observadas) para o ano de 2016 são apresentadas na Figura 32.

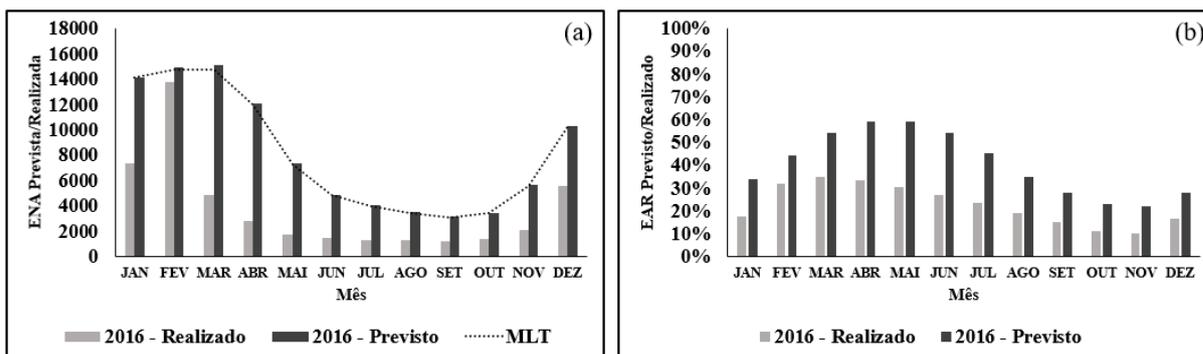


Figura 32: a) Média de Longo Termo (MLT) e Energias Afluentes (ENAs) previstas e realizadas para o ano de 2016; b) Energia Armazenada (EARs) previstas e realizadas para o ano de 2016.

A influência da sazonalidade é visível em todos os casos analisados (2013, 2014, 2015 e 2016) mostra nitidamente uma queda nos valores observados, em decorrência do período de estiagem. Em 2016 apresentou uma breve recuperação, mas logo em seguida os níveis voltaram a diminuir. O fenômeno ENOS (El Niño-Oscilação Sul) tem impactos diretos na quantidade e distribuição de chuvas no Brasil e em muitas ocasiões com reflexos acentuados nos recursos hídricos (MENDONÇA; OLIVEIRA, 2011; IAPAR, 2015; INPE/CPTEC, 2016). Em síntese, observa-se uma tendência de superestimava pelo modelo. A diferença entre os valores previstos e observados é mais expressiva nos anos de 2015 e 2016.

5.3.2 Período 2019-2021

Os resultados das projeções (simulações numéricas) feitas com o Newwave apresentados na seção anterior foram obtidos utilizando parâmetros e normas definidos pelo ONS (operador nacional do Sistema). As análises apresentadas nesta seção têm como finalidade avaliar o impacto de variações na ENA (percentual da MLT) incluindo um cenário crítico de restrições na região Nordeste. O valor base da MLT é o valor de 100% da MLT e consiste no valor médio de ENA neste período. Para atingir o objetivo, foram realizados três experimentos numéricos (testes de sensibilidade).

A seguir serão apresentados os resultados dos 3 testes sensibilidades, realizados a fim de entender melhor como funciona o Nordeste quando são feitas variações dentro do deck do Newwave. O ONS calcula a ENA a partir de uma série histórica de vazões, e divulga as informações tanto em MW médios, quanto em porcentagem da Média de Longo Termo (MLT). A MLT é a média de energia natural afluyente ligada ao índice de chuvas que regularizam as vazões dos rios e alimentam os reservatórios das usinas em uma série

histórica com dados desde 1931. O valor base da MLT é o valor de 100% da MLT e consiste no valor médio de ENA neste período. A série histórica de medições da ENA mostram quais anos foram marcados por baixa geração hídrica devido à escassez de chuvas.

5.3.2.1 Simulação do Cenário 1

- **Ano 2019**

No teste de Sensibilidade 1 foram consideradas ENAs em % da MLT da série 1931-2017 para o subsistema Nordeste (60%, 80%, 100%, 120% e 140%) e fixado em 100% da MLT (Média de Longo Termo) nos demais subsistemas. Para isso, no arquivo eafpast.dat (arquivo com a Tendência Hidrológica por Subsistema) foi utilizado o ano de 2018. A evolução temporal da ENA e EAR previstas para o ano de 2019 é apresentada na Figura 33.

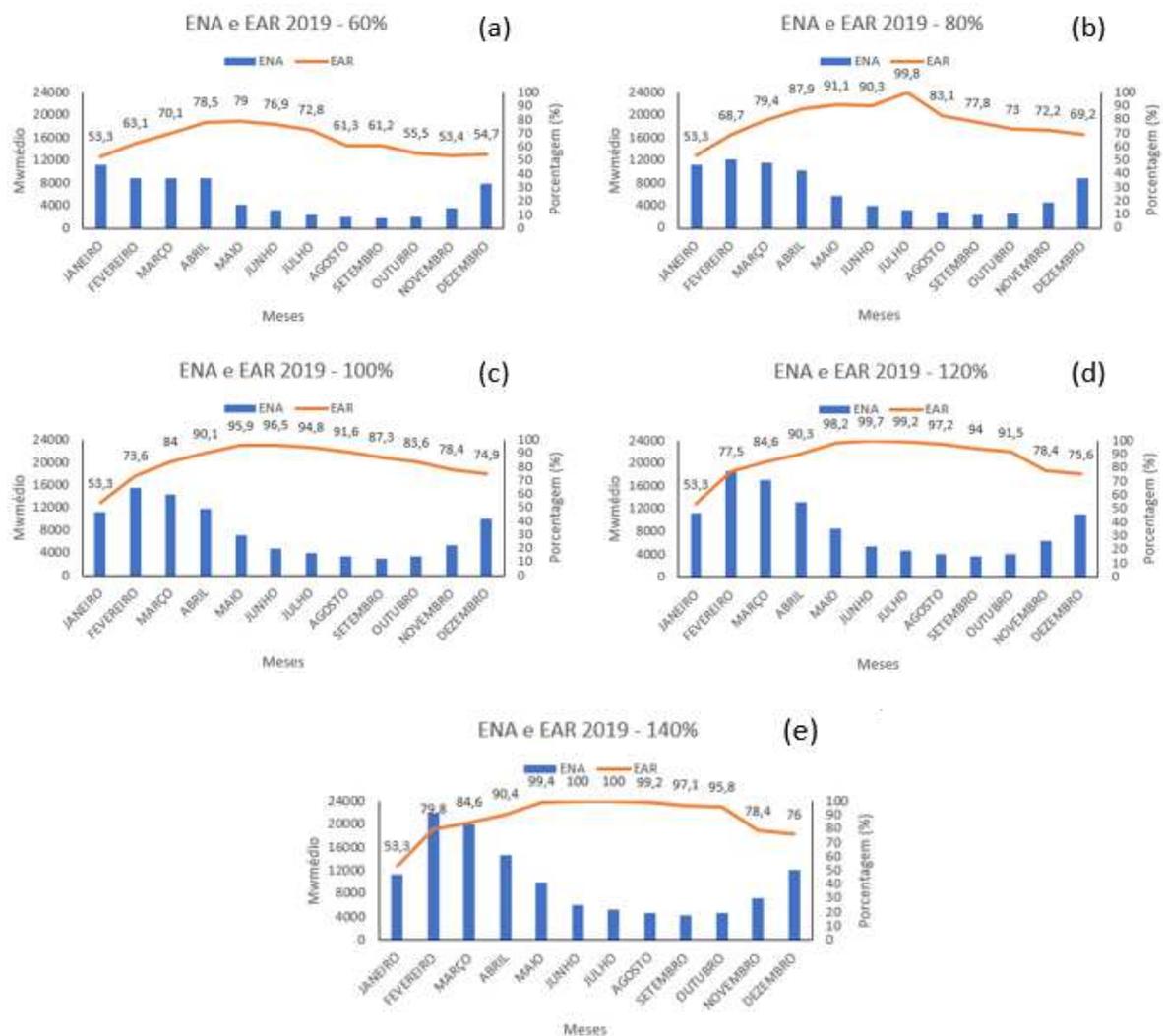


Figura 33: Energia Natural Afluente (ENA) e Energia Armazenada (EAR) para o ano de 2019 referente ao Teste de Sensibilidade 1 para o Subsistema Nordeste. (a) 60%; (b) 80%; (c) 100%; (d) 120%; (e) 140% da MLT.

É possível observar que para valores de 60% a 140% da ENA, (Figuras 33a a 33e) os valores projetados variaram entre 4000GWmédio e 24000GWmédio até o mês de abril. Essa mudança é nitidamente sensível aos valores utilizados (%MLT). No entanto, a relação é mais visível nos meses de fevereiro e março. Observa-se, também, uma redução significativa no período de maio a outubro. Claramente os valores voltam a aumentar a partir de novembro. Esse comportamento é condizente com a sazonalidade (períodos seco e chuvoso). Esse padrão de comportamento ocorre em todos os casos analisados (60, 80, 100, 120 e 140% da MLT).

A curva de armazenamento (EAR) indica um padrão de comportamento inverso, ou seja, as maiores porcentagens se concentraram nos meses de período seco. Isso acontece também em função do planejamento e método de operação pelo ONS. Uma ilustração das interligações entre os subsistemas é apresentada na a Figura 34. O recebimento de energia pelo subsistema Nordeste é sazonalizado, são prioridades definidas antecipadamente, cuja variável mais importante e impactada é a EAR. Essa projeção com armazenamentos do subsistema Nordeste elevados, faz com que ele obtenha um ciclo de exportação meses à frente.

No primeiro semestre, o modelo importa inicialmente do subsistema Norte, antes de importar do Nordeste, já que o Norte é importador prioritário nesse período, onde as precipitações estão mais intensas, inclusive na região do posto de Tucuruí, que costuma verter nesse período até meados de junho. No segundo semestre, o Nordeste torna-se exportador prioritário devido a atuação das eólicas entre os meses de pico variando entre agosto e outubro.

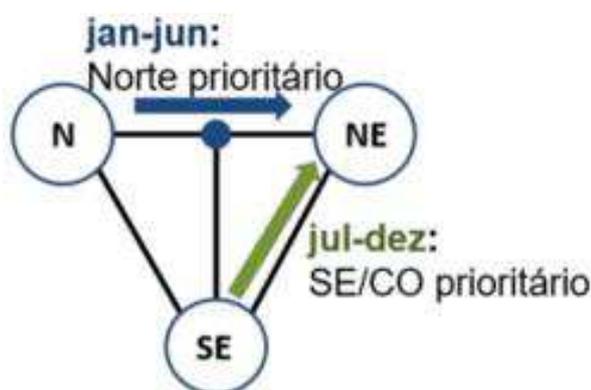


Figura 34: Recebimento de energia através de intercâmbio pelo Nordeste sazonalizado.

Fonte: ONS (PMO Jan/19).

Nessa simulação (Teste de Sensibilidade 1), todos os outros subsistemas estão em “situação ótima”, ou seja, as ENAs são fixadas em 100% da MLT, fazendo com que a curva da EAR se mantenha alta em todo o horizonte.

Com isso, o comportamento do Intercâmbio, para o primeiro semestre tende a ser importador de energia, mantendo esse padrão entre 60%, 80% e 100% (Figura 35a, 35b e 35c), atingindo quase que seu limite total de importação (~4800MW médio) nos meses de janeiro, fevereiro e março. É possível verificar nas Figura 35d e 35e, que houve exportação nos meses de março e abril.

Todos os subsistemas têm um limite de exportação e quando esse limite é atingido, outro subsistema torna-se exportador, essa pode ter sido uma explicação para esses meses serem exportadores. Possivelmente trata-se de um cenário em que o Norte, que é prioritário no primeiro semestre, atinge o seu limite de exportação, e então o subsistema Nordeste a partir 120 e 140% da MLT torna-se exportador de energia.

Nota-se que partir do segundo semestre, o Nordeste já foi exportador de energia com 60% da MLT (Figura 35a), mas observa-se que a exportação foi pouca. Uma razão para isso é que, embora seja o período de funcionamento das eólicas, os outros subsistemas estão todos fixados em 100%, não necessitando, portanto, de importar.

É importante ressaltar que a vazão para nesta análise foi reduzida para 800 m³/s em Sobradinho e Itaparica, e 150m³/s em Três Marias, vazão essa definida pelo ONS no PMO de janeiro de 2019. Com isso a importação de energia fica ainda mais limitada, mudando apenas quando há geração de energia por meio das eólicas.

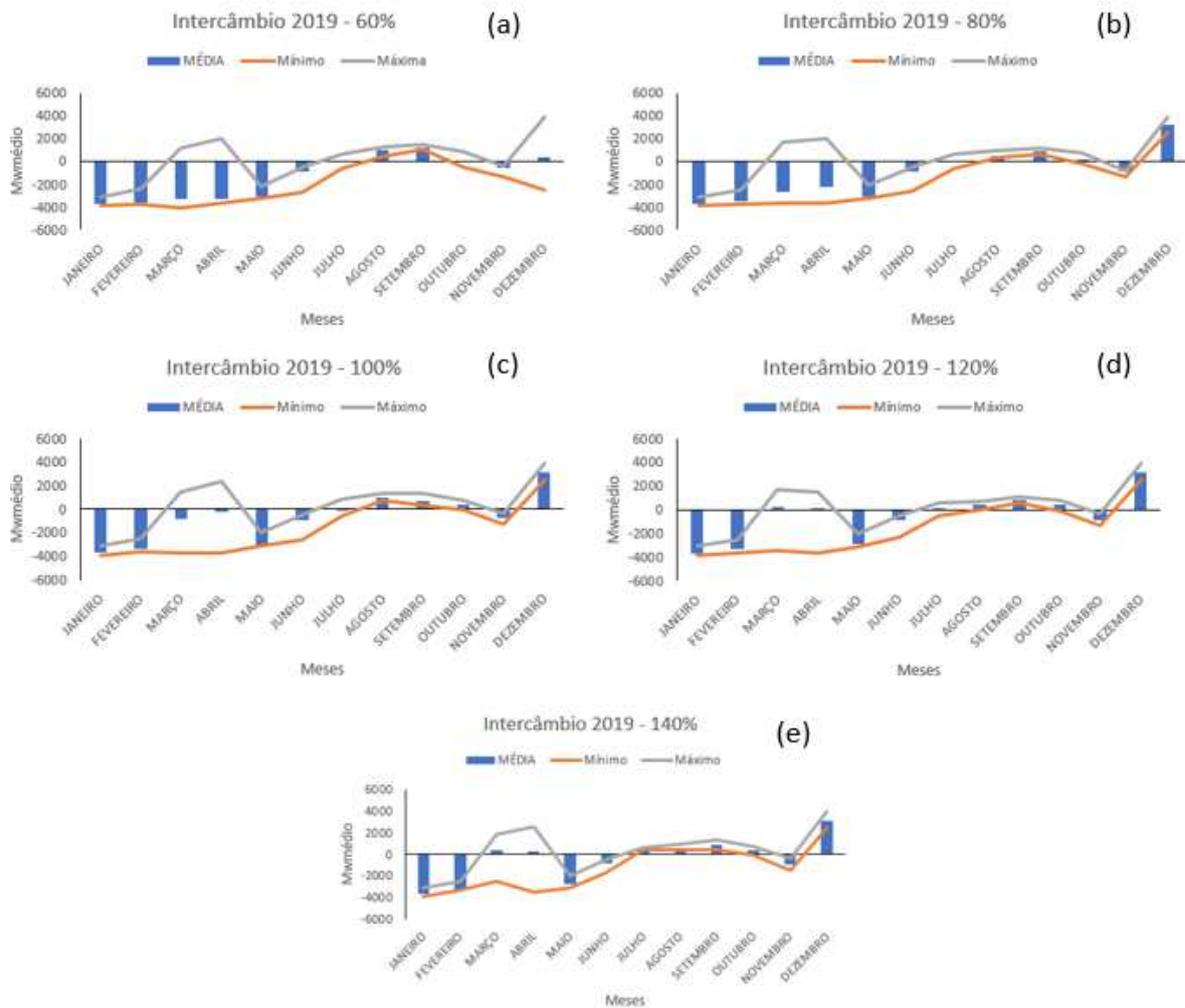


Figura 35: Intercâmbio de Energia referente ao ano de 2019 para (a) 60%; (b) 80%, (c) 100%, (d) 120%; (e) 140% da MLT.

- **Ano 2020 e 2021**

A Figura 36 apresenta as ENAs e os armazenamentos (EARs) referentes aos anos 2020 e 2021 para as porcentagens definidas anteriormente.

Observa-se que o padrão se mantém, com ENAs elevadas no período chuvoso (novembro a abril) e valores menores (maio a outubro) no período seco, e que os armazenamentos seguem o padrão inverso, ou seja, mais elevados no período seco e menos elevados no período chuvoso. Os valores mais baixos das energias projetadas quando comparados aos obtidos no experimento anterior é devido ao ano usado no arquivo EAFPATS.DAT, que agora é o ano de 2019.

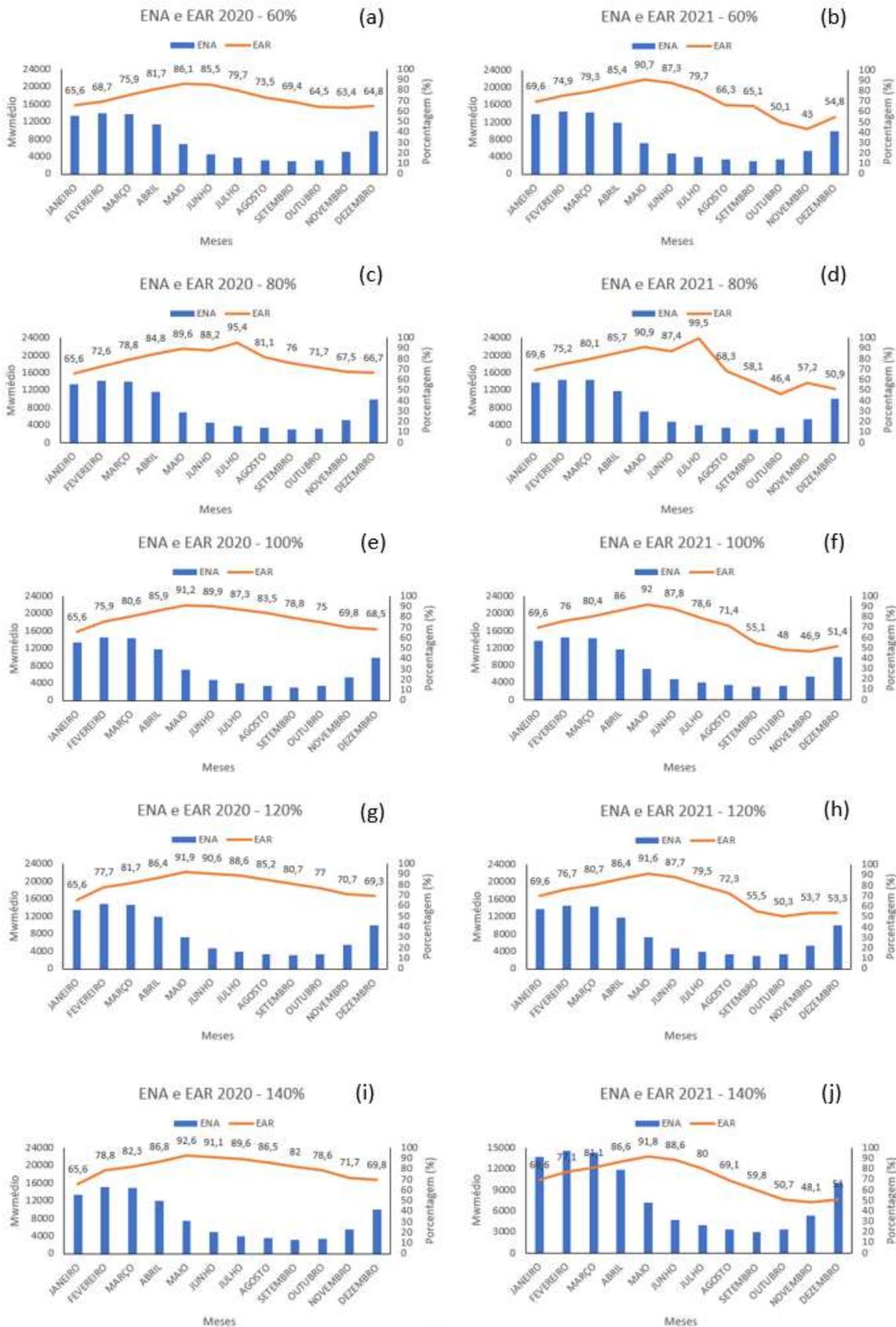


Figura 36: Energia Natural Afluyente (ENA) e Energia Armazenada (EAR) para os anos 2020 e 2021 referente ao Teste de Sensibilidade 1 para o Subsistema Nordeste. (a) 2020 -

60%; (b) 2021 – 60%; (c) 2020 - 80%; (d) 2021 - 80%; (e) 2020 – 100%; (f) 2021 – 100%; (g) 2020 – 120%; (h) 2021 – 120%; (i) 2020 – 140%; (j) 2021 – 140% da MLT.

De acordo com a Figura 37 (a, c, e, g, i), o padrão de intercâmbio para o ano de 2020 indica que o Nordeste tornou-se exportador no período de maior funcionamento das eólicas (julho a outubro). Os pequenos valores na projeção de exportação ocorrem pelo fato de que os outros subsistemas foram fixados em 100%, limitando sua exportação.

Nos meses de janeiro e fevereiro, observa-se que o Nordeste foi exportador de energia. Uma explicação para isso seria fato de o Norte ter atingido o seu limite de transmissão, necessitando assim de intercâmbio de energia. O mês de maio foi o mais importador nesse teste de sensibilidade.

Ao se observar o comportamento do ano de 2021 ilustrado na Figura 37 (b, d, f, h, j), percebe-se que o padrão de intercâmbio se mantém. No entanto, a exportação ocorre no segundo semestre, principalmente nos meses de julho a outubro. Os valores são maiores quando comparados com os observados nos outros anos.

Analisamos agora um ponto importante, onde incluímos dois anos consecutivos (2019 e 2020), meteorologicamente e hidrológicamente muito bons na série histórica, os níveis de reservatórios atingiram volumes elevados, e acoplado a isso, no segundo semestre, o funcionamento das eólicas favoreceu bastante, permitindo assim que o Nordeste mantivesse uma exportação de energia elevada por todo o período (julho a outubro).

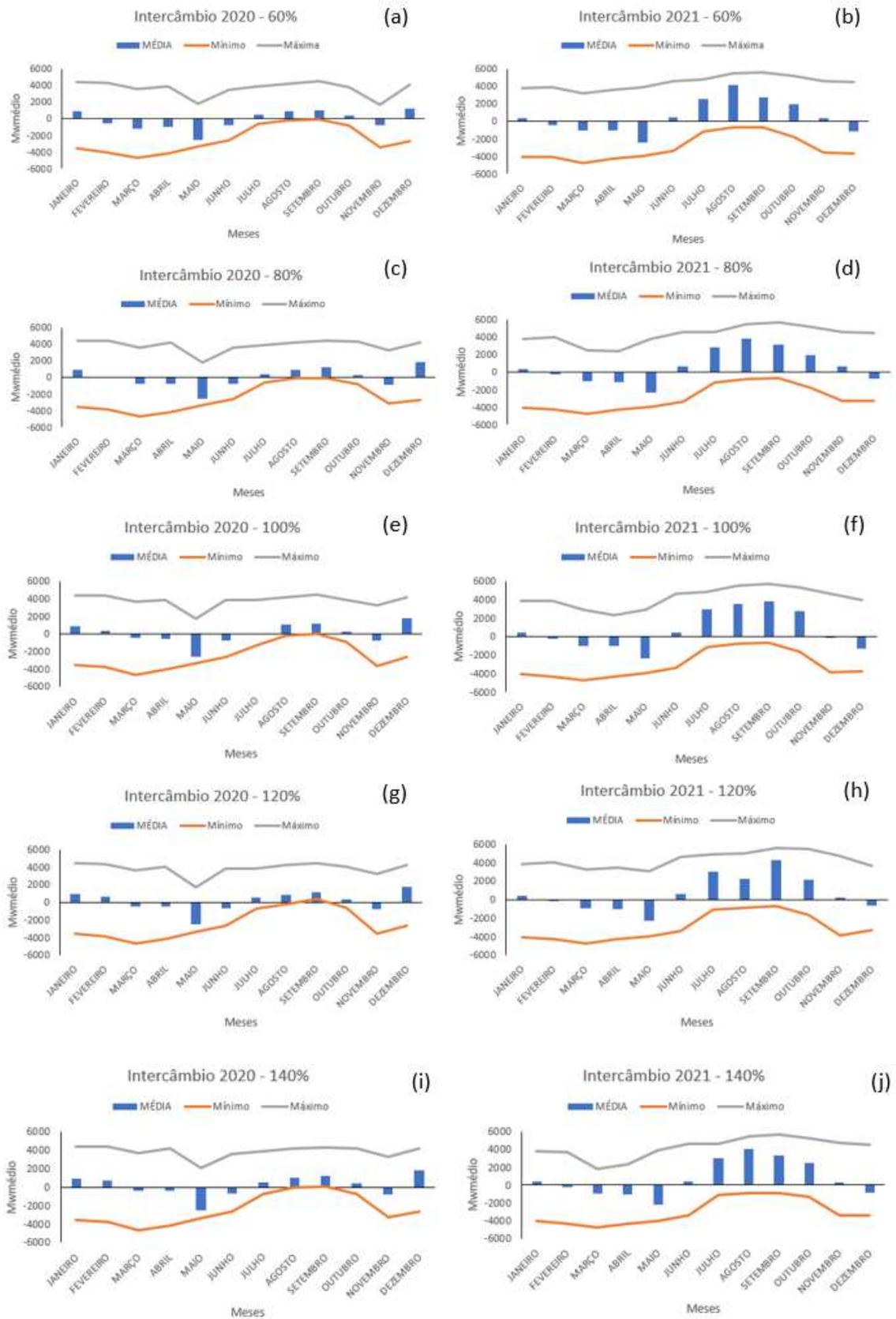


Figura 37: Intercâmbio referente aos anos de 2020 e 2021 para (a) 2020 - 60%; (b) 2021 – 60%; (c) 2020 - 80%; (d) 2021 - 80%; (e) 2020 – 100%; (f) 2021 – 100%; (g) 2020 – 120%; (h) 2021 – 120%; (i) 2020 – 140%; (j) 2021 – 140% da MLT.

5.3.2.2 Simulação do Cenário 2

- **Ano 2019**

O segundo teste de sensibilidade foi feito usando as variações das MLT's no Nordeste, fixando os demais subsistemas em 100%, porém usando como série histórica, o período de 1994 a 2018. Nesse período, episódios El Niños, favoreceram a ocorrência de chuvas acima da média nos Subsistemas Sul e conseqüentemente no Sudeste, incluindo Minas Gerais onde localiza-se Três Marias (Alto São Francisco). É importante ressaltar que Três Marias faz parte da bacia do São Francisco e contribui para a geração de energia do Nordeste. Tem uma porcentagem muito pequena de contribuição para o Sudeste.

Na Figura 38 são apresentadas a evolução da Energia Natural Afluente (ENA) e da Energia Armazenada (EAR) referente ao ano de 2019 no Subsistema para 60%, 80%, 100%, 120% e 140% da MLT.

Nota-se que para série de **1994-2018**, usada nessa simulação, manteve-se o padrão observado no teste de sensibilidade 1. As ENAs previstas são mais elevadas no período chuvoso (novembro a abril) e menores no período seco (maio a outubro). Uma diferença perceptível é que as ENAs para o período chuvoso se apresentaram bem elevadas. Esse resultado é um indicativo de que modelo além de ser sensível a alteração, produziu um resultado esperado em função de reproduzir os efeitos dos episódios de El Nino.

Como o SIN é interligado, a grande porcentagem de MLT principalmente para o Sudeste favorece diretamente as ENAs do Nordeste. Sempre que Três Marias recebe uma boa quantidade de ENA, e percentual de contribuição é baixo para o Sudeste, a grande elevação no primeiro semestre é explicada pelos grandes volumes projetados para Três Marias.

Como é natural que as ENAS do Nordeste reduzam no período seco, o modelo respondeu coerentemente. Foi preciso despachar as hidrelétricas no período chuvoso, o que representa uma decisão correta, para que no período seco, pudesse continuar despachando por hidrelétricas, pelo fato de ter conseguido atingir volumes de armazenamentos (EARs) elevados, ou seja, nesse caso não foi preciso despachar por térmicas.

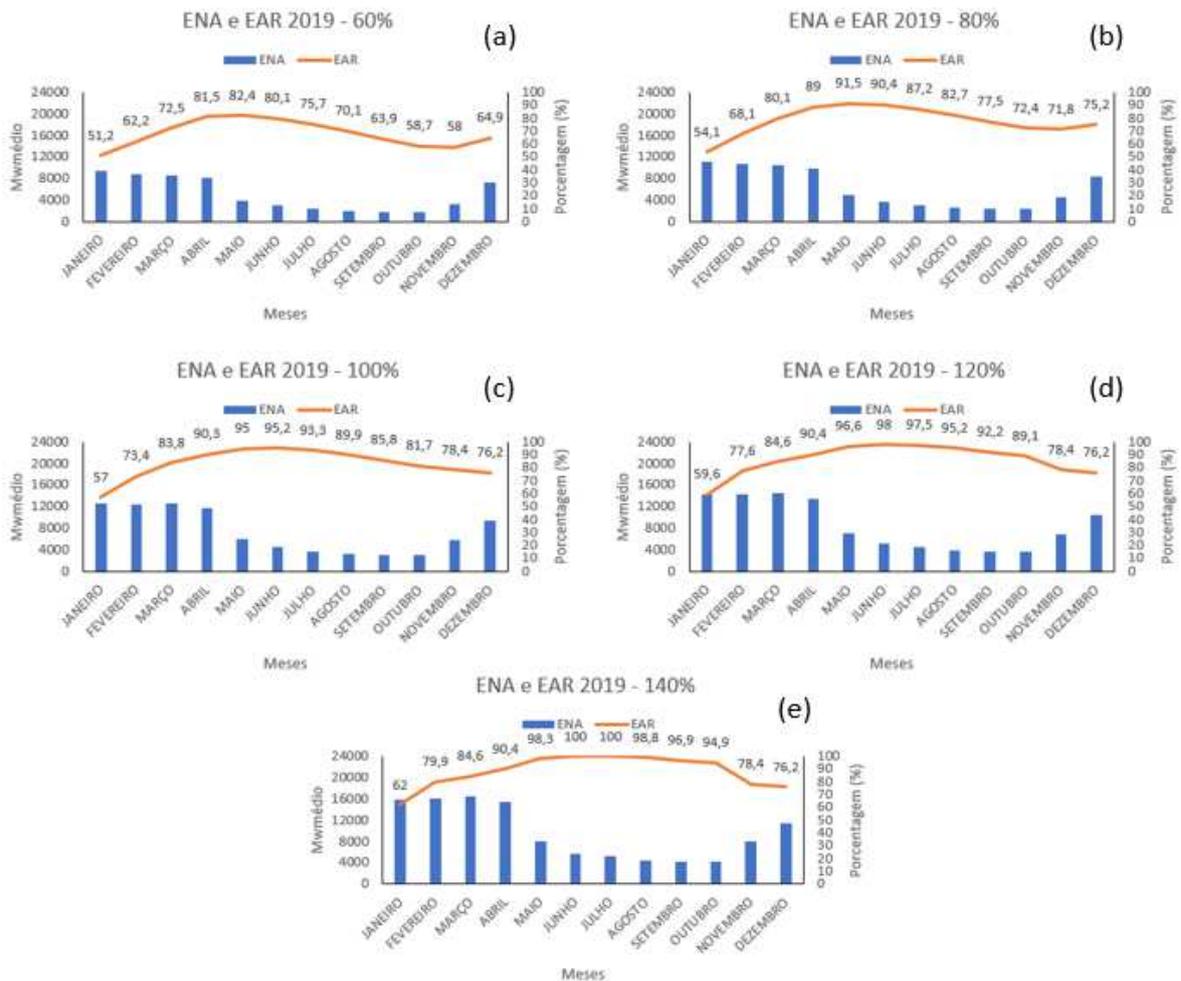


Figura 38: Energia Natural Afluente (ENA) e Energia Armazenada (EAR) para o ano de 2019 referente ao Teste de Sensibilidade 2 para o Subsistema Nordeste. (a) 60%; (b) 80%; (c) 100%; (d) 120%; (e) 140% da MLT.

Podemos observar, que para a MLT de 60%, como pode ser visto na Figura 39a, que o Nordeste precisou importar energia no ano todo (valores negativos). Entre janeiro e março, importou praticamente o valor máximo, que é 4800 Mwmédio. Já para 80% da MLT (Figura 13b) houve exportação nos meses de setembro e outubro devido as eólicas e em dezembro provavelmente devido a algum subsistema ter atingido o limite de transmissão, visto que esse comportamento acontece para todas as outras porcentagens (% MLT) analisadas.

Como mencionado anteriormente, o subsistema Norte é prioritariamente exportador no primeiro semestre o Nordeste importou essa energia. Nota-se, entretanto, que no segundo semestre essa exportação é bastante reduzida como pode ser visto nas Figuras 39b, c, d, e. Uma explicação seria a possibilidade dos outros subsistemas não necessitarem dessa importação.

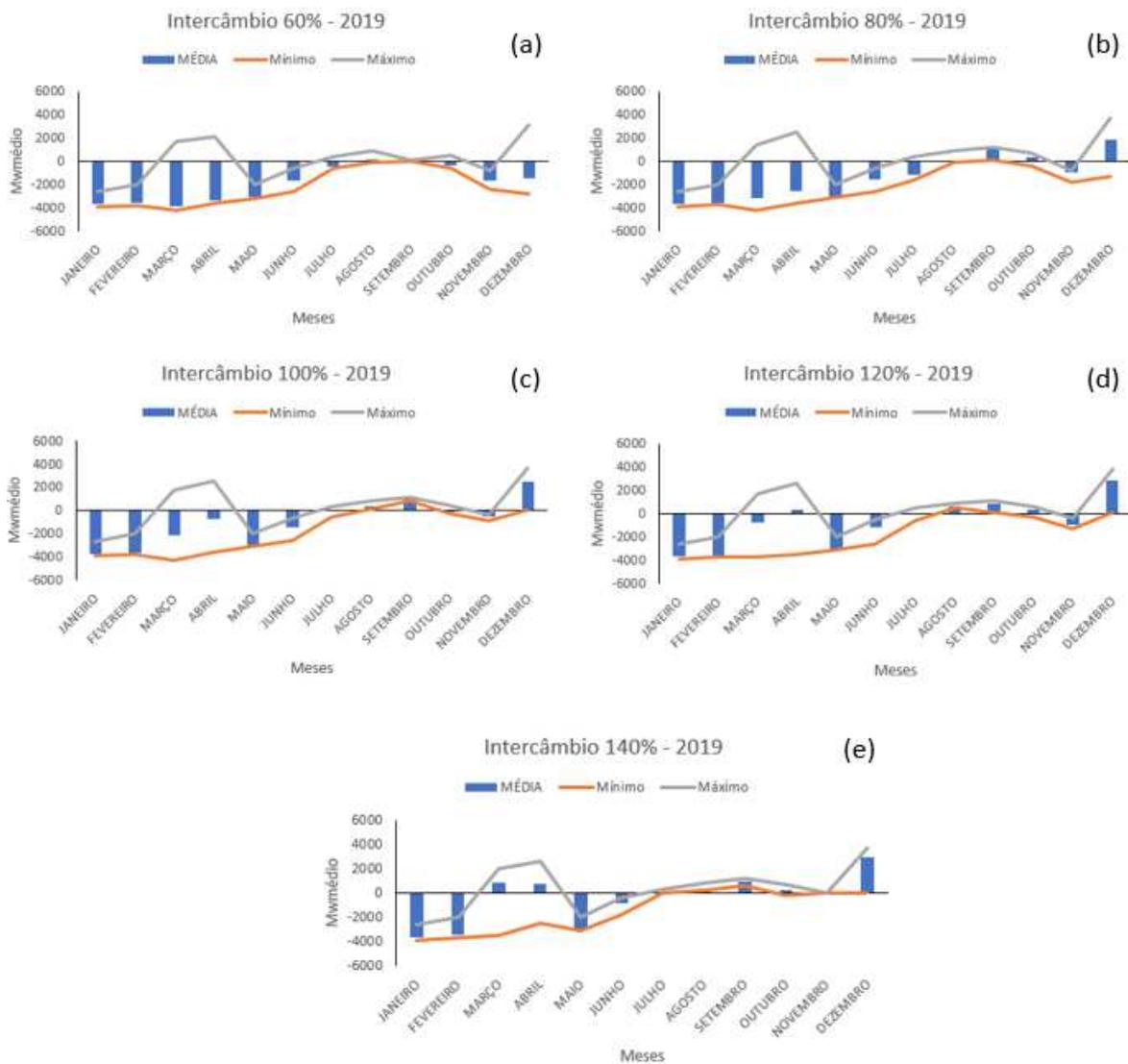


Figura 39: Intercâmbio de Energia referente ao ano de 2019 para (a) 60%; (b) 80%, (c) 100%, (d) 120%; (e) 140% da MLT.

- **Ano 2020 e 2021**

Na Figura 40 são apresentadas as ENAs e os armazenamentos referentes aos anos 2020 e 2021 para as porcentagens definidas anteriormente. Observa-se que em geral, o padrão de comportamento se mantém, com ENAs elevadas no período chuvoso (novembro a abril) e volumes menores no período seco (maio e outubro), e energias armazenadas (EAR) mais elevadas no período seco.

É possível também observar que ao longo do próximo ano, o modelo projeta um armazenamento praticamente flat (curva com pouca variação) para o ano de 2020 a redução a partir de setembro no ano de 2021. Observamos que para esse final da série, o modelo

despachou suas máquinas através das hidrelétricas, diminuindo assim os níveis dos reservatórios.

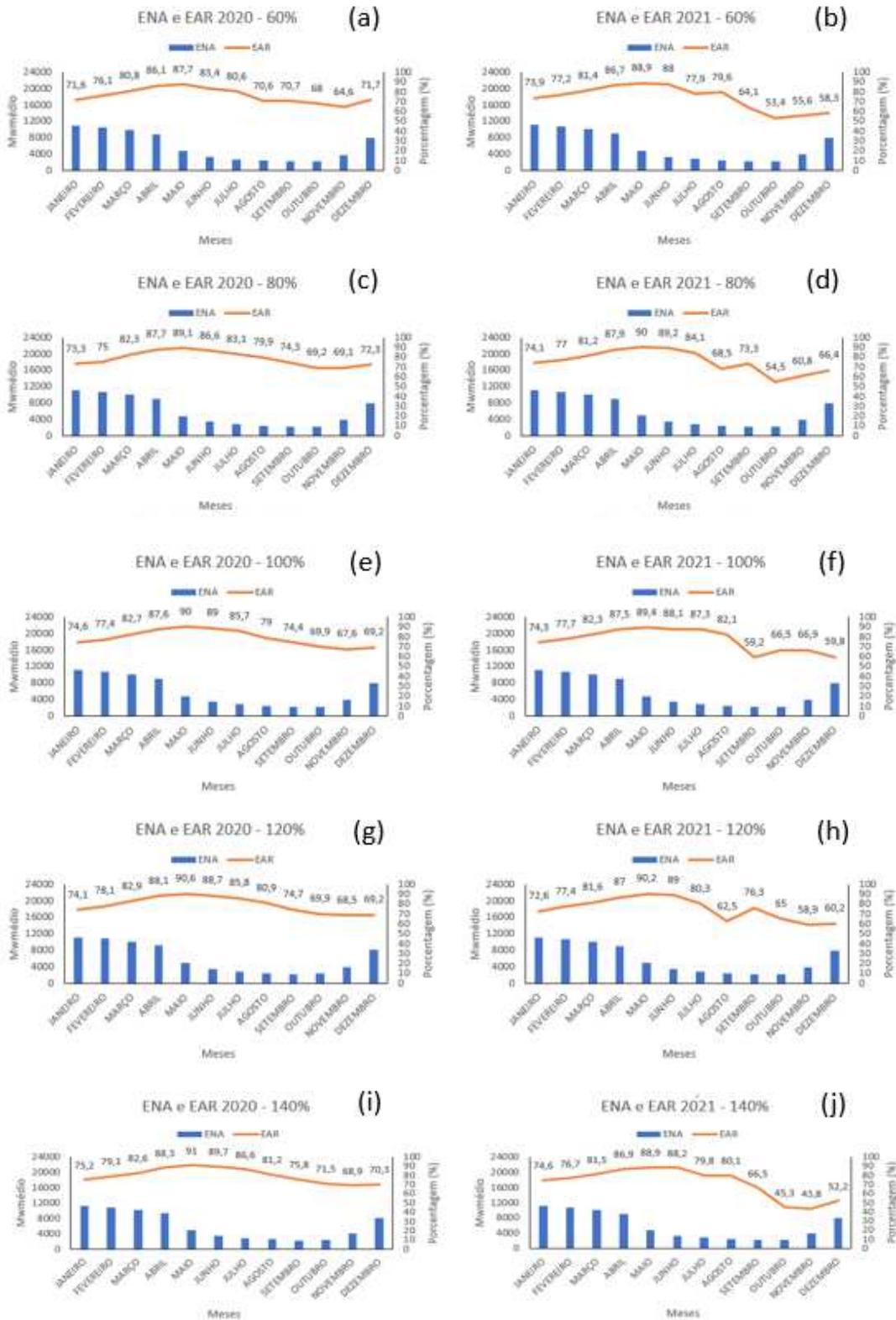


Figura 40: Energia Natural Afluyente (ENA) e Energia Armazenada (EAR) para os anos 2020 e 2021 referente ao Teste de Sensibilidade 2 para o Subsistema Nordeste. (a) 2020 -

60%; (b) 2021 – 60%; (c) 2020 - 80%; (d) 2021 - 80%; (e) 2020 – 100%; (f) 2021 – 100%; (g) 2020 – 120%; (h) 2021 – 120%; (i) 2020 – 140%; (j) 2021 – 140% da MLT.

Os resultados das projeções realizadas com a série **1994-2018** apresentados na Figura 41, mostram que tanto para o ano de 2020 (Figura 41a, c, e, g, i) quanto para 2021 (Figura 41b, d, f, h, j), o Nordeste se manteve importador de energia no primeiro semestre.

Apesar dos efeitos dos efeitos hidrológicos/climatológicos realçados com a utilização da série de 1994 a 2018, conforme discutido anteriormente, pelas características dominantes na operação do modelo, o Norte é majoritariamente exportador de energia no primeiro semestre por causa do vertimento de Tucuruí, sendo prioridade em todos os casos observados. Para o segundo semestre (Figura 41a, c, e, g, i), embora aumente a MLT, o nível de exportação é baixo.

Para o ano de 2021 (Figura 41b, d, f, h, j), o modelo exporta energia no período em que as eólicas estão em pleno funcionamento. É possível observar que quando o Nordeste atinge 140% da MLT (Figura 41j), o mês de agosto é o que apresenta maior exportação de energia. Verifica-se também que o mês de dezembro se apresenta como importador de energia para todos os casos (% MLTs). À medida que aumenta a MLT, o mês de maio é o que mais importa energia.

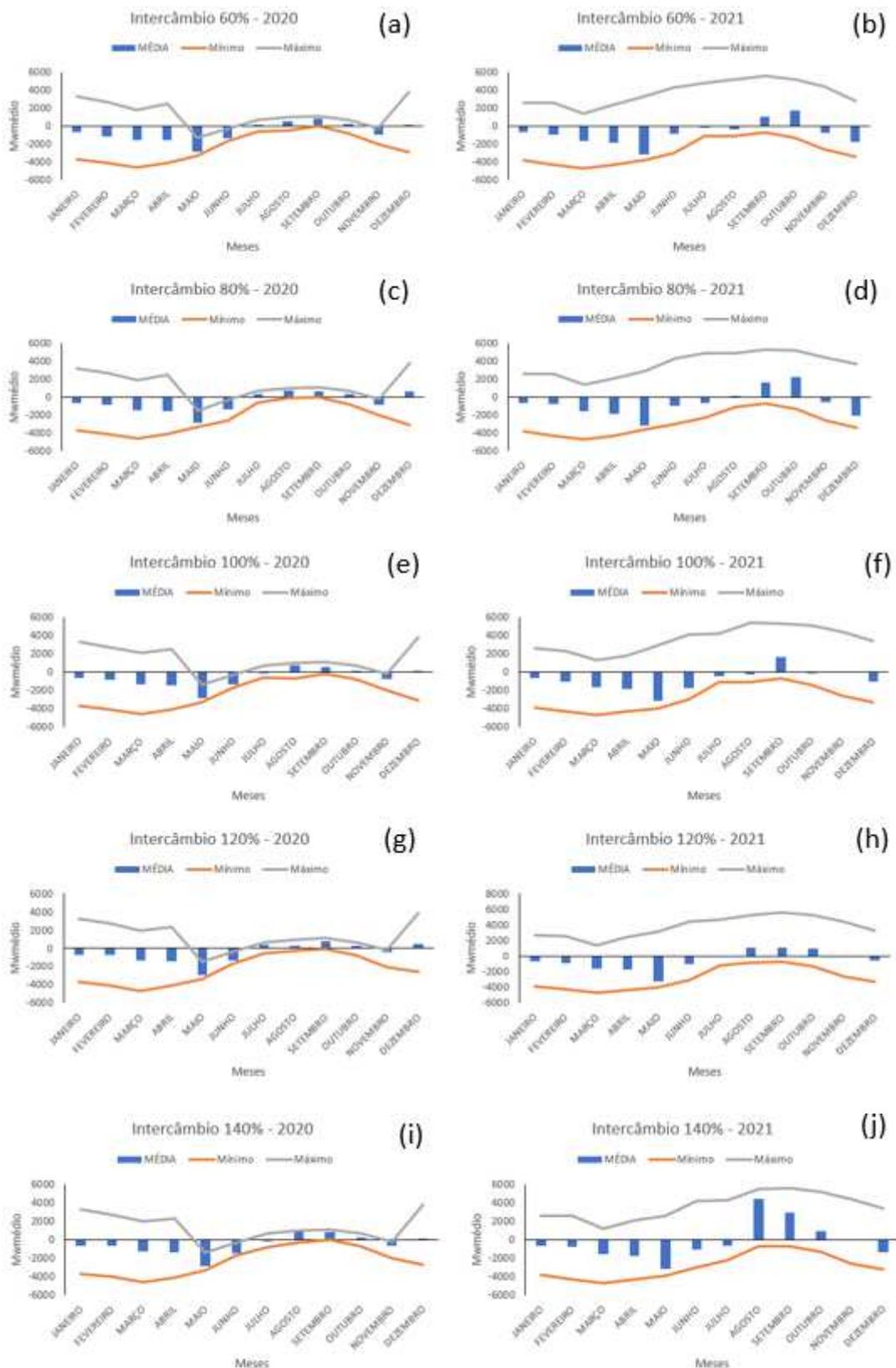


Figura 41: Intercâmbio referente aos anos de 2020 e 2021 para (a) 2020 - 60%; (b) 2021 – 60%; (c) 2020 - 80%; (d) 2021 - 80%; (e) 2020 – 100%; (f) 2021 – 100%; (g) 2020 – 120%; (h) 2021 – 120%; (i) 2020 – 140%; (j) 2021 – 140% da MLT.

5.3.2.3 Simulação do Cenário 3

- **Ano 2019**

O terceiro teste de sensibilidade foi feito usando as variações das MLT's no Nordeste e deixando o Newave projetar as MLT's dos outros subsistemas. Foram feitas mudanças nas defluências de Sobradinho e Itaparica para 1300 m³/s e Três Marias para 500 m³/s.

Na Figura 42 são apresentadas a Energia Natural Afluente (ENA) e a Energia Armazenada (EAR) referente ao ano de 2019 no Subsistema Nordeste para 60%, 80%, 100%, 120% e 140% da MLT. É possível observar ENAs elevadas no período chuvoso (novembro a abril) e mais baixas no período seco (maio a outubro). Quanto ao EAR, observa-se uma curva crescente nos primeiros quatro meses do ano e em seguida um leve decaimento. A queda nos valores da EAR é mais acentuada nos cenários de 60 e 80% da MLT (Figura 42a e 42b).

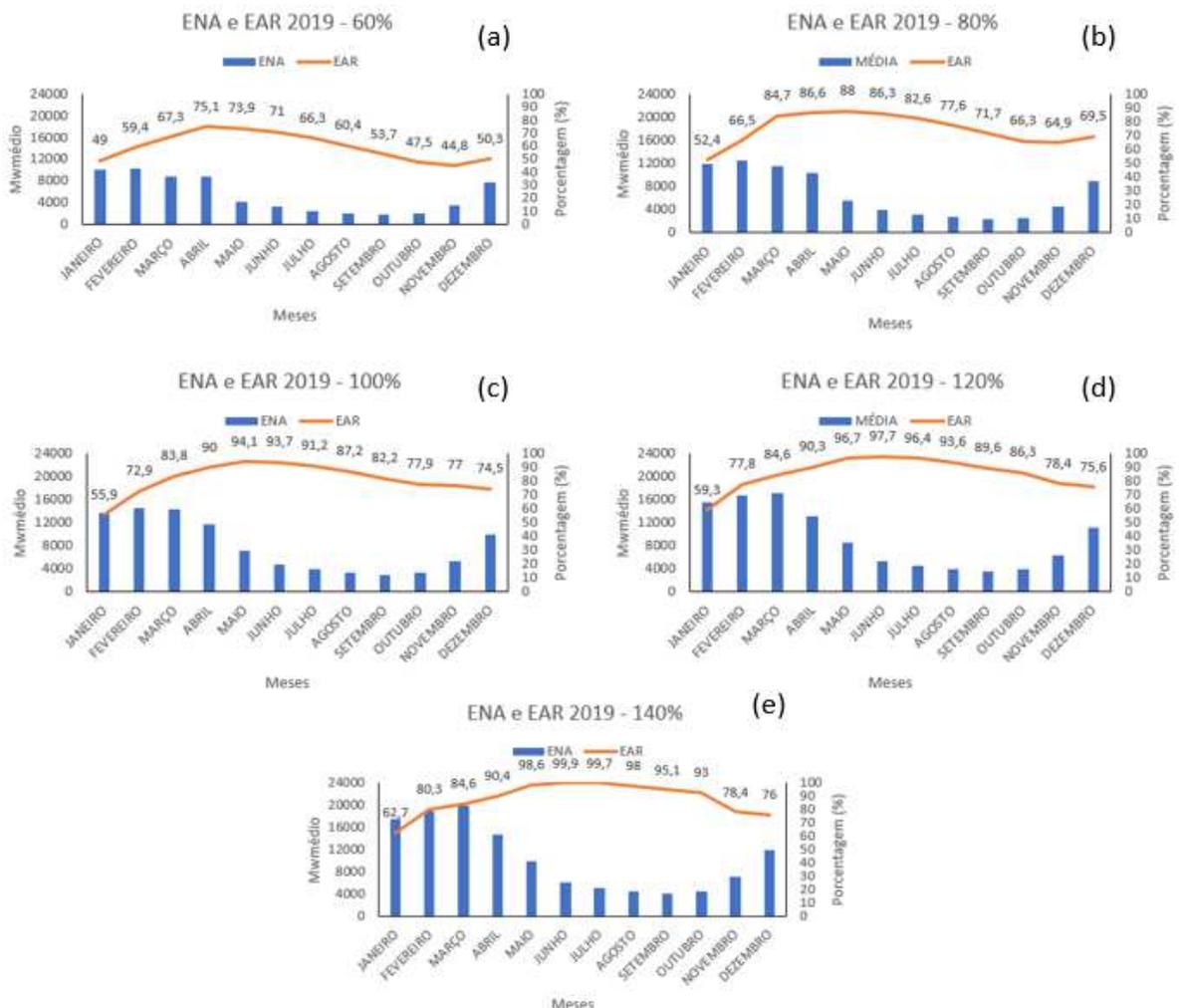


Figura 42: Energia Natural Afluente (ENA) e Energia Armazenada (EAR) para o ano de

2019 referente ao Teste de Sensibilidade 3 para o Subsistema Nordeste. (a) 60%; (b) 80%; (c) 100%; (d) 120%; (e) 140% da MLT.

De acordo com os gráficos apresentados nas Figuras 43a, b, c, d, e, que ilustram o intercâmbio, para essa análise, o Nordeste só se tornou exportador no cenário de 140% da MLT e somente nos meses março, abril e dezembro.

A característica fundamental que diferencia esse teste de sensibilidade dos anteriores é que as vazões dos reservatórios do Nordeste foram fixadas em valores que não ocorrem há bastante tempo (mudança nas vazões) e mesmo assim no primeiro semestre, o Nordeste tornou-se exportador quando atingiu porcentagem máxima. Neste cenário os demais subsistemas as projeções ocorreram conforme os critérios definidos pelo ONS para o Newave. Sendo o Norte prioritariamente importador, independentemente do aumento nas vazões e MLTs atingindo limites nunca registrados no Nordeste até hoje, o subsistema não importa energia no primeiro semestre. No segundo semestre, a exportação projetada foi bem aquém do que consistiu.

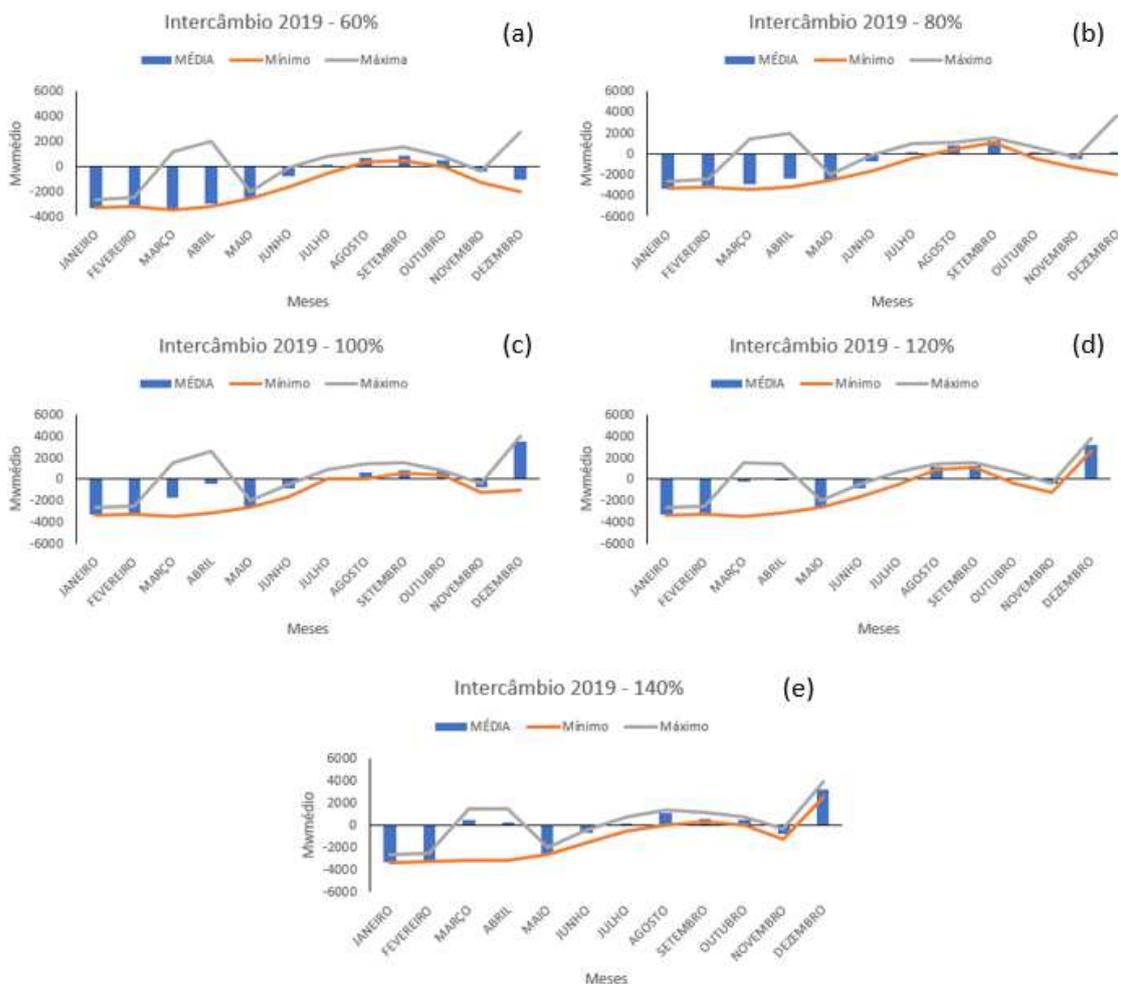


Figura 43: Intercâmbio de Energia referente ao ano de 2019 para (a) 60%; (b) 80%, (c) 100%, (d) 120%; (e) 140% da MLT.

- **Ano 2020 e 2021**

A Figura 44 apresenta as ENAs e os armazenamentos referentes aos anos 2020 e 2021 para as porcentagens definidas anteriormente. Observa-se que o padrão se mantém, com ENAs elevadas no período chuvoso (novembro a abril), volumes menores no período seco (maio a outubro), e os armazenamentos mais elevados no período seco.

É possível observar um padrão com ENAs bem elevadas no primeiro semestre. Como nos dados de entrada o ano de 2019 entrou no histórico da análise, observa-se que já primeiro cenário de 60% da MLT, as ENAs atingem um nível alto, assim como a curva de armazenamento (EARs).

O mesmo acontece para o ano de 2021, quando entrou no histórico mais um ano diferenciado do ponto de vista hidrológico. Ou seja, representa a análise incluindo 2 anos com o Nordeste tendo uma resposta de ENAs e EARs bastante favorável.

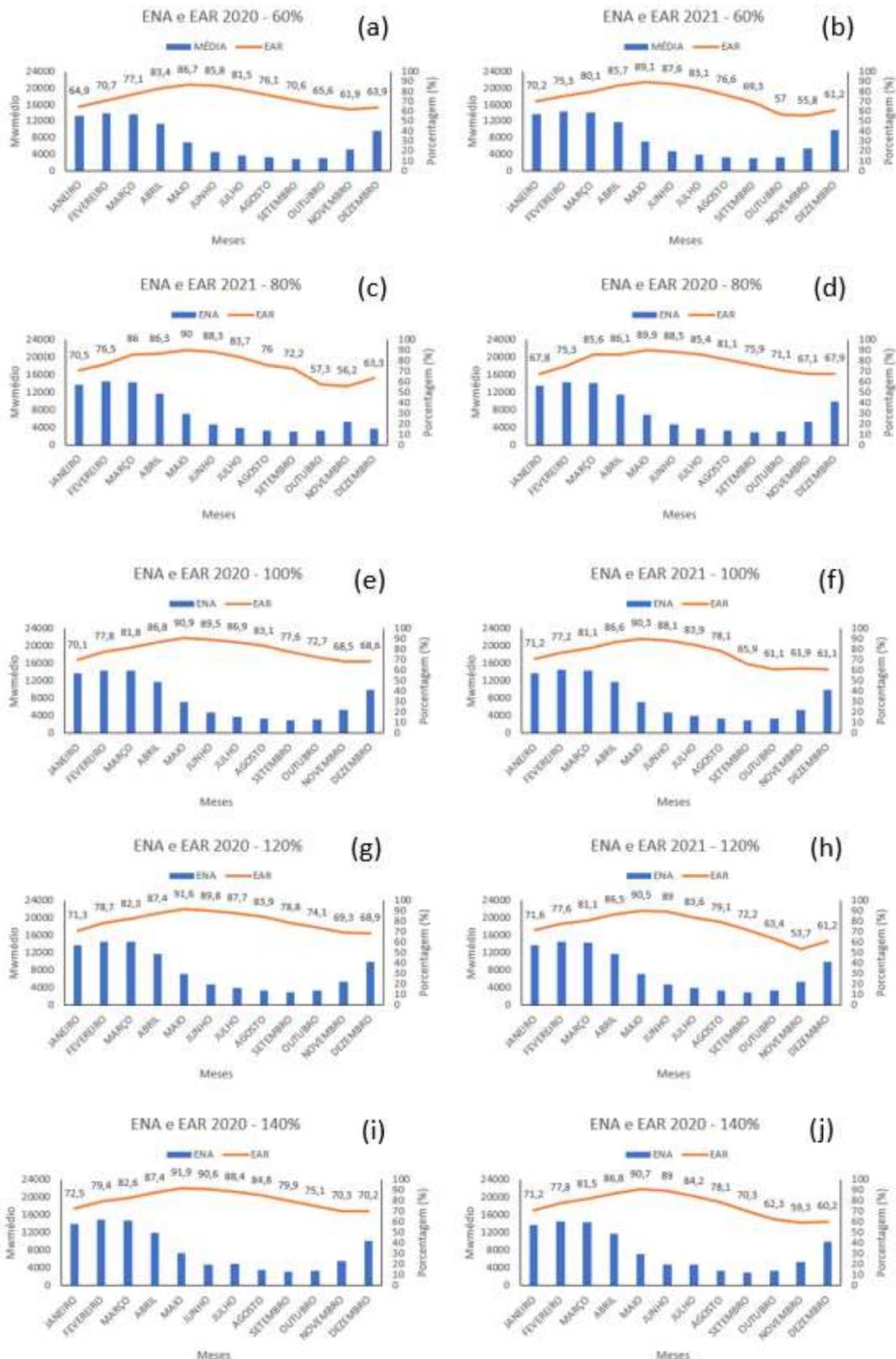


Figura 44: Energia Natural Afluente (ENA) e Energia Armazenada (EAR) para os anos 2020 e 2021 referente ao Teste de Sensibilidade 3 para o Subsistema Nordeste. (a) 2020 - 60%; (b) 2021 - 60%; (c) 2020 - 80%; (d) 2021 - 80%; (e) 2020 - 100%; (f) 2021 - 100%; (g) 2020 - 120%; (h) 2021 - 120%; (i) 2020 - 140%; (j) 2021 - 140% da MLT.

Na Figura 45, nota-se que a defluência aumentada não favoreceu para que o Nordeste se tornasse exportador de energia nos demais meses, sem as eólicas. Os resultados mostram exportação de energia a partir de junho, mantendo o padrão já citado anteriormente, onde o Nordeste é importador prioritário no primeiro semestre e exportador prioritário, devido as eólicas e a resposta dos altos níveis de reservatórios, a partir do segundo semestre.

Em síntese, percebe-se que independente da variação feita no percentual da MLT, mesmo que o reservatório fique em situação ótima, e que a ENA responda de forma bastante positiva, o Nordeste ainda assim necessita de importação de energia para conseguir suprir sua necessidade mensalmente.

Alguns meses como agosto e setembro, o subsistema exporta energia devido ao período de maior funcionalidade das eólicas.

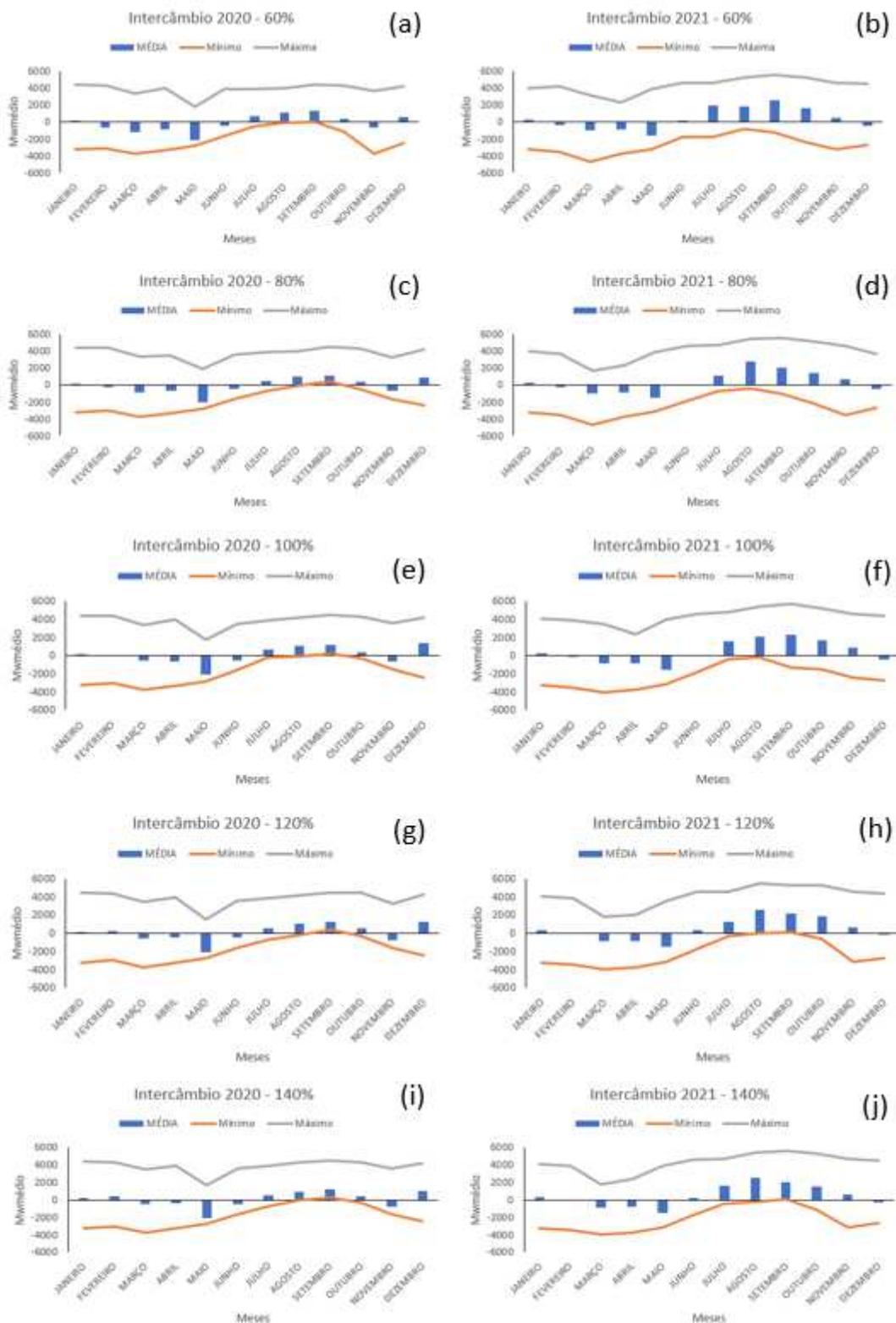


Figura 45: Intercâmbio referente ao ano de 2020 e 2021 para (a) 2020 - 60%; (b) 2021 - 60%; (c) 2020 - 80%; (d) 2021 - 80%; (e) 2020 - 100%; (f) 2021 - 100%; (g) 2020 - 120%; (h) 2021 - 120%; (i) 2020 - 140%; (j) 2021 - 140% da MLT.

5.4 Análise do comportamento das ENAs, EARs e Intercâmbio para o ano de 2019 – Validação do modelo NEWAVE

As análises realizadas nesta seção têm como finalidade principal mostrar numericamente o que consistiu (observou) no ano de 2019 considerando as ENAs, EARs e o Intercâmbio de energia na região Nordeste.

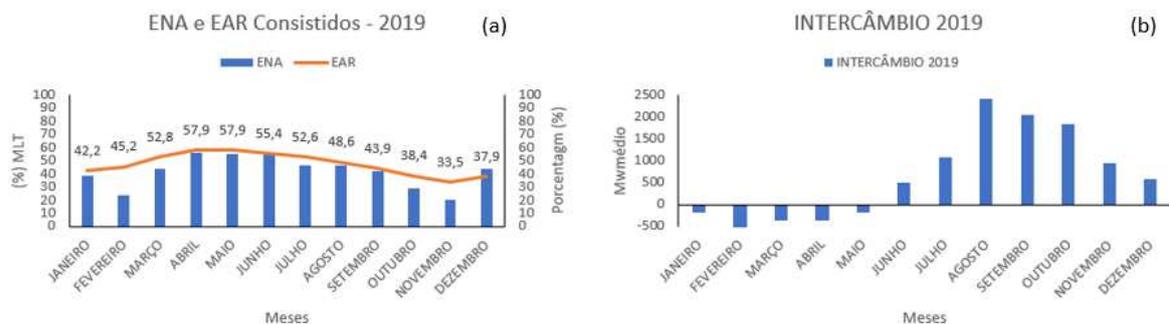


Figura 46: Energia Natural Afluyente (ENA) e Energia Armazenada (EAR) consistidos referente ao ano de 2019 para o Subsistema Nordeste.

Na Figura 46 são apresentados os dados consistidos do ano de 2019 de Energia Natural Afluyente (ENA) e Energia Armazenada (EAR). O que se pode observar é que o SIN para o subsistema Nordeste ficou em torno de 42% de ENA e 47% de EAR, e foi inferior aos testes de sensibilidades feitos.

O mês de agosto, devido a atuação de sistemas de alta pressão, a geração eólica foi favorecida, obtendo recorde de geração, como podemos observar na Figura 46b. Verifica-se em novembro geração e exportação de bastante energia para os outros subsistemas. O mesmo aconteceu no mês de setembro e outubro.

Observamos também que ao longo do ano, o armazenamento dos reservatórios até setembro foi praticamente mantido, tendo três picos consecutivos nos meses de abril, maio e junho. E tendo dois vales nos meses de fevereiro e novembro.

Com a configuração sinótica apresentada no mês de novembro, a geração eólica permaneceu sendo favorecida, mantendo a posição de exportador de energia.

O padrão de Intercâmbio se mantém como o projetado nos Testes de Sensibilidades, ou seja, importador de energia no primeiro semestre, e exportador de energia no segundo semestre, já os padrões de ENAs e EARs, percebe-se que difere muito do projetado. Pode-se chegar à conclusão de que essas variáveis são bastante imprevisíveis, não dependendo apenas da operação, mas também de fatores meteorológicos e hidrológicos.

Para um futuro próximo, ou seja, a partir de 2021, é esperado que o Nordeste seja ainda mais exportador na maior parte do tempo para o período de agosto a dezembro devido as eólicas, com os meses de agosto e setembro com maiores exportações, por causa do peso maior que o modelo DESSEM dá a essa variável. E tem previsão de entrar em operação a partir de 2021.

6. CONCLUSÕES

A análises realizadas neste trabalho permitiram concluir que a aplicação do índice SPI mostrou-se satisfatória como método de detecção de eventos hidrológicos extremos;

O índice na escala mensal (SPI-1) evidenciou a forte relação entre anomalias mensais de precipitação a atuação de sistemas meteorológicos na região. A ZCAS se destaca entre os principais sistemas produtores de chuva no Alto São Francisco e com impacto direto no volume dos principais reservatórios da BHSF;

As afluições ao reservatório de Sobradinho dependem fortemente do regime de chuvas do Alto São Francisco;

A partir de 2012, a defluência nos subsistemas do Nordeste diminuiu gradualmente cada vez mais, e desta forma, o modelo não consegue projetar o subsistema como exportador de energia, mesmo estando em situação ótima do SIN;

O modelo usado pelo ONS prioriza a geração hidrelétrica sobre a térmica como o método mais adequado na garantia de um nível de armazenamento mínimo nos reservatórios. No entanto, os resultados deste estudo, permitiram concluir que os valores das séries sintéticas gerados pelo modelo Newave foram substancialmente mais altos que os valores verificados nos anos de 2012, 2013, 2014 e 2015;

Os resultados dos testes de sensibilidade realizados com o modelo Newave, mostram que os ajustes realizados no Teste de Sensibilidade 3, são mais adequados a realidade regional em situações de chuvas extremas no Alto São Francisco. Com essas características o subsistema Nordeste não precisa importar energia;

Apesar de contar com ENAs elevadas nos cenários de sensibilidade, o NE continuou importador de energia nos primeiros meses do ano, mesmo aumentando a EAR. Nos casos acima de 100% da MLT, quando o EAR se eleva muito, observou-se que no mês de março, o NE torna-se exportador;

Tendo em vista um Nordeste majoritariamente importador de energia, chegou-se à conclusão que Sobradinho é um reservatório que supre diversas necessidades e uma delas é a geração de energia elétrica, e dependendo de sua crise hídrica, ele consegue gerar energia no volume morto, mas isso criaria um problema ambiental e acabaria afetando a população ribeirinha;

Um aspecto relevante e que deve ser considerado nas avaliações de desempenho dos modelos usados no planejamento de operações em reservatórios do Nordeste é o fato dos mesmos terem sido projetados quando o rio São Francisco apresentava vazões muito acima dos valores atuais. A vazão do rio São Francisco foi decaindo cada vez mais e o ano mais crítico desse período foi o de 2015.

Por fim, é possível avaliar o modelo NEWAVE no processo de operação das usinas que compõem o Rio São Francisco, mas é importante que haja cautela na tomada de decisão quando envolver um período mais longo, uma vez que as informações de curto prazo variam bastante.

Referências Bibliográficas

ABRAMOWITZ, M.; STEGUN, I. A. (Eds.). **Handbook of Mathematical Functions with formulas, graphs, and mathematical tables**. New York: Dover Publications, 1965. 1046 p.

ACEITUNO, P. On the functioning of the southern oscillation in the south american sector. parte ii: upper-air circulation. **Journal of Climate**, V. 4, N. 2, P. 341-355. 1989.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Nota Técnica N° 018/2014 – SRG- SEM/ANEEL**, 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Bandeiras Tarifárias**, 2015.

ANDRADE, K. M.; **Climatologia e comportamento dos sistemas frontais sobre a América do Sul**. Dissertação de Mestrado em Meteorologia. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE. São José dos Campos, SP, 2005.

Arvanitidis, N. V. & Rosing, J. “**Composite Representation of Multireservoir Hydroelectric Power System**”. IEEE Transaction on PAS. vol. PAS-89, n° 2, pp.319-326, february 1970.

ATAS DAS REUNIÕES DO PMO, ONS. 2019. Disponível em: < sintegre.ons.org.br >. Acesso em: 30 de janeiro de 2020.

AV VECCHIA, R. BALLERINI; Teste de autocorrelações periódicas em dados de séries temporais sazonais, **Biometrika** , Volume 78, Número 1, 1 de março de 1991, páginas 53–63, <https://doi.org/10.1093/biomet/78.1.53>.

BARBIERI, L. F. P. **Episódios significativos de ventos de través no Aeroporto de Petrolina: um estudo de condições meteorológicas adversas em operações de pouso e decolagem**. Dissertação de Mestrado em Meteorologia. Universidade Federal de Campina Grande – UFCG. Campina Grande, PB, 2016.

BARBOSA, T. F.; CORREIA, M. F. Sistemas convectivos intensos no semiárido brasileiro: o controle da grande escala. **Revista Brasileira de Meteorologia**, São Paulo, V. 20, N. 3, P. 395- 410, 2005.

BLAIN, G. C.; BRUNINI O. **Avaliação e adaptação do Índice de Severidade de seca de Palmer (PDSI) e do Índice Padronizado de Precipitação (SPI) às condições climáticas do estado de São Paulo**. Bragantia, Campinas, v.64, n.4, p.695-705, 2005.

BRUNINI, O; PINTO, H. S., ZULLO JR, J., BLAIN, G. C., BRUNINI, A. P., ASSAD, E., LOBO, G. **A Uso do SPI para Avaliação dos Períodos de Seca no Estado de São Paulo**. In: XII Congresso Brasileiro De Agrometeorologia e III Reunião Latino-Americana de Agrometeorologia, Fortaleza. v.1, p. 251-252, 2001.

BUSSAY, A.; SZINELL, C.; SZENTIMERY, T. **Investigation and Measurements of Drought in Hungary**. Hungarian Meteorological Service, Budapest, Hungary, 1999.

CARNEIRO A.A.F.M. **Contribuição ao planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos de potência**. Tese de Doutorado. FEEC/UNICAMP, Campinas, São Paulo, agosto de 1991.

CARVALHO, L. M. V.; JONES, C.; LIEBMANN, B. Extreme Precipitation Events in Southeastern South America and Large-Scale Convective Patterns in the South Atlantic Convergence Zone. **Journal of Climate**, v. 15, p. 2377-2394, 2002a.

CARVALHO, L. M. V.; JONES, C.; LIEBMANN, B. The South Atlantic Convergence Zone: persistence, intensity, form, extreme precipitation and relationships with intraseasonal activity. **J. Climate**, 17, p. 88-108, 2004.

CARVALHO, S. M. I. **Influência da variabilidade climática na dinâmica da vegetação na região da Mata Atlântica Paulista**. Dissertação (mestrado). Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”. Sorocaba – SP. 2018.

CCEE. PREÇOS. CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA, 2017. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/portal/>>. Acesso em: 19 de maio de 2018.

CCEE. CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Liquidação**, 2018. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/liquidacao?_afrLoop=201987274341218&_adf.ctrlstate=lo9z19vce_1#!%40%40%3F_afrLoop%3D201987274341218%26_adf.ctrl-state%3Dlo9z19vce_5>. Acesso em: 08 de novembro de 2018.

CEPEL. Manual de Referência - Relatório Técnico - Modelo Decomp. CEPEL. Rio de Janeiro. 2001.

CEPEL. Manual de Referência - Relatório Técnico - Modelo Newave. CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. Rio de Janeiro. 2001.

CEPEL. Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes. Manual do Usuário. CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. Rio de Janeiro. 2013.

CHUNG, J. C. Correlations between the Tropical Atlantic trade winds and precipitation in Northeastern Brazil. **Journal of Climatology**, V. 2, P. 35-46, 1982.

CLIMANÁLISE. Boletim de monitoramento e Análise Climática, 2012.

COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO - CHESF. Disponível em: http://www.chesf.gov.br/portal/page/portal/chesf_portal/paginas/sistema_chesf/sistema_chesf_geracao/container_geracao?p_name=8a2eeabd3c01d002e0430a803301d002. 2015. Acesso em agosto/2018.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG. disponível em http://www.cemig.com.br/ptbr/a_cemig/nossa_historia/paginas/usinas_hidreletricas.aspx. 2015. Acesso em agosto/2018.

CORREIA, M. F. **Impacto das ações antrópicas no clima do submédio São Francisco: um estudo numérico e observacional**. 181P. Tese (Doutorado em Meteorologia) – Universidade de São Paulo, USP, São Paulo, 2001.

CORREIA, M. F.; SILVA DIAS, M. A. F.; SILVA ARAGÃO, M. R. Soil occupation and atmospheric variations over sobradinho lake area. part one: an observational analysis. **Meteorology and Atmospheric Physics, Austria**, V. 94, P. 103-113, 2006.

CRUZ JR., G. & SOARES, S. “Non-uniform Composite Representation of Hydroelectric Systems for Long-Term Hydrothermal Scheduling”. **IEEE Transactions on Power Systems**. vol 11, n° 2, pp.702- 707, may 1996.

DINIZ, M. C. S.; **Variabilidade climática e ocorrência de cheias na zona semiárida da Bacia Hidrográfica do São Francisco**. 86F. Dissertação de Mestrado em Meteorologia, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2007.

GANDU, A. W.; SILVA DIAS, P. L. Impact of tropical heat sources on the South American Tropospheric Upper circulation and subsidence. **Journal of Geophysics Research**, Washington, V. 103, P. 6001-6015, 1998.

GOCIC, M.; TRAJKOVIC, S. Spatiotemporal characteristics of drought in Serbia. **Journal of Hydrology**, v. 510, p. 110-1123, 2014.

GONÇALVES, F. N. **Índices de Precipitação para o Estado de Santa Catarina**. Dissertação (mestrado) – Universidade do Extremo Sul Catarinense – UNESC, 2017.

GONDIM FILHO, J.G.C; DUARTE, R.X.M.; FORMIGA, K.T.M.; SUGAI, M.R.V.B. Análise da cheia de 1979 na bacia do Rio São Francisco. In: Simpósio de Recursos Hídricos do Nordeste-ABRH, 7. **Anais...** São Luís: MA, 2004.

GUEDES, R. V. S; MACEDO, M. J. H.; SOUSA, F. A. S. Análise espacial de eventos de secas com base no índice padronizado de precipitação e análise de agrupamento. **Revista Brasileira de Ciências Ambientais**, v. 23, p. 55-65, 2012.

GUILHON, L. G. F.; ROCHA, V. F. Comparação de Métodos de Previsão de Vazões Naturais Afluentes a Aproveitamento Hidroelétricos. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, v. 12, n.3, p. 13-20, 2007.

GUTTMAN, G.B. Comparing the Palmer Drought Index and the “Standardized Precipitation Index”. **Journal of the American Water Resources**, Washington, v.16, n.2, p. 113-121, 1998.

GUTTMAN, G.B. Accepting the “Standardized Precipitation Index”: A calculation algorithm. Index. **Journal of the American Water Resources**, Washington, v.35, n.2, p. 311-322, 1999.

HASTENRATH, S. PREDICTABILITY OF NORTHEAST BRAZIL DROUGHT. **NATURE**, V.307, P.531-533, 1984.

HAYES, M. J., SVOBODA, M.D., WILHITE, D.A. e VANYARKHO, O.V. **Monitoring the 1996 drought using the Standardized Precipitation Index**. *Bull.Am.Meteorol.So.* 80(3): p.429-438, 1999.

HIPEL, K. W., & MCLEOD, A. I. **Time series modelling of water resources and environmental systems**. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier. 1994.

IPCC (INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE), 2019.

INFOCLIMA: BOLETIM DE INFORMAÇÕES CLIMÁTICAS DO CPETEC/INPE. 2014.

JONES, R. H., & BRELSFORD, W. M. Time Series with periodic structure. **Biometrika** 54, pp. 403-408. 1967.

KODAMA, Y., 1982: Large-scale common features of subtropical precipitation zones (the Baiu Frontal Zone, the SPCZ, and the SACZ). Part I: Characteristics of Subtropical Frontal Zones. **J. Meteor. Soc. Japan**, 70, 813-835.

KODAMA, Y., 1982: Large-scale common features of subtropical precipitation zones (the Baiu Frontal Zone, the SPCZ, and the SACZ). Part II: Conditions for generating the STCZs. **J. Meteor. Soc. Japan**, 71, 581-610.

LIEBMANN, B.; KILADIS, G. N.; MARENGO, J. A.; AMBRIZZI, T.; GLICK, J. D. Submonthly convective variability over South America and the South Atlantic convergence zone. **J. Climate**, 12, p. 1977–1991, 1999.

LOPES, J. E. G.; BARROS, M. T. L. Modelos de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Produção de Energia Elétrica. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, v.14, n.2, p. 19-31, 2009.

MACEIRA, M.E.P. **Operação Ótima de Reservatórios com Previsão de Afluências**, Tese de Mestrado, COPPE/UFRJ, março. 1989.

MACEIRA, M.E.P., TERRY, L.A., COSTA, F.S., DAMÁZIO, J.M. e MELO, A.C.G. **Chain of Optimization Models for Setting the Energy Dispatch and Spot Price in the Brazilian System**. 2002.

MACEIRA, M. E. P.; PENNA, D. D. J.; DAMÁZIO, J. M. **Geração de cenários sintéticos de energia e vazão para o planejamento da operação energética**. Cadernos do IME – Série Estatística. Universidade do Estado do Rio de Janeiro – UERJ, V. 21 P. 11 – 35, 2006.

MCKEE, T.B. **The relationship of drought frequency and duration to time scales**. Eighth Conference on Applied Climatology. American Meteorological Society. Boston. 1993.

MCKEE, T.B.; DOESKEN, N.J. e KLEIST, J. **Drought monitoring with multiple times scales**. In: Conference on Applied Climatology, 9.,1995, Boston. Anais American Meteorological Society, Boston: PREPRINTS, 1995. p.233 – 236.

MAGALHÃES, G. D. S. C. **Comercialização de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre: uma análise regulatório-institucional a partir dos contratos de compra e venda de energia elétrica.** Dissertação de Mestrado. Universidade de São Paulo. São Paulo. 2009.

MARQUES, T. C. **Uma Política Operativa a Usinas Individualizadas para o Planejamento da Operação Energética do Sistema Interligado Nacional.** Tese de Doutorado, FEEC/UNICAMP, Campinas, São Paulo, dezembro de 2006.

MARTINS, L. S. A., SOARES, S. AND AZEVEDO, A. T. A. “**Nonlinear Model for the Long-Term HydroThermal Generation Scheduling Problem Over Multiple Areas with Transmission Constraints**”. Proceedings of the IEEE PES Power Systems Conference & Exhibition, in Seattle, WA, United States, March 2009.

MARTINEZ, L. **Políticas de controle malha fechada e malha aberta no Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos.** Tese de Doutorado. FEEC/UNICAMP, Campinas, São Paulo, Setembro de 2001.

MELLO, N. G. S.; SAKAMOTO, M. S.; TORSANI, J. A. Estudo de caso de um sistema convectivo de mesoescala (SCM) observado no Nordeste do Brasil. in: Congresso Brasileiro de Meteorologia, 9., 1996, Campos do Jordão, **Anais...** V. 2, P. 887-890, Campos do Jordão, 1996.

MELO, A. B. C.; NOBRE, P.; MENDES, D.; BOTTINO, M. J., A Zona de Convergência Intertropical sobre o Oceano Atlântico: Climatologia. in: Congresso Brasileiro de Meteorologia, 7., 2002. Foz do Iguaçu. **Anais...**, Foz do Iguaçu, RS. 2002.

MOURA FILHO, M. C. G.; SODRÉ, E. A. **Cálculo de estimativas para valores futuros do preço spot da energia elétrica no Brasil utilizando análise de sensibilidade,** 2018. Universidade de Pernambuco – POLI, Recife – PE.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2015. Disponível em: <http://www.ons.org.br/sites/multimedia/Documentos%20Compartilhados/dados/DADOS2014_ONS/2_2.html>. Acesso em: 08 de novembro de 2018.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, 2018.

PALOMINO, J. M. G. **Formação de preço de energia elétrica gerada por biomassa no Ambiente de Contratação Livre Brasileiro: uma abordagem computacional baseada em agentes.** Dissertação de Mestrado. Universidade de São Paulo. Ribeirão Preto. 2009.

PENNA, D. D. J. **Definição da Árvore de Cenários de Afluências para o Planejamento da Operação Energética de Médio Prazo.** Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 2009.

PIRES, V. **Frequência e Intensidade de Fenômenos meteorológicos extremos associados a precipitação.** Dissertação para a obtenção do grau de Mestre em Ciências e Engenharia da Terra, Lisboa, pp.98. 2003.

RAMOS, T. P. **Modelo individualizado de usinas hidrelétricas baseado em técnicas de programação não linear integrado com o modelo de decisão estratégica.** Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Juiz de Fora. Juiz de Fora. 2011.

RAMIREZ, M. C. V.; **Padrões Climáticos e os Vórtices Ciclônicos em Altos Níveis no Nordeste do Brasil.** 132F. Dissertação de Mestrado em Meteorologia, INPE. São José dos Campos – SP, 1996.

SILVA, L. A., **A influência do Vórtice Ciclônico de Altos Níveis (VCAN) sobre a precipitação do Nordeste do Brasil (NEB) e as características associadas.** 2007. 134F Dissertação de Mestrado em Meteorologia. INPE – São José dos Campos – SP, 2007.

SANTOS, A. S. **Alguns aspectos dinâmicos e termodinâmicos de um Vórtice Ciclônico de Altos Níveis (VCAN) sobre sua região de atuação.** 136F. Dissertação de Mestrado em Meteorologia. Universidade Federal de Alagoas. Maceió, 2005.

SANTOS, E. P.; CORREIA, M. F.; ARAGÃO, M. R. S. Eventos Extremos de Chuva no Semi-Árido: Uma Aplicação do Índice RAI. **Revista Pesquisa**, Campina Grande, v.2, p.887-894, n.6. 2008.

SANTOS, S. A.; CORREIA, M. F.; BRAGA, C. C.; ARAGÃO, M. R. S., Análise Estatística de Chuvas Intensas e Inundações no Semiárido da Bacia do Rio São Francisco: A Cheia de 1985. **Engenharia Ambiental - Espírito Santo do Pinhal**, v. 7, p. 278-290, n.3. 2010a.

SANTOS, E. P.; CORREIA, M. F.; ARAGÃO, M. R. S.; SILVA, F. D. S. Eventos extremos de chuva e alterações no regime hidrológico da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco:

Uma aplicação do índice RAI (Rainfall Anomaly Index). **Engenharia Ambiental**, v.8, p.315-330, 2011.

SANTOS, E. P. **Variabilidade Climática e Eventos Hidrológicos Extremos na Bacia Hidrográfica do rio São Francisco**. 68f. Dissertação de Mestrado em Meteorologia. Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2012.

SANTOS, E. P. **Variabilidade Espaço-Temporal de Chuvas Extremas na Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco: uma aplicação conjunta do Índice RAI (Rainfall Anomaly Index) e Ondaletas**. Tese de Doutorado em Meteorologia. Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2016.

SATYAMURTI, P.; NOBRE, C.; SILVA DIAS, P. L. South America. **Meteorology of the Southern Hemisphere**, D. J. Karoly and D. G. Vincent, Eds., Amer. Meteor. Soc., p. 119–139, 1998.

SILVA ARAGÃO, M. R.; CORREIA, M. F.; ARAÚJO, H.A. Characteristics of C-Band Meteorological Radar echoes at Petrolina, Northeast Brazil. **International Journal of Climatology**, United Kingdom, V. 20, P. 279-298, 2000.

SILVA, D. F.; BRITO, J. I. B., **Variabilidade do vento na bacia hidrográfica do rio São Francisco durante a ocorrência da ZCAS**. *Ambiência (UNICENTRO)*, v. 2, p. 24-47, 2008.

SZALAI, S.; SZINELL, C. Comparison of two drought indices for drought monitoring in Hungary a case study, **Springer Netherlands**. Chapter: Drought and Drought Mitigation in Europe of the series *Advances in Natural and Technological Hazards Research*, v.1 4, p. 161-166. 2000.

TERRY, L. A. et al., “Modelo a Sistema Equivalente - Descrição Geral”. Rel. CEPEL. Eletrobrás, 1980. Yeh, W. “Reservoir management and operations models: A state-of-the-arts review”. **Water Resources Research**, v. 21, n. 12, p. 1797–1818, 1985.

THOM, H. C. S. **Some methods of climatological analyses**. World Meteorological Organization, Geneva, 53p, 1966. (WMO, 199; TP, 103; Technical note. ,81.).

THOMAS, H. A., & Fiering, M. B. (1962). Mathematical synthesis of streamflow sequences for the analysis of river basins by simulation. **Design of Water, Resource Systems**, pp. 459-463.

TOSCANO, A. E. **Comparação entre os modelos Newave e Odin no planejamento energético do Sistema Interligado Nacional**. Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual de Campinas. Campinas. 2009.

TREISTMAN, F. **Análise das correlações existentes entre precipitação e vazão em usinas hidrelétricas brasileiras**. Projeto de Graduação. Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ/POLI, 2015.

ZAMBELLI M. S., HUAMANI, I. L., SOARES S. Long-Term Hydropower Scheduling Based on Deterministic Nonlinear Optimization and Annual Inflow Forecasting Models, **IEEE Powertech, Bucareste**, Romenia, Jun 2009.

ZARCH, M. A. A.; SIVAKUMAR, B.; SHARMA, A. Droughts in a warming climate: A global assessment of Standardized precipitation index (SPI) and Reconnaissance drought index (RDI). **Journal of Hydrology**, v. 526, p. 183-195, 2015.

APÊNDICE I

Quadro 1: Estado de localização, o nome e as coordenadas geográficas de cada estação.

REF	ESTADO	ESTAÇÕES	LONG	LAT
1	MG	FORMOSO - INMET	-46,3	-14,9
2	MG	ESPINOSA - INMET	-42,8	-14,9
3	MG	ARINÓS - INMET	-46,1	-15,9
4	MG	MOCAMBINHO - INMET	-44,0	-15,1
5	MG	UNAÍ - INMET	-46,9	-16,4
6	MG	SETE LAGOAS - INMET	-44,3	-19,5
7	MG	JOÃO PINHEIRO - INMET	-46,2	-17,7
8	MG	DIAMANTINA - INMET	-43,6	-18,2
9	MG	CONCEIÇÃO DO MATO DENTRO - INMET	-43,4	-19,0
10	MG	BAMBUÍ - INMET	-45,0	-20,0
11	MG	POMPEU - INMET	-45,0	-19,2
12	MG	JANAÚBA - INMET	-43,3	-15,8
13	MG	PARACATU - INMET	-46,9	-17,2
14	MG	PIRAPORA - INMET	-44,9	-17,4
15	MG	BELO HORIZONTE - INMET	-43,9	-19,9
16	MG	BAMBUÍ - ANA	-46,0	-20,0
17	MG	BARRA DO ESCURO - ANA	-45,2	-16,3
18	MG	CAETÉ - ANA	-43,7	-19,9
19	MG	CAIXA DE AREIA - ANA	-43,9	-19,9
20	MG	CARMO DO CAJURU	-44,8	-20,2
21	MG	CONGONHAS LINIGRAFO - ANA	-43,8	-20,5
22	MG	CONSELHEIRO LAFAIETE - ANA	-43,8	-20,7
23	MG	DIVINÓPOLIS - ANA	-44,9	-20,1
24	MG	DORES DO INDAIA - ANA	-45,6	-19,5
25	MG	ENTRE RIOS DE MINAS - ANA	-44,1	-20,7
26	MG	ESTAÇÃO ALVARO DA SILVEIRA - ANA	-45,1	-19,8
27	MG	FAZENDA AJUDAS - ANA	-46,1	-20,1
28	MG	FAZENDA CAMPO GRANDE - ANA	-44,4	-20,6
29	MG	FAZENDA ESCOLA FLORESTAL - ANA	-44,4	-19,9
30	MG	FAZENDA VARGEM BONITA - ANA	-44,1	-19,2
31	MG	HORTO FLORESTAL - ANA	-44,4	-19,3
32	MG	IBIRITE - ANA	-44,0	-20,0
33	MG	ITAUNA MONTANTE - ANA	-44,6	-20,1
34	MG	JABOTICATUBAS - ANA	-43,7	-19,5
35	MG	JAGUARUNA (JUSANTE)- ANA	-44,8	-19,7
36	MG	JOSE DE MELO - ANA	-43,6	-19,7
37	MG	LAGOA GRANDE (MMV) - ANA	-43,9	-20,2
38	MG	LAMOUNIER - ANA	-45,0	-20,5
39	MG	LASSANCE - ANA	-44,6	-17,9
40	MG	MANGA - ANA	-43,9	-14,8
41	MG	MELO FRANCO - ANA	-44,1	-20,2
42	MG	PEDRO LEOPOLDO - ANA	-44,1	-19,6

43	MG	PIRAPAMA - ANA	-44,0	-19,0
44	MG	PONTE FIRME - ANA	-46,4	-18,0
45	MG	PONTE NOVA DO PARAOPEBA - ANA	-44,3	-20,0
46	MG	RIO DO PEIXE - ANA	-43,9	-20,1
47	MG	SABARA - ANA	-43,8	-19,9
48	MG	SANTO HIPOLITO - ANA	-44,2	-18,3
49	MG	SÃO FRANCISCO - ANA	-44,9	-15,9
50	MG	SÃO GONÇALO DO ABAETE - ANA	-45,8	-18,3
51	MG	SÃO ROMAO - ANA	-45,1	-16,4
52	MG	TIPIRAI (JUSANTE) - ANA	-46,0	-19,9
53	MG	TAQUARACU - ANA	-43,7	-19,7
54	MG	USINA PARAUNA - ANA	-44,0	-18,6
55	MG	VARZEA DA PALMA - ANA	-44,7	-17,6
56	MG	VAU DA LAGOA - ANA	-43,6	-19,2
57	MG	VESPASIANO - ANA	-43,9	-19,7
58	BA	BARRA - INMET	-43,2	-11,1
59	BA	BARREIRAS - INMET	-45,0	-12,2
60	BA	BOM JESUS DA LAPA - INMET	-43,4	-13,3
61	BA	CAETITE - INMET	-42,5	-14,1
62	BA	CARIRANHA - INMET	-43,8	-14,3
63	BA	IRECE - INMET	-41,9	-11,3
64	BA	PAULO AFONSO - INMET	-38,2	-9,4
65	BA	PROPRIA	-36,9	-10,2
66	BA	REMANSO - INMET	-42,1	-9,6
67	BA	STA R DE CASSIA IBIPETUBA - INMET	-44,5	-11,0
68	BA	BARREIRAS - ANA	-45,0	-11,2
69	BA	BOQUEIRAO - ANA	-43,8	-11,3
70	BA	CAMPO DOS CAVALOS - ANA	-40,6	-9,6
71	BA	CARINHANHA - ANA	-43,8	-14,3
72	BA	FAZENDA PORTO ALEGRE - ANA	-44,5	-14,3
73	GO	FORMOSA DO RIO PRETO - ANA	-45,2	-11,0
74	BA	GATOS - ANA	-44,6	-13,7
75	BA	IBIPETUBA - ANA	-44,5	-11,0
76	BA	IBOTIRAMA - ANA	-43,2	-12,2
77	BA	JUAZEIRO - ANA	-40,5	-9,4
78	BA	MOCAMBO - ANA	-44,6	-13,3
79	BA	MORPARA - ANA	-43,3	-11,6
80	BA	PORTO NOVO - ANA	-43,9	-13,3
81	BA	SANTA MARIA DA VITORIA - ANA	-44,2	-13,4
82	BA	SITIO GRANDE - ANA	-45,1	-12,4
83	BA	ARROJADO	-44,6	-13,5
84	BA	ARROJOLÂNDIA	-45,4	-13,7
85	BA	BROTAS DE MACAÚBAS	-42,6	-12,0
86	BA	COLÔNIA DO FORMOSO	-44,3	-13,6
87	BA	CORRENTINA	-44,7	-13,3
88	BA	DEROCAL	-45,1	-12,4
89	MG	FAZENDA BOM JARDIM	-45,5	-11,0
90	BA	FAZENDA CABACEIRAS	-42,3	-11,3

91	BA	FAZENDA COQUEIRO	-44,9	-12,4
92	BA	FAZENDA MACAMBIRA	-44,2	-11,6
93	BA	FAZENDA PLANALTO	-46,1	-13,8
94	BA	FAZENDA REDENÇÃO	-45,1	-12,1
95	BA	FAZENDA REFRIGÉRIO - (JUSANTE)	-42,3	-11,4
96	MG	GAMELEIRA	-43,4	-12,9
97	BA	IBÓ	-39,2	-8,6
98	PE	JUNCO	-40,6	-9,7
99	BA	LAGOA DO BOI	-40,2	-9,5
100	BA	NOVA VIDA - (MONTANTE)	-45,1	-11,9
101	BA	PONTE BR-242	-42,8	-12,3
102	BA	PONTE SERAFIM - (MONTANTE)	-45,6	-11,9
103	BA	PRÓXIMO A CURAÇA II	-39,9	-9,1
104	GO	RIO VERDE II	-42,3	-11,0
105	BA	SÃO SEBASTIÃO	-44,9	-12,0
106	PE	ARCOVERDE - INMET	-37,1	-8,4
107	PE	CABROBO - INMET	-39,3	-8,5
108	PE	OURICURI - INMET	-40,0	-7,9
109	PE	PETROLINA - INMET	-40,5	-9,4
110	PE	TRIUNFO - INMET	-38,1	-7,8
111	PE	BELÉM DE SÃO FRANCISCO - ANA	-39,0	-8,8
112	PE	AFOGADOS DA INGAZEIRA (DNOCS) - ANA	-37,6	-7,7
113	PE	FLORES - ANA	-38,0	-7,9
114	PE	LAGOA GRANDE - ANA	-40,3	-9,0
115	PE	FAZENDA SÃO BENTO - ANA	-40,0	-8,6
116	AL	ÁGUA BRANCA - INMET	-37,9	-9,3
117	AL	PALMEIRA DOS INDIOS - INMET	-36,7	-9,4
118	AL	DELMIRO GOUVÉIA - ANA	-38,0	-9,4
119	AL	PAO DE AÇUCAR - ANA	-37,4	-9,8
120	AL	PENEDO - ANA	-36,6	-10,3
121	AL	PIACABUCU - ANA	-36,8	-10,4
122	AL	PIRANHAS - ANA	-37,8	-9,6
123	AL	GOUVEIA - ANA	-43,7	-18,5
124	MG	PORTO ALEGRE - ANA	-45,4	-16,9