

Nicorray de Queiroz Santos

# **O clima e o planejamento energético no Nordeste do Brasil**

Natal-RN

2021

Nicorray de Queiroz Santos

## **O clima e o planejamento energético no Nordeste do Brasil**

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Ciências Climáticas, do Centro de Ciências Exatas e da Terra da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Ciências Climáticas.

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Centro de Ciências Exatas e da Terra

Programa de Pós-Graduação - Ciências Climáticas

Orientador: Profa. Dra. Kellen Carla Lima

Coorientador: Profa. Dra. Maria Helena Constantino Spyrides

Natal-RN

2021

Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN  
Sistema de Bibliotecas - SISBI  
Catalogação de Publicação na Fonte. UFRN - Biblioteca Setorial Prof. Ronaldo Xavier de Arruda - CCET

Santos, Nicorray de Queiroz.

O clima e o planejamento energético no Nordeste do Brasil /  
Nicorray de Queiroz Santos. - 2022.  
89f.: il.

Tese (Doutorado) - Universidade Federal do Rio Grande do  
Norte, Centro de Ciências Exatas e da Terra, Programa de Pós-  
Graduação em Ciências Climáticas. Natal, 2022.

Orientador: Profa. Dra. Kellen Carla Lima.

Coorientador: Profa. Dra. Maria Helena Constantino Spyrides.

1. Climatologia - Tese. 2. Planejamento energético - Tese. 3.  
Regressão dinâmica - Tese. 4. Análise de componente principal -  
Tese. I. Lima, Kellen Carla. II. Spyrides, Maria Helena  
Constantino. III. Título.

RN/UF/CCET

CDU 551.58

Nicorray de Queiroz Santos

## **O clima e o planejamento energético no Nordeste do Brasil**

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Ciências Climáticas, do Centro de Ciências Exatas e da Terra da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Ciências Climáticas.

Trabalho aprovado. Natal-RN, em 29 de Novembro de 2022:

---

**Profa. Dra. Kellen Carla Lima**  
Orientadora - UFRN

---

**Profa. Dra. Maria Helena Constantino  
Spyrides**  
Coorientadora - UFRN

---

**Dr. Marcos Samuel Matias Ribeiro**  
Professor Convidado - UFRA

---

**Dra. Ana Carla dos Santos Gomes**  
Professora convidada - UFOPA

---

**Dr. Allan Rodrigues Silva**  
Professor convidado - SENAI

Natal-RN  
2021

*Dedico este trabalho ao meu Deus,  
que têm me mantido em pé todos os dias.*

# Agradecimentos

Agradeço a Deus pela minha vida e pela motivação que só ele proporciona.

Agradeço a minha família, especialmente aos meus filhos, Nicolás Miguel e Lucas Gabriel.

Agradeço a UFRN pela estrutura e qualidade de ensino, assim como aos professores da pós-graduação e a todos os colegas que tive a honra de conviver no PPgcc.

Agradecer a minha orientadora, professora Dra. Kellen Carla Lima, pela parceria nesse projeto.

Destacar um especial agradecimento a minha co-orientadora, Professora. Dra. Maria Helena Constantino Spyrides, a qual acreditou neste projeto de tese.

Agradecer ao meu amigo Dr. Francisco Agostinho, colega da pós, meu eterno agradecimento pelo apoio.

Agradecer aos professores convidados da banca, professor Dr. Marcos Samuel Matias Ribeiro, professor Dr. Allan Rodrigues Silva e professora Dra. Ana Carla dos Santos Gomes.

Estender um breve agradecimento a Pró-Reitoria de Pós Graduação na pessoa do professor Dr. Rubens Maribondo do Nascimento.

Importante ainda fazer uma agradecimento especial a BW Guirapa e a Empresa de Pesquisa Energética pela disponibilidade dos dados atmosféricos e vazão, respectivamente.

Agradecer a minha genitora, a dona Rai, a qual compartilhou momentos desafiadores na minha recente história.

Enfim, agradecer de forma geral a vida por tudo.

*Fez soprar o vento do oriente nos céus,  
e o trouxe do Sul com a sua força. Salmos 78:26*

# Resumo

A escassez hídrica e abundância do recurso eólico no Nordeste do Brasil constitui um tópico relevante para o estudo focado no planejamento energético. Atualmente, a energia elétrica é tratada como insumo sensível na cadeia produtiva e, portanto, apesar da considerável tradição no uso desta matriz, a energia elétrica apresenta no cenário interno consideráveis restrições, devido às limitações da disponibilidade do recurso hídrico. Sua relação intrínseca com o clima precede a necessidade de novas matrizes surgirem como suspiro de complementariedade. Dessa forma, o objetivo geral da pesquisa foi identificar a influência do clima na geração de energia elétrica no Nordeste do Brasil. A tese de doutorado está dividida em dois artigos. No **primeiro**, identificaram-se as variáveis climáticas relevantes que influenciam a geração hidroelétrica. Os dados mensais utilizados foram a vazão (período de 1964 a 2017), volume útil do Reservatório (Sobradinho), Dipolo do Atlântico Tropical, anomalias de temperatura da superfície do mar no Pacífico Equatorial, precipitação, geração, carga e importação de energia elétrica entre os anos de 2000 a 2017. A metodologia foi embasada na inferência estatística, componentes principais e modelo de regressão dinâmica. Os resultados mostraram redução de 30% na vazão a montante do reservatório de Sobradinho passando de  $2.027 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$  para  $1.428 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ . Utilizando os escores das componentes principais no modelo de regressão dinâmica, houve redução na geração pela fonte hídrica em até 40%. O **segundo** artigo objetivou analisar o comportamento dos ventos no interior do Nordeste do Brasil, relacionado aos índices oceânicos e do clima e seu impacto na densidade de potência no período de 2013 a 2020. Para tanto, ajustaram-se os modelos estocásticos de *Weibull* e modelo de regressão dinâmica com dados de velocidade do vento mensal observados de torres anemométricas a 80 metros e 10 metros de altura em uma região de terreno complexo para o período de 2013 a 2020. Verificou-se, particularmente, no ano de 2016 e 2020, significativa influência negativa na densidade de potência com o El Niño e Dipolo do Atlântico, respectivamente. Confirmaram-se tendências decrescentes das séries temporais de vento a 80 e 10 metros e também do Dipolo do Atlântico. Além do efeito da sazonalidade incorporada ao modelo de regressão observou-se que a intensidade do vento depende da pressão atmosférica, umidade do ar e temperatura ambiente. Dessa forma, conclui-se que o clima é parte integrada do processo de planejamento energético e deve ser obrigatoriamente utilizado em análises relacionadas às fontes de geração de energia elétrica que dependam exclusivamente de recursos naturais como vazão, precipitação, vento, pressão atmosférica, umidade relativa do ar, temperatura e densidades do ar e da água, especialmente para matriz hídrica e eólica, tema central desse trabalho, contribuindo assim, para uma transição energética adequada.

**Palavras-chave:** Análise de componente principal. Vazão. Regressão linear dinâmica. Densidade de potência. Planejamento energético.

# Abstract

The water scarcity and abundance of the wind energy resource in Northeast Brazil constitutes a relevant topic for the study focused on energy planning. Currently, electric energy is treated as a sensitive input in supply chain and therefore, despite considerable tradition on the use this matrix, electric energy presents considerable restrictions in domestic scenario, due to limitations of the availability of water resources. Its intrinsic relationship with the climate precedes need for a new matrices to emerge as a sign of complementarity. In this way, the general objective of the research was to identify a influence of climate on the power generation in Northeast Brazil. The doctoral thesis is divided into two articles. In the **first**, were identified relevant climatic variables that influence hydroelectric generation. The monthly data used were the streamflow (period from 1964 to 2017), useful volume of Sobradinho Dam, Tropical Atlantic Dipole, sea surface temperature anomalies in the Equatorial Pacific, precipitation, power generation, energy load and energy imports between 2000 and 2017 annual periods. The methodology used was based on statistical inference, principal component analysis and dynamic regression model. The results showed a 30% reduction in the streamflow upstream of the surfy Reservoir passing from  $2,027 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$  to  $1,428 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ . Using the scores of principal component analysis in the dynamic linear regression model, there was a reduction in generation by the hydro source by up to 40%. In the **second** article aimed to analyze the behavior of winds in the countryside of Northeast Brazil, related to index oceanic and climate and their impact on power density in the period of 2013 to 2020. For that were applied the stochastic *Weibull* model and dynamics regression model with monthly windspeed data observed from anemometric towers at 80 meters and 10 meters in height in a region of complex terrain of 2013 to 2020. Particularly in 2016 and 2020, there was a significant negative influence on power density with El Niño and Atlantic Dipole, respectively. Decreasing trends were confirmed for windspeed time series at 80 and 10 meters and also for the Atlantic Dipole. In addition to the effect of seasonality incorporated into the regression model, it was observed that windspeed intensity depends on atmospheric pressure, air humidity and ambient temperature. Thus, it is concluded that climate is an integrated part of the energy planning process and must be used in analyzes related to sources of electricity generation that depend exclusively on natural resources such as streamflow, precipitation, windspeed, atmospheric pressure, relative humidity of air, temperature and densities of air and water, especially for the hydro and wind energy matrix, the central theme of this work, thus contributing to an adequate energy transition.

**Keywords:** Principal Component Analysis. Streamflow. Dynamic Linear Regression Model. Power density. Energy planning.

# Lista de ilustrações

Figura 1 – Esquema operacional do setor elétrico levando em consideração a matriz elétrica no <i>NEB</i> . . . . .	23
Figura 2 – Modelo de referência de uma Curva de potência de uma turbina eólica. . . . .	25
Figura 3 – Sobradinho Dam in Northeast Brazil. Source: Instituto Brasileiro de Geografia e estatística ( <i>IBGE</i> ). . . . .	39
Figura 4 – Annual time series of incremental streamflow at Sobradinho gauge 168 in Northeast Brazil between 1964 and 2017. . . . .	45
Figura 5 – Dendrogram of rainfall at latitudes 9°to 17°South and longitudes 42°to 47°West from GPCP data 2.5 degree x 2.5 degree in Northeast Brazil between 1964 and 2015. . . . .	47
Figura 6 – Annual time series of generation of hydro, thermal and wind energy, besides energy load and energy imports between 2000 and 2017 in Northeast Brazil. . . . .	48
Figura 7 – Monthly distribution of (a) energy generation, (b) energy imports and (c) energy load in Northeast Brazil between 2000 and 2017. . . . .	49
Figura 8 – Annual time series of the useful volume and streamflow of Sobradinho Reservoir in Northeast Brazil between 2000 and 2017. . . . .	50
Figura 9 – Monthly seasonality of the variables a) precipitation, b) streamflow and c) useful volume between 2000 and 2017 in Northeast Brazil. . . . .	51
Figura 10 – Simulation of energy generation by the dynamic regression model, using climate variables of the <i>PCA</i> (scores – PC1, PC2 and PC3) between 2000 and 2017 in Northeast Brazil. . . . .	52
Figura 11 – Residual analysis of the simulations by the dynamic regression model of energy generation, using <i>PCA</i> between 2000 and 2017 in Northeast Brazil. . . . .	53
Figura 12 – Torre de medição anemométrica ( <i>TMA</i> ) na região de Pindaí (estação 1 - triângulo vermelho) e estação meteorológica de Guanambi (estação 2 - círculo amarelo) no Sudoeste da Bahia. . . . .	60
Figura 13 – Distribuição mensal da velocidade do vento na estação anemométrica (Estação 1) durante o período de 2013 a 2020. . . . .	64
Figura 14 – Coeficiente de variação mensal da velocidade do vento na estação anemométrica (Estação 1) durante o período de 2013 a 2020. . . . .	65

Figura 15 – Distribuição horária das médias das velocidades do vento (Janela de vento) no Sudoeste da Bahia durante os anos de 2013 a 2020. . . . .	66
Figura 16 – Dipolo do Atlântico normalizado, <i>ENOS</i> e a média mensal da velocidade do vento observada e calculada pela regressão dinâmica para os anos de 2013–2020, disposta no período interanual. (a.a) ciclo interanual 2013–2014 (figura superior), (a.b) ciclo 2014–2015 (figura inferior) e (b.c) ciclo interanual 2015–2016 (figura superior) e (b.d) ciclo interanual 2016–2017 (figura inferior) . . . . .	68
Figura 17 – Dipolo do Atlântico normalizado, <i>ENOS</i> e a média mensal da velocidade do vento observada e calculada pela regressão dinâmica para os anos de 2013–2020, disposta no período interanual. (a.e) ciclo interanual 2017–2018 (figura superior) e (a.f) ciclo 2018–2019 (figura inferior) e (b.g) ciclo interanual 2019–2020 (figura superior) . . . . .	69
Figura 18 – Direção predominante da intensidade do vento entre os anos de 2013 a 2020 no Sudoeste da Bahia no <i>NEB</i> . . . . .	70
Figura 19 – Precipitação anual ( <i>mm</i> ) da estação meteorológica (estação 2) na região de Guanambi-BA entre 2013 a 2020. . . . .	70
Figura 20 – Distribuição mensal das variáveis que impactam o comportamento sazonal dos ventos no Sudoeste da Bahia para os anos de 2013 a 2020. (a) Pressão atmosférica; (b) Umidade relativa do ar; (c) Temperatura. . . . .	72
Figura 21 – Correlação cruzada das variáveis: pressão atmosférica; umidade relativa do ar; temperatura média do ar; <i>ENOS</i> ; Dipolo do Atlântico, utilizadas em relação a velocidade do vento a 80 m de altura no modelo de regressão dinâmica. . . . .	74
Figura 22 – Modelagem de regressão dinâmica $\hat{y}_v$ utilizando dados de temperatura, umidade relativa do ar, vento, pressão entre os anos de 2013 a 2020 no Sudoeste da Bahia. . . . .	75
Figura 23 – Análise dos resíduos com base no modelo de regressão dinâmica gerado a partir da série temporal mensal dos ventos observados da torre anemométrica a 80 metros entre os anos de 2013 a 2020. . . . .	76

# Lista de tabelas

Tabela 1	– Matriz elétrica Brasileira disponibilizadas no Sistema de informações da ANEEL em 08/12/2021 - SCG: Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração. . . . .	23
Tabela 2	– Weather stations of <i>INMET</i> . *Lower São Francisco; **Middle São Francisco;***Upper São Francisco. BA=Bahia; MG=Minas Gerais . . . . .	40
Tabela 3	– Descriptive statistics of rainfall in Northeast Brazil between 1964 and 2015 at latitudes 9° to 17° South and longitudes 42° to 47° West (2°.5' x 2°.5') with 5% significance level. All average values are in <i>mm</i> . . . . .	46
Tabela 4	– Descriptive statistics of incremental streamflow ( $m^3.s^{-1}$ ) at gauge 168 of Sobradinho Dam between 1964 and 2017 in Northeast Brazil. Q*: Quarter. . . . .	47
Tabela 5	– Correlation matrix $R_{ij}$ of the original variables between 2000 and 2017 in Northeast Brazil and its weights. . . . .	52
Tabela 6	– Summary of the dynamic regression model for energy generation, using the scores of the PCA between 2000 and 2017 in Northeast Brazil. . . . .	53
Tabela 7	– Velocidade média observada pela <i>TMA</i> e densidade de potência do vento calculada em função da densidade de <i>Weibull</i> , além dos respectivos fatores de forma e escala no Sudoeste da Bahia para os anos de 2013 a 2020. . . . .	66
Tabela 8	– Análise das tendências ( $\tau$ ) das séries temporais completas entre os anos de 2013 a 2020 na região Sudoeste da Bahia. . . . .	73
Tabela 9	– Modelagem da regressão dinâmica da série temporal do vento a 80 metros ( $\hat{y}_v$ ), umidade relativa do ar, temperatura, pressão a 10 e 80 metros, referente ao período compreendido entre 2013 a 2020 no Sudoeste da Bahia. . . . .	76

# Lista de abreviaturas e siglas

AEP	Annual Energy Power
ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASAN	Alta Subtropical do Atlântico Norte
ASAS	Alta Subtropical do Atlântico Sul
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
DRM	Dynamic Regression Model
ENOS	El Niño Oscillation-South
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERM	Energy Reallocation Mechanism
GPCP	Global Precipitation Climatology Project
GSF	Generation Scale Factor
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INPE	Instituto Nacional de Energia Elétrica
IPCC	Intergovernmental Panel to Climate Change
ITCZ	Intertropical Convergence Zone
DRM	Dynamic Regression Model
MSE	Mean square error
RMSE	Root mean square error
NCEP	National Center Environment Prediction
NDVI	Normalized Difference Vegetation Index

NDWI	Normalized Difference Water Index
NEB	Nordeste do Brasil
NIS	National Interconnect System
NOAA	National Oceanic Atmospheric Administration
NSE	Coefficient of Nash-Sutcliffe
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCA	Principal Component Analysis
PG	Physical Guarantee
PLD	Preço da liquidação das diferenças
PROINFA	Programa de Incentivo as Fontes Renováveis
RCP	Representative Concentration Pathways
SACZ	South Atlantic Convergence Zone
SFRB	São Francisco River Basin
SSTA	Sea Surface Temperature Anomaly
FS	Frontal System
TMA	Torre de medição anemométrica
TNA	Tropical Northern Atlantic INDEX
TSA	Tropical Southern Atlantic INDEX
UTCV	Upper Tropospheric Cyclonic Vortices
WMO	World Meteorological Organization

# Lista de símbolos

$\varepsilon_t$	Resíduos
$\eta_g$	Rendimento do gerador hidráulica
$\eta_h$	Rendimento hidráulico
$\eta_t$	Rendimento da turbina
$\eta_{wtg}$	Rendimento da turbina eólica
$\Lambda_{pxp}$	Matriz diagonal dos autovalores
$v$	Velocidade média do vento em $[m \cdot s^{-1}]$
$\Phi$	Umidade relativa do ar [%]
$\rho_{agua}$	Densidade do ar $[kg \cdot m^{-3}]$
$\rho_{ar}$	Densidade do ar $[kg \cdot m^{-3}]$
$\tau$	Tendência ( <i>Mann-kendall</i> ) das séries temporais
$A_r$	Área de varredura do rotor $[m^2]$
$A_w$	Fator de escala de <i>Weibull</i> $[m \cdot s^{-1}]$
$^{\circ}C$	Temperatura em graus Celsius
$CV$	Coefficiente de variação em [%]
$e_{ij}$	Auto-vetores da análise de componente principal
$k$	Fator de forma de <i>Weibull</i>
$T$	Temperatura em graus Kelvin $[K]$
$^{\circ}$	Direção da intensidade dos ventos em ângulo
$\vec{G}_p$	Gradiente de pressão $hPa/km$
$P_{el}$	Potência elétrica média pela fonte eólica acumulada em um período determinado dado em $[MW \text{ médio}]$
$P_{H_2O}$	Precipitação de água em $[mm]$

$P_{hid}$	Potência pela fonte hídrica média acumulada em um período determinado em [ $MW$ médio]
$P_{ij}$	Matriz de correspondência
$P_{(z)}$	Pressão atmosférica em função da altitude $z$ em [hPa]
$Q_p$	Vazão calculada do posto Sobradinho
$Q_{inflow}$	Vazão de entrada (afluente) [ $m^3 \cdot s^{-1}$ ]
$Q_{outflow}$	Vazão de saída (Três Marias e Queimadas) [ $m^3 \cdot s^{-1}$ ]
$R_0$	Constante do gás para o ar seco [ $J/kgK$ ]
$R_{ij}$	Matriz de correlação
$s^2$	Variância de uma amostra populacional
$U_i$	Velocidade instantânea do vento [ $m \cdot s^{-1}$ ]
$W \cdot m^{-2}$	Densidade de Potência [ $W \cdot m^{-2}$ ]
$W_v$	Frequência de distribuição de Weibull para o vento [%]
$X'_{ij}$	Vetor de médias de variáveis aleatórias
$\hat{y}_n$	Valores dos escores da $ACP$
$\hat{y}_{gh}$	Geração de energia oriunda do modelo de regressão dinâmica
$Y_{pxk}$	Coordenadas principais das linhas
$\hat{y}_v$	Vento calculado oriundo do modelo de regressão dinâmica [ $m \cdot s^{-1}$ ]
$z_{ij}$	médias normalizadas das variáveis da matriz de correlação
$Z_{pxk}$	Coordenadas principais das colunas

# Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>19</b>
<b>2</b>	<b>REFERENCIAL TEÓRICO E REVISÃO DE LITERATURA</b>	<b>22</b>
<b>2.1</b>	<b>Referencial teórico</b>	<b>22</b>
2.1.1	Setor elétrico	22
2.1.2	Matriz eólica	24
2.1.3	Matriz Hídrica	25
2.1.4	Índices oceânicos e os elementos climáticos	27
<b>2.2</b>	<b>Revisão de literatura</b>	<b>29</b>
2.2.1	O planejamento energético e o clima	29
2.2.2	Planejamento Energético e Modelagem Hidrológica	32
2.2.3	Planejamento Energético e Modelagem Estatística	33
<b>3</b>	<b>THE DEPENDENCE OF HYDROPOWER PLANNING IN RELATION TO THE INFLUENCE OF CLIMATE IN NORTHEAST BRAZIL</b>	<b>36</b>
<b>3.1</b>	<b>Introduction</b>	<b>37</b>
<b>3.2</b>	<b>Material and methods</b>	<b>38</b>
3.2.1	Study area	38
3.2.2	Data	39
3.2.3	Methodology	41
3.2.3.1	Rainfall and streamflow climatology analysis	41
3.2.3.2	Cluster analysis	41
3.2.3.3	Mann-Kendall test	42
3.2.3.4	Principal component analysis	42
3.2.3.5	Dynamic regression model	43
<b>3.3</b>	<b>Results and discussion</b>	<b>44</b>
3.3.1	Analysis of criticality of water	44
3.3.2	Hydropower generation time series	47
3.3.3	Influence of climate on energy planning	51
<b>3.4</b>	<b>Conclusion</b>	<b>54</b>
<b>4</b>	<b>IMPACTO DOS ÍNDICES OCEÂNICOS E ELEMENTOS CLIMÁTICOS NA MATRIZ EÓLICA NO NORDESTE DO BRASIL.</b>	<b>56</b>
<b>4.1</b>	<b>Introdução</b>	<b>58</b>
<b>4.2</b>	<b>Material e métodos</b>	<b>59</b>
4.2.1	Área de estudo	59

4.2.2	Dados . . . . .	60
4.2.3	Metodologia . . . . .	61
4.2.3.1	Comportamento do vento e sua densidade de potência . . . . .	62
4.2.3.2	Análise de tendências . . . . .	62
4.2.3.3	Correlação cruzada . . . . .	63
4.2.3.4	Modelo de regressão dinâmica . . . . .	63
<b>4.3</b>	<b>Resultados . . . . .</b>	<b>64</b>
4.3.0.1	Intensidade dos ventos e densidade de potência . . . . .	66
4.3.0.2	Variáveis climáticas . . . . .	70
4.3.0.3	Tendências das séries temporais . . . . .	73
4.3.0.4	Modelagem por regressão dinâmica . . . . .	73
<b>4.4</b>	<b>Discussão . . . . .</b>	<b>77</b>
<b>4.5</b>	<b>Conclusão . . . . .</b>	<b>79</b>
<b>5</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS . . . . .</b>	<b>81</b>
5.1	Sugestões para trabalhos futuros . . . . .	82
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>83</b>

# 1 Introdução

O Nordeste do Brasil (*NEB*) apresenta severa condição de vulnerabilidade relacionada à escassez hídrica, dada suas características de espacialidade e temporalidade sazonal, além da característica interanual da precipitação (REBOITA et al., 2010). Apenas com um único reservatório relevante para geração de energia elétrica, Sobradinho está gradativamente reduzindo sua capacidade de armazenagem. Com apenas 47% de volume útil, em abril de 2019, sua condição operativa é crítica desde 2001 (ONS, 2020).

Buscar alternativas no intuito de diversificar a matriz energética são ações vitais para acondicionar com segurança um melhor planejamento energético (*PE*) (GUERRA et al., 2015; SILVA et al., 2016). Desse modo, nas últimas décadas é perceptível e latente o quanto os recursos naturais possuem importante relevância no contexto da vulnerabilidade, suscetibilidade, adaptabilidade e sustentabilidade na sociedade em geral (IPCC, 2021). Devido à possibilidade de intervenções no clima de origem antropogênica, nesta atual época, percebem-se impactos no cotidiano devido às alterações climáticas, quando comparadas com a idade da revolução industrial. Notadamente ao uso dos recursos naturais primários, principalmente nos países desenvolvidos com o aumento das emissões do  $CO_2$  (ppm<sup>1</sup>) (GOLDEMBERG; LUCON, 2008).

Pelo fato da região *NEB* estar próxima da região equatorial, a mesma possui características físicas de baixa pressão atmosférica em razão da quantidade de energia recebida, em função da irradiância solar, a qual é favorecida pela convergência dos ventos alísios, propiciando assim a geração de energia elétrica por meio da fonte eólica (A.; CAVALCANTI; MGAJ, 2009; FERREIRA; MELLO, 2005; SILVA et al., 2016). Alguns estudos, face a essas características, têm sido realizados no intuito de verificar o potencial da matriz eólica no *NEB* segundo seus padrões de velocidade do vento, por meio de modelagem atmosférica (OLIVEIRA; COSTA, 2011).

Como os recursos naturais, sejam eles de fonte fóssil, hídrica, solar ou eólico, podem influenciar tanto na vida da humanidade? A Energia de forma geral, tornou-se um insumo importante e totalmente correlacionado com o clima, não desprezando fatores sócio ambientais, econômicos e tecnológicos. Recentes fatos ocorridos na Ásia nos anos de 1986 e 2011, como os acidentes nucleares de Chernobyl e Fukushima, respectivamente, trouxeram profundas reflexões a respeito da sustentabilidade na discussão energética quanto ao seu *PE*. Um país precisa definir sua matriz ou matrizes energéticas com base no seu potencial de longo prazo e recursos naturais disponíveis. As diretrizes e premissas que norteiam *PE* deverão se adequar às condições climáticas globais e regionais, principalmente face às

---

<sup>1</sup> Partículas por milhão

vulnerabilidades naturais peculiares em cada região (IPCC, 2021).

A crise energética em 2001, como a atual, oriunda de um prolongado período de seca, foi e é desastrosa à sociedade. Associada a precipitações acumuladas anuais abaixo do esperado para o período e, conseqüentemente, efeitos quanto ao déficit hídrico nas barragens hidroelétricas, aumento da carga e necessidade de importação de energia de outros submercados<sup>2</sup> fazem o *PE* ser mais criterioso no curto, médio e longo prazo. Desse modo, percebe-se a importância da adaptação e capacidade de resiliência da sociedade diante dos desafios nestes momentos de crise energética. É possível, que nesse ritmo mantendo os padrões climáticos atuais, seja inviável a geração de energia pela fonte hídrica e que haja uma transição energética para fonte eólica (LUND; MATHIESEN, 2009).

Após 50 anos da primeira crise petrolífera, a grande questão energética mundial contínua relacionada com os recursos naturais, porém, com o viés das fontes primárias que são oriundas dos combustíveis fósseis e das condições climáticas locais, regionais e globais. Tal cenário está associado aos elementos climáticos, como: precipitação, temperatura, umidade relativa do ar, pressão atmosférica, radiação solar e os movimentos atmosféricos, os quais são relevantes e essenciais para a formulação de estratégias de um *PE* confiável e perene, sem a dependência da fonte primária fóssil e não renovável. Não parece razoável que essa região tão rica em recursos eólicos e irradiância solar, não tenha de maneira abrangente um melhor aproveitamento de seu potencial, sabendo que não se trata apenas de uma realidade no *NEB*. De acordo com a ANEEL (2020), a matriz energética solar possui uma participação apenas de 2,48% de todo território brasileiro, o que não representa a sua real valorização como matriz energética.

- i. O clima, nessa perspectiva, influencia o *PE* no *NEB* quanto ao atendimento da demanda de energia elétrica?
- ii. A matriz hidroelétrica no *NEB* opera em uma condição operacional crítica devido a tendências decrescentes na vazão e precipitação?
- iii. Os índices oceânicos afetam de que forma o comportamento da intensidade da velocidade do vento e sua densidade de potência no *NEB*?

Com esses questionamentos, formulam-se as seguintes **hipóteses**:

- i. É possível mensurar o impacto na geração hidroelétrica, face às variáveis climáticas e aos índices oceânicos;

---

<sup>2</sup> Divisões do *SIN (Sistema Interligado Nacional)* para as quais são estabelecidos *PLD (Preço de liquidação das diferenças)* específicos e cujas fronteiras são definidas em razão da presença e duração de restrições relevantes de transmissão aos fluxos de energia elétrica no *SIN*. Resolução ANEEL n.109, 26 de outubro de 2004 (Diário oficial, de 10 nov. 2004, seção 1, p.48)

- ii. Há impactos na geração hidroelétrica associados à alteração da climatologia da vazão e precipitação;
- iii. Os índices oceânicos cooperam conjuntamente com os elementos climáticos e de fato impactam a densidade de potência da fonte eólica em função das mudanças nas distribuições das frequências de direções e da intensidade de velocidade do vento.

Dado o contexto acima, o **objetivo geral** proposto nesta pesquisa foi investigar a influência do clima no planejamento energético no *NEB* durante o período de 2000 a 2018. Nos **objetivos específicos** foi possível também:

- (i.) Estudar a climatologia da vazão e precipitação pertinente à geração de energia elétrica pela fonte hídrica;
- (ii.) Avaliar a sazonalidade anual das variáveis energéticas e do clima;
- (iii.) Verificar as tendências das variáveis energéticas e do clima;
- (iv.) Simular os impactos na geração de energia elétrica da fonte hídrica e o comportamento do recurso eólico;
- (v.) Identificar impactos nas características da velocidade média do vento e na densidade potência;
- vi. Analisar o comportamento do vento no interior do *NEB*, relacionada aos padrões oceânicos e do clima e o impacto na densidade de potência pela fonte eólica no período de 2013 a 2020.

## Estrutura da tese

A tese está estruturada inicialmente no **Capítulo 1** por uma ampla introdução no contexto do clima e *PE*, na qual, com base na justificativa do tema central do trabalho são expostos o objetivo geral e específicos, propondo na correta medida um melhor debate face às condições impostas sob a ótica dos potenciais recursos naturais no *NEB*. O **Capítulo 2**, trata do referencial teórico e revisão da literatura, com discussões relevantes quanto ao clima, estatística, hidrologia e *PE*. O **Capítulo 3** da tese trata do primeiro artigo proposto, abordando um resumo dos principais elementos climáticos que influenciam diretamente o *PE* no *NEB*, relacionada à matriz hidroelétrica. No **Capítulo 4**, propõe-se uma análise do recurso eólico em função dos padrões oceânicos e os elementos climáticos, utilizando os modelos estocásticos. Por fim, no **Capítulo 5** apresentam-se as considerações finais deste projeto de tese, sintetizando a importância do tema e os resultados até aqui obtidos, ampliando assim a discussão sobre o *PE* no *NEB*.

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO E REVISÃO DE LITERATURA

### 2.1 Referencial teórico

#### 2.1.1 Setor elétrico

A energia elétrica é um tipo de fonte de energia ( $Wh$ ) que reproduz uma discussão no setor elétrico focada em sintetizar o equilíbrio econômico, segurança, eficiência, disponibilidade e confiabilidade energética e elétrica. No *NEB* há três fontes básicas principais de geração de energia: (i) energia elétrica pela fonte hídrica (UHE<sup>1</sup>, CGH<sup>2</sup> e PCH<sup>3</sup>); (ii) energia elétrica pela fonte eólica (CGE<sup>4</sup>), e; (iii) energia elétrica pela fonte térmica (UTE<sup>5</sup> e UTN<sup>6</sup>), além da solar (UFV<sup>7</sup>) e CGU<sup>8</sup>. Ambas, com exceção da fonte eólica, são possíveis operar com armazenagem energética. Todas são despachadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (*ONS*) buscando sinergia entre elas em sua matriz operacional, considerando o melhor (*CVU*<sup>9</sup>), quando possível.

A oferta e a demanda estão relacionadas ao consumidor e gerador, nas quais a previsibilidade da demanda futura requer um planejamento da oferta da geração de energia disponível. Para o caso das fontes renováveis, há uma dependência dos referidos recursos naturais como a disponibilidade dos ventos ( $m \cdot s^{-1}$ ), vazão, precipitação e a irradiância solar ( $MJ \cdot m^{-2}$ ). O *PE* no Brasil é conduzido pela Empresa de Pesquisa Energética (*EPE*) da qual produz os estudos de planejamento e expansão do *SIN* no médio e longo prazo. O *ONS* por sua vez está focado no planejamento operacional do sistema e visa uma operação com segurança e confiabilidade. Dessa forma, a operação do sistema leva em consideração a matriz energética<sup>10</sup> brasileira, conforme Tabela 1 ([ANEEL, 2020](#)).

<sup>1</sup> Usina hidroelétrica

<sup>2</sup> Central geradora hidráulica

<sup>3</sup> Pequena central hidrelétrica

<sup>4</sup> Central geradora eólica

<sup>5</sup> Usina termoeletrica

<sup>6</sup> Usina termonuclear

<sup>7</sup> Usina fotovoltaica

<sup>8</sup> Central de geração undi-elétrica - força das marés

<sup>9</sup> Custo Variável Unitário, valor expresso em Reais por Megawatt-hora (R\$/MWh), necessário para cobrir todos os custos operacionais do EMPREENDIMENTO TERMOELÉTRICO. Fonte: [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)

<sup>10</sup> Aqui desconsidera-se recursos energéticos associados a outros segmentos industriais.

Tabela 1 – Matriz elétrica Brasileira disponibilizadas no Sistema de informações da ANEEL em 08/12/2021 - SCG: Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração.

Tipos de usina	Quantidades	Potência outorgada (GW)	Partição do setor (%)
Hídrica (UHE + CGH + PCH)	1.495,00	109,30	60,51
Térmica (UTE + UTN)	3.233,00	29,70	25,79
Eólica (CGE)	1.112,00	17,20	11,16
Solar (UFV)	5.189,00	3,20	2,53
Undi-elétrica (CGU)	1,00	0,05	0,01

A Figura 1 ilustra o modelo de mix das operações do sistema elétrico brasileiro com a perspectiva das matrizes operantes no SIN, em que, esta é gerida pelo Operador Nacional do Sistema elétrico. Tal operador, possui as informações dos recursos energéticos e elétricos e, conforme o melhor planejamento de curto e médio prazo este, despacha sua ordem de geração e transmissão para todo sistema, considerando todas as fontes disponíveis (eólica, hídrica, térmica, solar entre outras.)

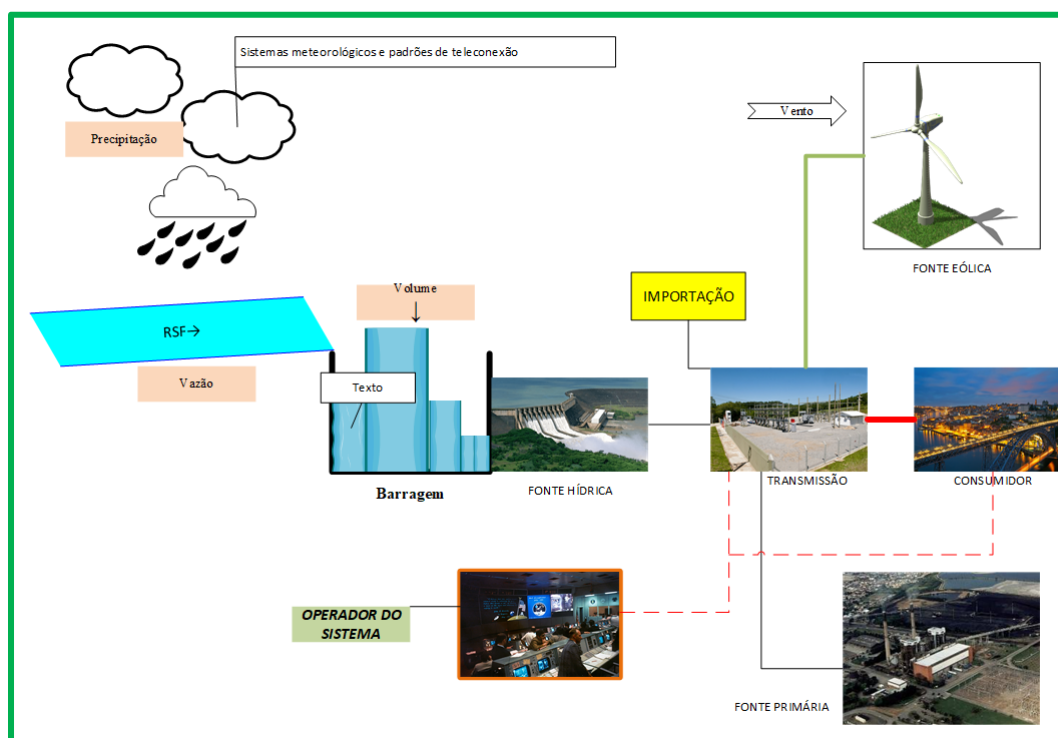


Figura 1 – Esquema operacional do setor elétrico levando em consideração a matriz elétrica no NEB.

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

Das três principais fontes apresentadas e sua operação gerida pelo ONS, duas dependem exclusivamente dos recursos naturais renováveis e atendem mediante a disponibilidade dos mesmos, as quais, objeto deste trabalho, são as fontes hídrica e eólica.

### 2.1.2 Matriz eólica

A matriz eólica é dada pelo modelo proposto na Equação 2.1, referente a potência elétrica na turbina, expressando como resultado a geração de energia elétrica bruta.

$$P_{el} = 0.5 \cdot A_r \cdot \rho_{ar} \cdot v^3 \cdot c_p \cdot \eta_{wtg} - \left[ \sum_{i=1}^n \text{Perdas elétricas} \right] \quad (2.1)$$

Em que,  $P_{eol}$  é a potência elétrica,  $A_r$  é a área de varredura do rotor,  $\rho_{ar}$  é a densidade do ar,  $v$  é a velocidade do vento,  $\eta_{wtg}$  o rendimento da turbina e  $c_p$  o coeficiente de potência específico ao modelo da turbina. Para matriz eólica, a densidade de potência está diretamente relacionada à densidade do ar e à velocidade do vento (FADIGAS, 2011). Portanto, em situações favoráveis do vento, o ONS irá despachar o máximo possível está potência, buscando não apenas o equilíbrio econômico, mas também mitigar riscos hídricos, a qual porventura estejam presentes, além de reduzir os custos operacionais devido ao despacho das usinas térmicas, desde que não hajam problemas restritivos quanto às limitações por problemas de confiabilidade, indisponibilidade ou energético (constraint off). A principal variável no modelo eólico é o vento, pois o mesmo está elevado ao cubo em razão da energia cinética envolvida e sua variação implica em variações na potência elétrica. A variável vento ( $v_i$ ) é aleatória e contínua no tempo e normalmente integrada pela média de 10 minutos, com sazonalidade bem característica no ano, sendo em geral no primeiro semestre *low wind* e no segundo semestre *high wind*. Não menos importante, a pressão atmosférica, ( $hPa$ ) e a temperatura ( $K$ ) influenciam a densidade do ar, independente de fatores climáticos como altitude, oceano, relevo, vegetação e etc.

A curva que melhor representa sua geração com base no modelo eólico definida pela Equação 2.1, é ilustrada pela Figura 2. Na região de transição, a mesma possui o cut in, região de início de geração, e, o cut out, região a qual o controle de freio aerodinâmico e mecânico são acionados para frear a turbina. As faixas de velocidade de cut in e cut out dependem do modelo de turbina e outras condições particulares na região em configurada do modelo da máquina.

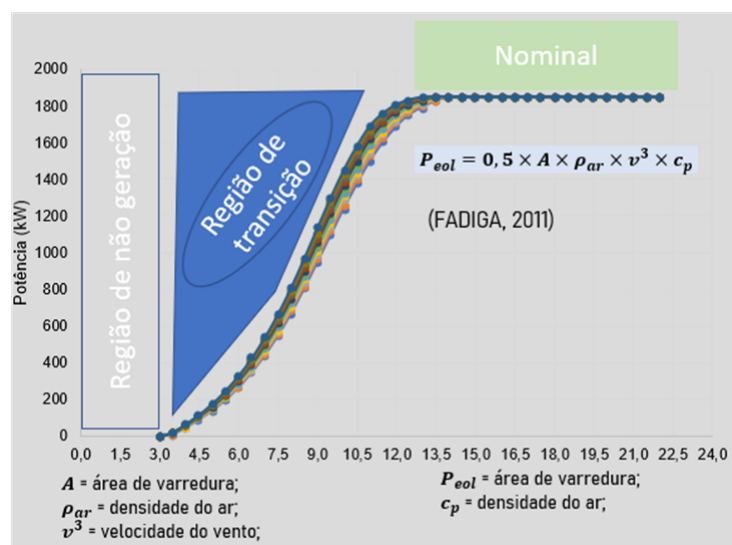


Figura 2 – Modelo de referência de uma Curva de potência de uma turbina eólica.

### 2.1.3 Matriz Hídrica

A matriz hídrica é bastante tradicional no Brasil, tendo 60,70% de participação na matriz energética. Considerada renovável, mas gradativamente seu parque gerador instalado tem sido ameaçado por algumas características ambientais que podem interferir no seu rendimento, além das mudanças climáticas. Seu modelo é definido conforme Equação 2.2 (HINRICHS; KLEINBACH; REIS, 2014, p. 67–513).

$$P_{hid} = Q \cdot g \cdot \rho_{agua} \cdot \eta_t \cdot \eta_g \cdot \eta_h \cdot H \quad (2.2)$$

em que,  $P_{hid}$  é a potência elétrica proveniente da matriz hídrica,  $\rho_{agua}$  é a densidade da água,  $g$  a gravidade,  $\eta_t$  o rendimento da turbina,  $\eta_g$  o rendimento do gerador,  $\eta_h$  o rendimento hidráulico,  $H$  a altura da queda água (desnível). Para a matriz hídrica, as variáveis climáticas estão associadas ao fluxo da água, a precipitação e a condição de controle do volume útil da barragem. Consequentemente, o despacho hídrico está associado às condições de vento e ao custo variável unitário das térmicas, o que pelas condições do clima, podem ser despachadas sem ordem de mérito. Esta análise requer cada vez mais um melhor entendimento, dada a busca em otimizar ao máximo as operações do sistema com base em um  $PE$  eficiente. De acordo com a Agência Nacional de Águas (ANA<sup>11</sup>) o planeta é constituído de 97,5% de água salgada, sendo apenas 2,5% referente a água doce. A partir dessa partição, percebe-se o quão precioso é este insumo, a qual serve de benefícios as várias áreas da humanidade, incluindo a geração de energia. O Brasil possui diversas bacias hidrográficas, em que se subdividem em 12 bacias, sendo:

<sup>11</sup> Relatório "Conjuntura dos recursos hídricos 2019 - Informe anual

- i. Região hidrográfica Amazônica (45% do território nacional e 81% de águas superficiais do país);
  - Rio Amazonas, Xingu, Madeira, Solimões, Negro,
- ii. Região hidrográfica Atlântico Leste (3,9% do território do país)
  - Rio Mucuri, Rio de Contas, entre outros.
- iii. Região hidrográfica do Atlântico Sudeste (2,5% do território do país)
  - Rio Paraíba do Sul, Rio Doce entre outros.
- iv. Região hidrográfica do Atlântico Nordeste Ocidental (3% do território do país)
  - Rio Itapicuru, Mearim, Flores, Grajaú entre outros.
- v. Região hidrográfica do Atlântico Nordeste Oriental (3,4% do território do país)
  - Rio Jaguaribe, Seridó, entre outros.
- vi. Região hidrográfica Tocantins-Araguaia (10,8% do território do país)
  - Rio Araguaia, Tocantins, entre outros.
- vii. Região hidrográfica Parnaíba (3,9% do território do país)
  - Rio Parnaíba, Poti, entre outros.
- viii. Região hidrográfica São Francisco (7,5% do território do país)
  - Rio São Francisco, Rio Preto, entre outros.

Conforme capítulo IV, seção III, artigo 12 e inciso IV da lei federal de Nº9.433 de Janeiro de 1997, prevê o a outorga dos direitos para uso dos recursos hídricos para aproveitamento hidrelétrico, das quais no *NEB* na Bacia do São Francisco (*BSF*), onde o Rio São Francisco é o principal ativo hidrológico para hidroeletricidade ([ANA, 2019](#)). O mesmo comporta, além da usina de Sobradinho: a sua jusante as *UHE* de Riacho Seco, Pedra Branca, Luiz Gonzaga, Paulo Afonso I, II, III e IV, Xingó, Apolônio Sales, e; a montante, as *UHEs* Três Marias, Formoso, Januária, Bananeiras. Ambas, necessitam de vazão constante para suprimento de seus reservatórios garantindo armazenagem energética. A ausência de disponibilidade de água nos rios devido às reduções nos volumes das precipitações, refletem diretamente na criticidade hídrica.

O relatório disponibilizado pela *ANA* (2017) relata a respeito da crise hídrica com impactos diretos no abastecimento emergencial, saúde, mananciais subterrâneos, priorização no seu uso e claro na geração de energia com efeitos colaterais nas regras de

operação e possibilidade de racionamentos. De acordo com este relatório, o semiárido apresenta algumas características desfavoráveis há um balanço hídrico positivo. São elas: (i) precipitações inferiores a 900 mm anuais; (ii) irregularidade no regime de chuvas; (iii) redução na disponibilidade de águas subterrâneas; (iv) temperaturas elevadas durante todo o ano; (v) baixas amplitudes térmicas; (vi) forte insolação e; (vii) altas taxas de evapotranspiração. Essas características produzem um balanço hídrico negativo, levando a matriz hidroenergética para uma condição de criticidade na oferta de geração da energia elétrica.

#### 2.1.4 Índices oceânicos e os elementos climáticos

Considerando a posição geográfica do Brasil na América Latina, tem-se dois grandes oceanos em sua posição Leste (Atlântico) e Oeste (Pacífico). Conforme suas interações com a atmosfera, essa acoplagem resulta nas anomalias de *TSM*, em que estão presentes e acaba se tornando mecanismo propulsor no fluxo de calor latente e, que por sua vez influenciam na atuação dos movimentos e sistemas atmosféricos.

Atualmente são bem conhecidos no Pacífico Equatorial o *ENOS* e no Atlântico Tropical o Dipolo do Atlântico. Por exemplo, o *ENOS 3+4* é mais estudado para o impacto interanual referente a precipitação e suas fases opostas são conhecidas como El Niño (fase positiva) e La Niña (fase negativa), ou seja, quando as temperaturas na superfície do mar no Pacífico Leste estão acima ou abaixo da média histórica. Seu índice é calculado pela média móvel trimestral e em sendo  $>0,5^{\circ}\text{C}$  ou  $<0,5^{\circ}\text{C}$  suas fases estão atuantes, ou ainda, em estando entre essas faixas considera-se uma condição de neutralidade (INPE, 2018).

O Dipolo do Atlântico é um gradiente meridional de anomalias de *TSM* que modula também com o *ENOS* e que afeta diretamente a variabilidade interanual do clima em todo o continente. Um fator interessante é que as anomalias de *TSM* do Atlântico Tropical, em termos de grandeza física, inferiores as anomalias de *TSM* do *ENOS*, mas possuem um papel relevante na pluviometria do *NEB* (SERVAIN, 1991; HASTENRATH, 2012).

A termodinâmica atmosfera-solo e atmosfera-oceano é um sistema totalmente aberto em que o fluxo de calor é proveniente da energia solar, especialmente durante o período diurno e noturno. Nessa perspectiva, a temperatura, umidade relativa, precipitação, pressão atmosférica e os movimentos atmosféricos interagem. Observando-se as temperaturas em qualquer escala termométrica (Celsius, Kelvin e Fahrenheit), as mesmas estão bastante correlacionadas com os máximos de radiação solar ( $W \cdot m^{-2}$ ). Já a presença de vapor d'água na atmosfera é a umidade. Neste trabalho será apenas utilizada a umidade relativa do ar ( $\varphi$ ), a qual é a razão de mistura observada e a mistura em condições saturadas na mesma temperatura.

As precipitações são originadas da formação de vapor d'água na atmosfera, a qual

interagem com a radiação solar e terrestre filtrando-as. A precipitação ( $P_{H_2O}$ ) possui forte correlação com a temperatura e umidade do ar. Sua escala de medida no Brasil é dada em ( $mm$ ), conforme Equação 2.3 de Butler (VIANELLO; ALVES, 2012, p.65).

$$P_{H_2O} = 0,216 \cdot \frac{e_o(hPa)}{T_K \cdot H_v(m)} \quad (2.3)$$

em que a constante 0,216 é a relação da massa da molécula de água ( $m_w$ ) e o produto da densidade da água  $\rho_{agua}$  e a constante de Boltzmann ( $k$ ),  $e_o$  é a pressão real de vapor d'água atmosférica,  $T_K$  é a temperatura em Kelvin e  $H_v$  é a escala de altura para o vapor d'água atmosférico. Sua sazonalidade é importantíssima na avaliação de recursos eólicos e na hidroeletricidade.

A pressão atmosférica por convenção da organização internacional da aviação civil definiu uma atmosfera padrão, conforme dados a seguir (VIANELLO; ALVES, 2012):

- i. atmosfera padrão está em equilíbrio hidrostático;
- ii. comporta-se como um gás ideal;
- iii. aceleração devido à gravidade no nível médio do mar é igual a  $9,80665 \text{ m.s}^{-2}$ ;
- iv. no nível médio do mar, a temperatura é igual a  $15 \text{ }^\circ\text{C}$  e a pressão é  $1013,25 \text{ hPa}$ ;
- v. o gradiente vertical de temperatura da troposfera é de  $6,5 \text{ }^\circ\text{C} / \text{km}$  até a altitude de  $11 \text{ km}$ . Acima dessa altitude, até  $20 \text{ km}$ , a temperatura é constante,  $T = -56,5 \text{ }^\circ\text{C}$ , com gradiente vertical nulo.

Ao observar a região do *NEB* verifica-se em sua sazonalidade anual que a estação do verão possui maiores umidades relativas do ar, cobertura de nuvem, precipitação e coluna de pressão. Os movimentos atmosféricos são constantes, traduzindo-se em energia cinética. A depender do relevo essa fonte de energia irá dissipar-se, conforme seu escoamento em regiões de diferentes orografias e rugosidades. Portanto, o movimento dessas massas de ar são conhecidos como o "vento" e analisados em sua maior parte pelas componentes horizontais. Na região estudada no *NEB* observa-se regiões de baixa pressão em relação a latitudes médias e altas o que favorece os famosos ventos Alísios, a qual pode ser intensificada pela Alta subtropical do Atlântico Sul (*ASAS*) principalmente no inverno. Isso se dá, devido a uma força criada pelo gradiente de pressão  $\vec{G}_p$  existente, dada pela expressão (SILVA, 2006, p.119).

$$\vec{G}_p = \frac{-1}{\rho} \cdot \nabla P \quad (2.4)$$

## 2.2 Revisão de literatura

### 2.2.1 O planejamento energético e o clima

O mundo se prepara para o futuro observando uma considerável possibilidade nas mudanças climáticas. Isso se deve ao aumento da temperatura média do planeta quando comparado com os níveis da era pré-industrial. O último relatório do *IPCC* (AR6<sup>12</sup>) traz uma complexa discussão a respeito das mudanças climáticas em razão da influência antropogênica em si tratando do aumento das emissões de  $CO_2$  na atmosfera, causando assim, aumentos na temperatura do planeta e efeitos nos recursos hídricos e eólicos (*IPCC, 2021*).

Um dos tópicos discutidos quanto às mudanças climáticas são os extremos climáticos, e, diante disso, os mesmos têm sido registrados no cenário mundial em relação a desastres naturais quanto às enchentes, ou até secas severas. Em 2014 na Califórnia verificaram-se substanciais múltiplos extremos devido ao aumento de temperatura associado com o aquecimento global, contribuindo para seca e ondas de calor (*AGHAKOUCHAK et al., 2014*).

Especialmente o *Work Group (WG I)* do (*IPCC, 2021*) reforça um tópico especial em seu relatório *AR6*, sobre o recurso hídrico no tocante a sua disponibilidade e importância nas diversas atividades humanas e a responsabilidade para com gerenciamento o hídrico a nível global (*DOLL et al., 2015*).

O mundo experimentou uma redução global da oferta hídrica observada no século XX. Constatou-se considerável aumento no consumo específico da água, quando comparado ao período de 1900 a 2000. A primeira década de 1900 (1901 a 1910), o consumo per capita foi de  $209 m^3.cap.ano^{-1}$ , contra  $230 m^3.cap.ano^{-1}$  da primeira década 2000 (2001 a 2010), resultando no consumo total de água nesta década de 1900 de  $358 km^3.ano^{-1}$  passando para primeira década de 2000 o volume de  $1500 km^3.ano^{-1}$  (*KUMMU et al., 2016*). As Águas subterrâneas são afetadas no que diz respeito a diminuição da oferta hídrica, devido à sua aplicação na irrigação agrícola em todo o mundo com propósito de atender o comércio de alimentos, principalmente para atendimento da demanda dos Estados Unidos, China e Índia (*DALIN, 2017*).

Estudo recente, realizado para a Europa, verificou impactos de até 10% para geração fotovoltaica e eólica, e, até 20% para geração hídrica principalmente na região Sul associado à cenários de aquecimento global  $+1,5^\circ C$ ,  $+2^\circ C$  e  $+3^\circ C$  (*TOBIN, 2018*).

A Lei 10.438 de 2002, homologada logo após a crise energética de 2001, trouxe pela primeira vez a motivação em ampliar no Brasil suas fontes energéticas para fonte eólica, biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas. Sendo esta, uma primeira motivação à

<sup>12</sup> Sixth Assessment Report: special report

inserção de fontes alternativas como a eólica, dando um passo não só do ponto de vista energético, mas também de clima, dada à presença da vulnerabilidade hídrica, por meio da implementação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA, 2002).

Nessa lógica, deve-se tratar o planejamento da expansão energética para as hidrelétricas com olhar voltado para o cuidado com meio ambiente, permitindo mitigar a emissão de gás de efeito estufa e buscar benefícios à saúde humana no longo prazo, o que fará diferença no clima regional e global no longo prazo (TOLMASQUIM et al., 2001). Nessa linha de pensamento em associar o clima foram previstos impactos quanto à crise energética no *NEB* em relação às precipitações abaixo do normal no verão e outono de 2001. Com impacto direto no suprimento energético associado ao deslocamento do Vórtice Ciclônico em Altos Níveis (*VCAN*) para centro-oeste do Brasil, traçado este, diferente do usual quando agem normalmente no leste do *NEB*, favorecendo precipitações em sua borda na região do médio e alto São Francisco (CAVALCANTI; KOUSKY, 2004).

Além disso, o pensamento focado na redução de emissão global de  $CO_2$  é latente ao se analisar o clima, além da segurança energética associada às preocupações ambientais, dado que não há projeto energético que não traga de alguma forma impactos ambientais (GELLERA et al., 2004). A climatologia deve seguramente ser implementada em estudos de produção de energia para futuras diretrizes no *PE*. É importante verificar aspectos relacionados aos sistemas de grande escala como El Niño Oscilação Sul (*ENOS*) dos quais influenciam em escalas temporais de seis a dezoito meses e Oscilação Decadal do Pacífico (*ODP*) com períodos de 10 a 30 anos, faseando períodos de anomalia da temperatura da superfície do mar (*TSM*), as quais impactam diversas áreas, incluindo o *PE* (MOLION, 2005; A.; CAVALCANTI; MGAJ, 2009).

Nem sempre o clima é a alavanca para impulsionar transições energéticas, embora possa ser um excelente argumento para melhoria da qualidade de vida. As ameaças regionais da escassez do potencial de recurso natural trazem a necessidade de novas estratégias e, por isso, o estudo interessante em relação aos cortes mundiais de geração de energia a partir da fonte fóssil, em função ainda da forte dependência dessa matriz. Transições energéticas ocorrem intensamente em escala global, como por exemplo: na Dinamarca o planejamento energético de mudanças em sua matriz está sendo desafiadora. Com metas agressivas em substituir sua atual matriz energética fóssil para uma matriz renovável, impactando toda a cadeia energética em razão da não dependência dos recursos de óleo e gás, e claro, das suas características potenciais para essa transição (LUND; MATHIESEN, 2009).

Dado o crescimento energético em relação à sua independência e aumento de carga ao longo do tempo, pode-se constatar que o *PE* está voltado para análise do recurso energético e vários países se preparam para transição energética, dada a disponibilidade de seus recursos naturais. Observe o caso do Japão, onde a implementação de estratégias traz

novidades relacionadas às políticas energéticas, reduzindo a geração de energia pela fonte fóssil até 2030 e ampliando sua matriz para renováveis e nuclear, reduzindo as emissões de  $CO_2$  (DUFFIELD; WOODALL, 2011).

Quando se trata do *NEB* a escassez hídrica é iminente e, portanto, recurso de difícil disponibilidade. Observam-se, para essa região problemas de abastecimento hídrico, tanto para navegação como para irrigação e energia. Com a sua localização mais ao Nordeste do Brasil, observa-se um curto período de precipitação com irregular distribuição espacial e temporal, dada a redução do gradiente inter-hemisférico da *TSM*, apenas nos meses de março e abril (HASTENRATH, 2012). A classificação climática já é estudada a mais de 140 anos e, essa classificação ajuda a entender melhor o clima no *NEB*, sendo predominantemente classificado como Tropical seco e semiárido *BSh*, a qual foi preparada com dados de mais de 2.950 estações climatológicas (ALVARES et al., 2014).

Transição de energia não é um tema novo, o qual desde transições energéticas do século XVII do carvão para óleo e depois para o gás natural até chegar o século XX com as energias renováveis. Tem sido uma evolução para humanidade no sentido de sobrevivência e porque não afirmar na melhoria da qualidade de vida em todas essas etapas das transições energéticas (FOUQUET; PEARSON, 2012). O Brasil possui grande potencial para um *PE* no longo prazo realizando projeções para investimentos nas usinas térmicas, mesmo com crescimento das emissões de gás de efeito estufa e outros cenários sócios econômicos, porém em um caminho inverso com a possibilidade de não levar em consideração cenários climáticos críticos (GUERRA et al., 2015).

As preocupações a nível mundial estão focadas nas alterações climatológicas em escala global e regional. Dessa forma, se o aumento dos índices de emissão de gás de efeito estufa podem ser reduzidos, faz-se necessário uma maior contribuição do setor energético, quanto a inserção de fontes eólicas e solares nos sistemas (SAHU, 2015). Há de fato um apelo por vários pesquisadores nessa linha de transição energética, buscando eficiência energética, sustentabilidade e preocupações com o clima em geral.

A energia eólica pode ser apresentada como um recurso de complementariedade nessa transição e pode ser questionado em razão da sua intermitência, contudo, quanto mais robusta for sua disponibilidade, menos incertezas nos riscos de previsibilidade (SILVA et al., 2016). Mesmo com essa imprevisibilidade eólica a proposta é inserir 100% de energia elétrica pela fonte eólica, hídrica e solar em atendimento à demanda do estado de Washington nos Estados Unidos, atendendo a setores de transporte, comércio, aquecimento de residências, entre outros até 2050 (JACOBSON et al., 2016).

Perspectivas relacionadas às mudanças climáticas e a um melhor entendimento dos seus impactos, incluindo riscos à geração de energia elétrica, foram elaborados pelo *Work Group II* do *IPCC* por meio de modelos computacionalmente intensivos em escala global (MACH et al., 2016). Se a disponibilidade da água é relevante, então a preocupação

com seu uso é vital para sustentabilidade climática, dado o vasto desperdício no seu uso, incluindo seu reuso, saneamento básico, tratamento de água entre outras ações (LU et al., 2016).

A incerteza da oferta hídrica na região *NEB* e o incremento da geração de energia com a fonte eólica é uma possibilidade de amadurecimento. Mesmo com a problemática da imprevisibilidade eólica, as intermitências são mais agudas durante o dia e no verão, devido à intensidade da irradiância solar, o que influencia na densidade do ar, sendo as previsões futuras em escalas de tempo mais assertivas para o longo prazo, mesmo havendo condições de previsão no curto prazo (REN et al., 2018).

A geração de energia e a questão das alterações climáticas é um assunto relevante quando se trata de redução de níveis de precipitação entre outros problemas. Em recente estudo publicado pela Nature, as projeções climáticas elaboradas pela *Gravity Recovery and Climate Experiment (GRACE)* ilustraram para leste da América do Sul (*AS*) na região *NEB*, redução de áreas irrigadas e também nos níveis de precipitação e, conseqüentemente, no déficit de água com -16.9 Gt por ano de água superficial estocada (RODELL et al., 2018).

As alterações climáticas produzem impactos relevantes na produção de energia. Projeções nas alterações de temperatura e precipitação entre 20% e 50% para o final desse século trarão efeitos na redução da produção de energia a depender dos cenários futuros (JONG et al., 2018). Nos dias atuais, é possível constatar alterações na superfície da água da barragem de Sobradinho e também na sua turbidez, por meio de observações via satélite entre 2013 a 2017, em razão dos períodos de seca (MARTINS et al., 2019). Padrões de teleconexão são exaustivamente estudados, como por exemplo El Niño Oscilação-Sul, os quais não necessariamente podem ser interações apenas do Pacífico Tropical Sul, mas também pela influência do Atlântico Tropical sul e do Índico, dos quais influenciam a climatologia no *NEB* nos seus padrões de vento e precipitação (CAI et al., 2019).

## 2.2.2 Planejamento Energético e Modelagem Hidrológica

Com a crise energética em 2001, o Brasil reestruturou o setor elétrico ao criar a Empresa de Pesquisa Energética (*EPE*) em 2004, com objetivo de reorganizar o setor na premissa de planejar a geração, a transmissão e a distribuição de energia elétrica. A crise energética de 2001 relaciona-se à escassez do recurso natural hídrico, tendo em vista o Brasil ser dependente dessa fonte renovável. Conforme a Agência Nacional de Energia Elétrica (*ANEEL*) o país depende em  $\approx 60,7\%$  dessa matriz energética para a geração de energia elétrica, ou seja, há uma dependência de suas bacias hidrográficas para uso de suas hidroelétricas (ANEEL, 2020).

A alteração no planejamento energético de longo prazo é relevante em um plano

de país. Com a dependência pela fonte hídrica, modelos de chuva-vazão contribuem para análise de cenários de curto prazo e para verificação das vazões, das quais são importantes para definição das estratégias operacionais da geração hidroelétrica (GIBERTONI et al., 2007).

A exemplo dessa vulnerabilidade da matriz hídrica, a hidroeletricidade na Colômbia apresenta efeitos similares, dada as mudanças climáticas de precipitação e vazão, o que traduz preocupações quanto a segurança energética, pois, as projeções mostraram reduções críticas de até 8,5% na redução da vazão e 11% no nível da bacia de Sinú-Caribe (NORENA et al., 2011). Possibilidades de mitigação dos recursos hídricos com outras matrizes energéticas são factíveis no intuito de controlar os níveis dos reservatórios.

A Proposta de complementariedade na matriz energética como análise do reservatório de Itumbiara em São Paulo, relacionou a variabilidade interanual e sazonal da produção de energia por meio da matriz solar (MOURIÃO; ASSIREU; PIMENTA, 2016).

Verificou-se por meio de sensoriamento remoto, que condições da seca na região NEB, entre 2012 a 2016 trouxeram uma diminuição superficial das águas do reservatório de Sobradinho, além do que, à alteração da vegetação é perceptível, devido as anomalias nos padrões de precipitação e temperatura da superfície do solo associados ao *Normalized Difference Vegetation Index (NDVI)* e *Normalized Difference Water Index (NDWI)* (AZEVEDO et al., 2018).

### 2.2.3 Planejamento Energético e Modelagem Estatística

As modelagens estatísticas têm importante papel na validação dos dados quanto a sua consistência, precisão e acurácia, além de ser uma excelente ferramenta de análise. A função de distribuição de Weibull é amplamente difundida nas funções de distribuições de vento e a estimação dos parâmetros de forma ( $k$ ) e escala ( $c$ ) devem ser devidamente estimadas e recomendadas, sendo tal estimação pelo método de máxima verosimilhança (SEGURO; LAMBERT, 2000).

O planejamento energético também está relacionado à eficiência energética e quanto a sua economia pode gerar efetivamente projetos de geração. Portanto, o estudo em prédios comerciais utilizando a estatística descritiva e modelos de regressão linear, modelaram comportamentos do uso intensivo de consumo. Em Hong Kong, verificou-se que supermercados que implementaram projetos de eficiência energética trabalharam com  $3.526 \text{ MJ/m}^2$ , enquanto supermercados que não detinham estas estratégias demandaram  $3.960 \text{ MJ/m}^2$  (CHUNG; HUI; LAM, 2006).

Trabalhos com o uso da estatística descritiva para 29 regiões na China entre 1995 e 2002, comparando fatores de capacidade da eficiência energética e também o uso de matriz de correlação entre variáveis como energia, força de trabalho, produto interno bruto

e capital social, encontrou uma taxa total de eficiência energética de 77% (HU; WANG, 2006).

A importância da estimação dos parâmetros de *Weibull*, em razão da sua distribuição e das frequências horárias possuírem características diversas ou de heterogeneidade são vitais para compreensão do comportamento das distribuições dos regimes de vento (CARTA; RAMIREZ, 2007).

Análises dos cenários futuros na Dinamarca constataram reduções nas emissões do gás de efeito estufa (*GEE*). Após análises das distribuições horárias da carga e de energia gerada, devido ao uso dos combustíveis advindos da matriz biomassa, combustível fóssil, energias limpas, trouxeram interessantes indicativos positivos nas reduções de emissões de *GEE* e redução da dependência da indústria do óleo e gás, aderindo bem ao processo de transição energética (LUND; MATHIESEN, 2009).

O caso da Irlanda, em relação a transição energética, por exemplo, sendo totalmente dependente das energias primárias, na qual requer 87% de importação de outros países na Europa. A busca pela independência com recursos doméstico relacionados por exemplo a matriz eólica, dos quais utilizam o *Energyplan*<sup>13</sup> para análise do balanço energético, utilizando recursos de séries temporais para sua análise e ajuste contínuo (CONNOLLY et al., 2011).

Estudo, utilizando a análise de componentes principais para avaliação das correlações entre variáveis climáticas e energia com dados de 1979 a 2007 na cidade de Hong Kong na China, encontrou diferenças de 2% entre os índices e os dados observados de irradiância solar, temperatura e umidade do *Couple Model Intercomparison Project (CMIP3)*. Os resultados demonstraram tendências de crescimento tanto no uso da energia como no indexador climático encontrado pela análise de componente principal (LAM et al., 2010).

Uma análise de crescimento econômico do produto interno bruto (*PIB*), associados ao crescimento da produção de energia proveniente de energias renováveis e a força de trabalho foi produzida entre 1980 a 2006 na América Central, provando que o consumo de 0,2% de energias renováveis impactam no crescimento de 1% do *PIB* e 1% na força de trabalho. Também foi utilizada uma série de testes de hipóteses como o teste de Fisher para validar os resultados (APERGIS; PAYNE, 2011).

Análises com o uso da estatística descritiva e séries temporais são usadas para analisar e justificar mais inserção de fontes alternativas como a matriz eólica e solar na China, justificando seus ganhos quanto à redução da poluição do ar e o mix de geração (WANG, 2010).

Uma outra questão abordada é a consistência de dados para análise do recurso

---

<sup>13</sup> Simulador de operação em sistemas de energia, incluindo eletricidade, refrigeração, sistemas térmicos e indústria do transporte.

natural. Considerando possíveis riscos nesse sentido, valeu implementar uma análise para matriz hídrica. Dessa forma, por meio da interpolação espacial da variável precipitação mensal obtiveram séries sintéticas para complementação de informações em casos que não se tenha uma eficiente coleta de dados observacionais (SARAIVA; FERNANDES; NAGHETTINI, 2011).

Embora embrionário no Brasil o surgimento das fontes renováveis, há de se pensar em alternativas para redução do risco hídrico. O mix hídrico com a fonte eólica offshore, dado que há extensa disponibilidade de área no Brasil e comparativamente observaram-se que os dados de precipitação da *Climate Research Unit (CRU)* e dados de vento de satélite, ilustrando a variabilidade sazonal e interanual dos ventos, utilizando correlações de variáveis e análise de cluster para região do Brasil, confirmando a defasagem temporal e a plena complementariedade sazonal entre os recursos (SILVA et al., 2016). O mix energético é uma alternativa para o *NEB* e para o Brasil. Abordar possibilidades para essa tendência trazendo fontes alternativas e térmicas como foco, além de destacar o risco ambiental para as hidroelétricas (SCHMIDT; CANCELLA; JR., 2016).

Na Coreia do Sul políticas de redução do *GEE* são colocadas e estudadas quanto ao seu crescimento por meio de modelos de regressão linear, utilizando como variáveis independentes os próprios gases poluentes com vistas à redução da poluição e mudanças bruscas no seu *PE* (KIM; JEONG, 2018).

# 3 The dependence of hydropower planning in relation to the influence of climate in Northeast Brazil

Nicorray de Q. Santos, Kellen C. Lima and Maria Helena Constantino Spyrides.

Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Centro de Ciências Exatas e da Terra

Programa de pós-graduação em Ciências Climáticas - PPgCC

Publicação: Plos One / DOI: 10.1371/journal.pone.0259951

## Abstract

Water scarcity in Northeast Brazil has caused latent perturbations in hydropower generation, which is undesirable for Energy Planning. Thus, this study aims to identify the influence of climate on hydropower generation by Sobradinho Dam in Bahia by: (i) assessing the streamflow climatology (1964 – 2017) and rainfall (1964 – 2015) through time series analysis, hypothesis testing and cluster analysis; (ii) assessing hydropower generation (2000 – 2017) using climate and energy data, through principal component analysis and dynamic regression models. The results indicated reductions of up to 30% in the mean climatological streamflow patterns; and reductions in rainfall amounts of 22.9%, 13.3% and 12.4% at latitudes 9°, 12° and 13° South, respectively. Decreasing trends were found in simulations of hydropower generation under the influence of different climate variables. Thus, the hydroelectric system operates in contingency, due to the growing energy load demand resulting in more energy imports in Northeast Brazil.

**Keywords:** Principal Component Analysis. Dynamic Regression Model. Streamflow.

### 3.1 Introduction

Northeast Brazil (*NEB*) has experienced a period of severe water shortage, as revealed by the historical series of streamflow and useful volume of the Sobradinho reservoir in the state of Bahia (AZEVEDO et al., 2018; MARTINS et al., 2019; MEDEIROS et al., 2020; ONS, 2020). It is difficult to conceive a natural disaster with these characteristics in Brazil, but drought is in fact a recurring hazard in this region (IPCC, 2021; MARENGO et al., 2018). Given that the Brazilian energy mix is mainly reliant on hydrothermal generation, which supplies 63.76% of the nation's demand, climate is of the most importance for the energy sector and for energy planning (*EP*) (ANEEL, 2020).

Periods of prolonged and persistent drought (NOBRE et al., 2016; MARENGO et al., 2018) usually lead to discussions, including of a legal nature, prompting the elaboration of instruments, such as, the Brazilian *Energy Reallocation Mechanism* (*ERM* - mechanism for sharing hydrological risks (CCEE, 2019), associated with the optimization of the National Interconnected System - *NIS*). This was created in 1998 by Decree 2,655. Given the impacts of the hydrological crisis caused by water scarcity (HASTENRATH, 2012; JONG et al., 2018; MARTINS et al., 2019), this decree aimed to apportion the risk faced by hydropower generators, which amplifies commercial issues, especially when the *ERM* is lower than the generated Physical Guarantee (*PG* - maximum amount in MW of a power plant). However, this risk-sharing model does not seem reasonable given the critical water availability conditions in *NEB*, which is associated with changes in the water cycle, with rising energy demand during most of operational periods, causing the need to import energy from other submarkets (division of the *NIS* for which specific liquidation values are established and with boundaries defined based on the presence and duration of relevant transmission restrictions on power flow) (RODELL et al., 2018; CCEE, 2019; ONS, 2020).

An important parameter for hydrological risk management is the Generation Scale Factor (*GSF*), which measures the monthly ratio between energy produced by the *ERM* generators and the sum of their *PG* (CUNHA, 2015; CCEE, 2019). This mechanism is very sensitive to water scarcity, since it increases the risk of energy supply to the system. This occurs due to probable misconceived assumptions of the initial climate analysis (MACH et al., 2016). In the Sinu-Caribe basin in Colombia, for example, there was an 8.5% decrease in streamflow rate and a consequent reduction of 11% in the useful volume of reservoirs due to changes in climate of the basin (NORENA et al., 2011). Designing strategies in a broader sense is extremely relevant to the formulation of actions and mechanisms to mitigate the mentioned uncertainties (DUFFIELD; WOODALL, 2011).

Water cycle fluctuations, climate change and improper land use affect several regions of the world and are key factors associated with water scarcity (HASTENRATH, 2012; IPCC, 2021; JONG et al., 2018; RODELL et al., 2018). In this context, the analysis of satellite data from 2012-2016 retrieved by the *Gravity Recovery and Climate Experiment*

(*GRACE*) over eastern Brazil indicated future annual water reduction from precipitation of 16 mm, a worrying result for *EP* in a country with an energy mix predominantly composed by hydropower (RODELL et al., 2018). There is increasing doubt about how the hydropower model and water scarcity in Brazil can coexist.

In the region of the Sobradinho Reservoir, located along the lower-middle part of the São Francisco River, the following meteorological systems act (KOUSKY, 1979; KOUSKY; GAN, 1981; CARVALHO; JONES; LIEBMANN, 2003; CAVALCANTI; KOUSKY, 2004) throughout the annual seasonal cycle: Intertropical Convergence Zone (*ITCZ*), South Atlantic Convergence Zone (*SACZ*); Upper Tropospheric Cyclonic Vortices (*UTCV*); remnants of frontal systems (*FS*); and the moisture convergence zone during the austral summer in *NEB*. These atmospheric systems are present mainly in the Southern Hemisphere (*SH*) summer, due to the thermodynamic characteristics of this region. The *ITCZ* moves below the Equator in March and April. The *UTCV* is present in the same period (summer) together with the *SACZ*, from which it originates, due to the air masses coming from the Amazon region and stationary *FS* coming from Southern Brazil. Therefore, given the importance of rainfall and streamflow to the maintenance of reservoirs' useful volumes, future projections indicating a decrease in these variables, threaten energy availability (GUERRA et al., 2015; MACH et al., 2016; JONG et al., 2018; MARTINS et al., 2019) and impose additional challenges for the mitigation of hydrological risks. In recent years, the atmospheric systems seem to be acting less, causing less rainfall in the São Francisco River Basin.

Thus, the objective of this study was to estimate the energy generated by hydroelectric sources in *NEB* in light of climatic variables, by evaluating the criticality of water. Additionally, we aimed to: (i) describe streamflow and rainfall climatology; (ii) characterize the annual and interannual seasonality of the energy and climate variables and; (iii) define the impacts of climate variables on hydroelectric generation.

## 3.2 Material and methods

### 3.2.1 Study area

The study area is located at the lower, middle and upper limits of the São Francisco River Basin (*SFRB*) in *NEB*, as shown in Fig 3, encompassing Sobradinho Reservoir in the municipality of Sobradinho, Bahia (IBGE, 2017). Companhia Hidroelétrica do São Francisco (*CHESF*) started operating the Dam in 1979 (CHESF, 2020), which is located 40 km upstream of the city of Petrolina, Pernambuco, between longitudes 40°5'W to 42°W and latitudes 9°S to 10°S. The dam was selected for study, because it is the most important dam in *NEB*. It accounts for 58.2% of the total energy storage of the Northeast subsystem, with a mean regulated streamflow of 2,060 m<sup>3</sup>.s<sup>-1</sup>. Furthermore, *NEB* is the

second most populated and energy-consuming region of Brazil, with a climate mainly classified as semiarid tropical.

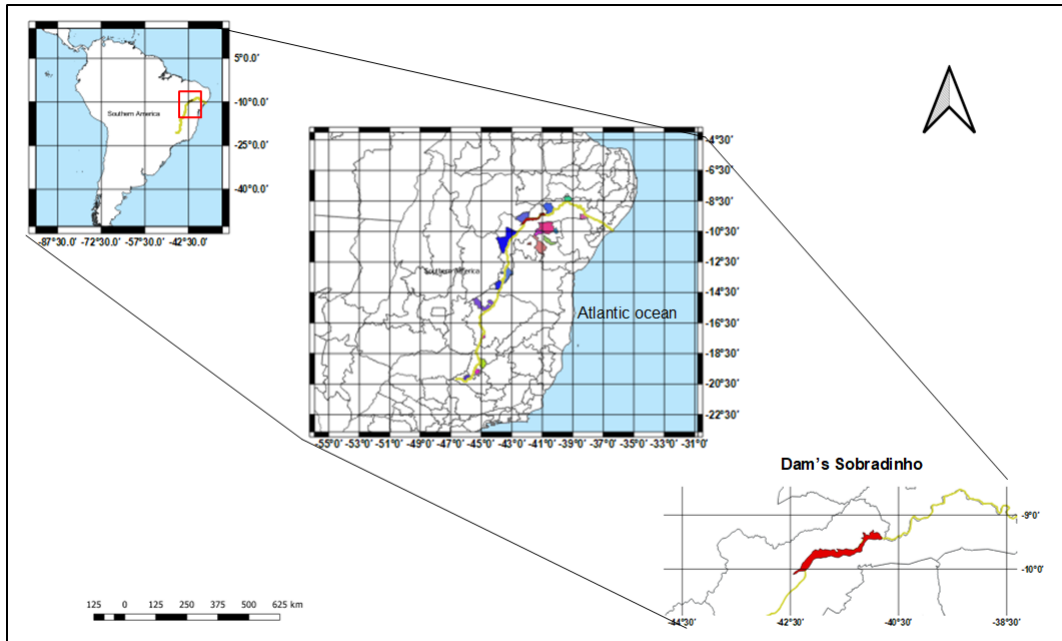


Figura 3 – Sobradinho Dam in Northeast Brazil. Source: Instituto Brasileiro de Geografia e estatística (IBGE).

### 3.2.2 Data

Around the turn of the century, the Brazilian power sector experienced recurrent blackouts and energy rationing due to water shortages. In this context, data comprising the period from 2000 to 2017 were used to analyze the behavior of energy generation in *NEB*. The datasets comprised: useful volume (%) of Sobradinho Dam; hydropower generated ( $MW_{average}$ ) by the Sobradinho facility; imported energy ( $MW_{average}$ ) by the North-Northeast submarket; energy load ( $MW_{average}$ ) in *NEB*; and incremental streamflow ( $m^3 \cdot s^{-1}$ ) at the Sobradinho gauge 168. This information is monitored by the National Electric System Operator (ONS, 2020). Incremental streamflow measured by gauge 168 ( $Q_{p168}$ ) was calculated through Equation 3.1, expressing the difference between inflow ( $Q_{inflow}$ ) in Sobradinho Reservoir and the sum of outflow ( $Q_{out}$ ) from the Três Marias (TM) and Queimados (QM) hydropower plants, consumptive (C) use and evaporation (E) of Sobradinho Reservoir.

$$Q_{p168} = Q_{inflow} - [Q_{out}(TM + QM) + C + E] \quad (3.1)$$

Monthly accumulated rainfall data ( $mm$ ) were obtained from the following weather stations of the Instituto Nacional de Meteorologia (*INMET*) for the period 2000–2017, according to Table 2:

Tabela 2 – **Weather stations of INMET.** \*Lower São Francisco; \*\*Middle São Francisco;\*\*\*Upper São Francisco. BA=Bahia; MG=Minas Gerais

City-State	Station	Latitude	Longitude	Altitude
Remanso-BA*	WMO 82979	9°6'S	42°1'W	400 m
Senhor do Bonfim-BA*	WMO 83088	10°4'S	40°1'W	558 m
Barra-BA**	WMO 83179	11°S	43°1'W	401m
Jacobina-BA**	WMO 83186	11°18'S	40°4'W	484 m
Morro do Chapéu-BA**	WMO 83184	11°2'S	41°21'W	1000 m
Irecê-BA**	WMO 83182	11°3'S	41°86'W	747 m
Bom Jesus da Lapa-BA**	WMO 83288	13°26'S	43°41'W	439 m
Carinhanha-BA**	WMO 83408	14°28'S	43°76'W	450 m
Januária-BA**	WMO 83386	15°45'S	44°W	473 m
Pirapora***	WMO 83483	17°35'S	44°9'W	505 m
Pompeu-BA***	WMO 83570	19°21'S	45°W	691m
Bom Despacho-MG***	WMO 83533	19°68'S	45°36'W	695 m
Bambuí-MG***	WMO 83582	20°03'S	45°W	661 m

Thus, all stations are located between the Três Marias, Queimados and Sobradinho hydroelectric plants, covering the lower, middle and upper portions of the São Francisco river basin.

Data on monthly sea surface temperature anomaly ( $SSTA$ )( $^{\circ}C$ ) in the Tropical South Pacific Ocean (El Niño 3+4) were obtained from the National Center for Environment Prediction ( $NCEP$ ) and the National Oceanic and Atmospheric Administration ( $NOAA$ ) for the period 2000-2017 ( $NOAA$ , 2018b). This information was used to account for oceanic indices and to identify their influence on  $EP$ . Furthermore, standardized Atlantic dipole data provided by  $NOAA$  ( $NOAA$ , 2018c) were used for statistical modeling. These data were calculated as the difference between the Tropical Northern Atlantic Index ( $TNA$ ) measured at latitudes  $5^{\circ}5'N$  to  $23^{\circ}5'N$  and longitudes  $15^{\circ}W$  to  $57^{\circ}5'W$  and the Tropical Southern Atlantic Index ( $TSA$ ) measured at latitude  $20^{\circ}S$  and longitudes  $10^{\circ}E$  to  $30^{\circ}W$  ( $SERVAIN$ , 1991;  $ENFIELD$  et al., 1999;  $NOAA$ , 2018a;  $PSD$ , 2019).

For the climatological analysis of hydrological variables, monthly rainfall (1964 – 2015 - mm) and streamflow (1964-2017 -  $m^3.s^{-1}$ ) data were used. Accumulated rainfall data were obtained from the mentioned  $INMET$  stations and the Global Precipitation Climatology Project ( $GPCP$ ) dataset ( $GPCP$ , 2020), which provides data in a horizontal grid with 2.5 degree latitude x 2.5 degree longitude global grid, developed through a combination of observational and satellite data. Incremental streamflow data at the Sobradinho gauge 168 were provided by the  $ONS$  and the Energy Research Company ( $EPE$ ), part of the Ministry of Mines and Energy.

### 3.2.3 Methodology

#### 3.2.3.1 Rainfall and streamflow climatology analysis

The purpose of this analysis was to identify possible changes in incremental discharge, as expressed by Equation 3.1, observed at the Sobradinho gauge 168 in relation to the historical monthly series, comprising 54 years between 1964 and 2017. Descriptive statistics – mean, variance and standard deviation – were calculated for the series. Then, the hydro model is given by  $G_h = F_g \cdot H \cdot \eta_h \cdot \eta_g \cdot \eta_{ge} \cdot \rho_{ag}$ , where  $G_h$  is hydropower generation;  $F_g$  is the gravitational constant; ( $H$ ) is the height difference between inlet and outlet; ( $\eta_g$ ) is the turbine efficiency; ( $\eta_h$ ) is the hydraulic efficiency; ( $\eta_{ge}$ ) is the energy generation efficiency; and ( $\rho_{ag}$ ) is the density of water, which are all constants in this case. Thus, hydropower generation is directly related to streamflow. After this analysis, we tested the difference between streamflow series in the years 1964-1990 and 1991-2017, using the bilateral paired t-test (Student's t) for equal means at a significance level of  $\alpha = 0.05$ . The parameters mean, variance and standard deviation are presented by season. In addition, the same test was also performed for the rainfall variable, but in the periods 1964-1989 and 1990-2015.

$$D_i = Q_{t1} - Q_{t2} \quad \forall i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (3.2)$$

where:  $D_i$  is the difference between variables in the analyzed periods;  $Q_{t1}$  is the variable sampled in the first period; and  $Q_{t2}$  is the variable sampled in the second period.

$$s_d^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (D_i - \bar{D})^2}{n - 1} \quad (3.3)$$

where:  $s_d^2$  is the variance of the difference between variables in the distinct analyzed periods. The paired t-test statistic is given by Equation 3.4.

$$T = \frac{\bar{D} - \mu_i}{\frac{s_d}{\sqrt{n}}} \quad (3.4)$$

where:  $T$  is the paired t-test statistic. This procedure was carried out in order to identify possible changes in the mean rainfall and streamflow, which are climate variables that influence power generation.

#### 3.2.3.2 Cluster analysis

Additionally, cluster analysis was used with *GPCP* data to verify in which latitudes streamflow changes were more influenced by variations of rainfall, since the São Francisco River extends throughout latitudes 9°, 10°, 11°, 12°, 13°, 14°, 15°, 16° and 17° South, and longitudes 42°, 43°, 44°, 45°, 46° and 47° West, comprising the entire *SFRB*. The complete linkage method was used, i.e., groups were created based on the least similar Euclidean

distance values, therefore considering dissimilarities between time series in each latitude x longitude pair.

$$D = (X_1, X_2, \dots, X_n) = \max(d(X_i X_k)^2)^{\frac{1}{2}} \therefore i \neq k \quad (3.5)$$

where:  $X_n$  is the rainfall variable.

### 3.2.3.3 Mann-Kendall test

When changes in the streamflow series were detected, we analyzed trends and seasonality of the following variables: streamflow  $Q_{j=1}^n$ , for  $Q = 1, 2, \dots, n$ ; sea surface temperature anomaly  $SSTA_{j=1}^n$ , for  $SSTA = 1, 2, \dots, n$ ; rainfall  $Ra_{j=1}^n$ , for  $P = 1, 2, \dots, n$ ; useful volume of Sobradinho Reservoir  $V_{j=1}^n$ , for  $V = 1, 2, \dots, n$ ; power generation  $G_{j=1}^n$ , for  $G = 1, 2, \dots, n$ ; and energy imports  $I_{j=1}^n$ , for  $I = 1, 2, \dots, n$ . For this purpose, the Mann-Kendall test was used, to identify monotonic trends in the time series. The test statistic is given by the sign of  $S$ , expressed by:

$$S = \sum_{k=1}^{n-1} \sum_{j=k+1}^n \text{sign}(x_j - x_k) \quad (3.6)$$

where:  $S > 0 = 1$ , or  $S = 0$ , or  $S < 0 = -1$ . The value of  $z$  for verification of the hypothesis test for trends is given by the following relationships:

$$z = \frac{s - 1}{\sigma}, \Leftrightarrow S > 0 \quad (3.7)$$

or,

$$z = 0, \Leftrightarrow S = 0 \quad (3.8)$$

or,

$$z = \frac{s + 1}{\sigma}, \Leftrightarrow S < 0 \quad (3.9)$$

In addition to the Mann-Kendall test, we also plotted the annual time series at a monthly scale.

### 3.2.3.4 Principal component analysis

Principal component analysis (*PCA*) was used to create new orthogonal datasets of the climate variables that were independent of each other. These new datasets were used for the following independent variables: (i) incremental discharge at Sobradinho gauge 168 ( $Q$ ); (ii) useful volume of Sobradinho Reservoir ( $V$ ); (iii) mean rainfall in the cities of the lower, middle and upper São Francisco ( $Ra$ ); (iv) Tropical Atlantic Dipole ( $Di$ ) and; (v) sea surface temperature anomalies in the South Tropical Pacific ( $SSTA$ ) (*ENSO* 3+4). These variables constitute the random vector of means  $X'_{i,j}, j = \{Ra, Q, V, Di, SSTA\}$ , where  $X_i, j$  is the set of independent variables  $i$  in month  $j$ . A correlation matrix ( $R$ ) was

used, due to the different scales of the original variables.

$$R_{ij} = \begin{bmatrix} r_{11} & r_{12} & \cdots & r_{1j} \\ r_{21} & r_{22} & \cdots & r_{2j} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ r_{i1} & r_{i2} & \cdots & r_{ij} \end{bmatrix}$$

Diagonal of the matrix  $\forall r_{ij} = 1$ .

where:  $R_{p \times p}$  is a correlation matrix between independent variables. Through this matrix, it was possible to generate the eigenvalues:

$$\Lambda_{p \times p} = \text{matriz diagonal} = \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n \quad (3.10)$$

and the eigenvectors ( $e_{jp}$ ) which define the linear combinations according to the *PCA* model described by Equation 3.11. These linear combinations were used to explain power generation through a dynamic regression model by principal components.

$$\hat{y}_n = e_{j1}z_1 + e_{j2}z_2 + \dots + e_{jp}z_p \quad (3.11)$$

where:  $Y_{i,j}$  are the scores of the principal components, and  $e_{jp}$  and  $z_p$  are the linear combinations of the standardized vectors of the means of the original variables. The number of variables  $k$  is defined according to the proportion of variance of the original variables. The new dataset (scores) calculated via *PCA* were used as exploratory variables in the dynamic regression model for the simulation of hydroelectric power generation, which is detailed in the next section.

### 3.2.3.5 Dynamic regression model

The main advantage of the dynamic regression model is that it allows the use of dependent time series, including their seasonality and trends, as independent variables. In the case of using the energy generation by hydroelectric sources, as the dependent variable, we verified its applicability regarding the lag of the series in the model. The dynamic regression model (*DRM*) is described in Equation 3.12 and its parameters were estimated by the least squares method. The model allows the construction of lagged arrangements between endogenous and exogenous variables, which will produce their response after several attempts through a bottom-up process that considers the relationships between dependent and lagged explanatory variables.

$$\begin{aligned} y_{gh} = & \beta_0 + y_1y_{t-1} + \dots + y_1y_{t-k} + \beta_{1,t}x_{1,t} + \\ & \beta_{1,t-1}x_{1,t-1} + \dots + \beta_{1,t-k}x_{1,t-k} + \beta_{2,t}x_{2,t} + \\ & \beta_{2,t-1}x_{2,t-1} + \dots + \varepsilon_t \end{aligned} \quad (3.12)$$

where:  $Y_{gh}$  is the power generation dependent variable,  $\beta_0$  is the intercept,  $y_i$  is the lagged dependent variable,  $\beta_n$  and  $x_n$  are the coefficients and the variables used in the dynamic regression, that is, the scores of the principal components; and  $\epsilon_t$  is the residual or stochastic term. In addition to the application of the dynamic model, the accuracy and precision of the results were verified by calculating *NSE* - Nash-Sutcliffe coefficient, *PBIAS* - percent bias, *MSE* - mean square error and *RMSE* - root mean square error.

### 3.3 Results and discussion

The results reflect the analysis of streamflow, energy generation and energy imports, energy load, useful volume, rainfall, Atlantic dipole and *SST* anomaly in the South Pacific (*ENSO* 3+4) based on the *PCA* and dynamic regression model. Furthermore, criticality of water was verified by means of descriptive statistics and the hypothesis testing of streamflow and rainfall.

#### 3.3.1 Analysis of criticality of water

Fig 4 shows the annual distribution of incremental streamflow at Sobradinho gauge 168 in the period from 1964 to 2017, which was calculated between the Três Marias, Queimados and Sobradinho dams. Three indicators were verified: regulated streamflow, and its means in 1964 – 1990 and 1991 – 2017. Furthermore, an extreme event was observed in the beginning of the 1980s, when a strong El Niño took place, which might have contributed to increase rainfall and streamflow in the upper and middle São Francisco Basin. Similar behavior was observed in 1991 – 1992, characterized by a moderate El Niño and a positive dipole in the Atlantic. In addition, according to National Institute of Space Research (*INPE*) ([INPE, 2018](#)), there were a total of 10 occurrences of El Niño, 6 occurrences of La Niña, and 11 neutral periods from 1964 to 1990. On the other hand, 3 La Niña events, 7 El Niño events and 17 neutral periods were observed between 1991 and 2017. Improper land-use and water-use practices also increased in this second period.

Fig 4 also shows that streamflow was lower 1994 in relation to previous periods. A possible explanation is related to the increase in temperature as recently reported by the *IPCC*, which indicates aggravation of the severity of water stress associated with global warming ([A.; CAVALCANTI; MGAJ, 2009](#); [IPCC, 2021](#); [JONG et al., 2018](#); [CRU, 2019](#)). Energy rationing took place at the beginning of the century due to regional changes influenced by the Atlantic Dipole and the anomalous positioning of the *UTCv* ([CAVALCANTI; KOUSKY, 2004](#)). Streamflow in the *SFRB* is influenced by precipitation events both in *NEB* and Southeast Brazil (*SEB*), since its source is located in *SEB* and its mouth is located in *NEB*. Water deficit was observed in 2011–2012, 2013–2014, 2014–2015 and 2015 – 2016, resulting in lower accumulated rainfall, besides a gradual increase in

temperature (MARENGO et al., 2018). Between 2014 – 2015, according (NOBRE et al., 2016), atmospheric circulation over *SEB* experienced severe changes at the regional scale, including atmospheric blocking, which drastically reduced rainfall and negatively impacted water storage in the basin. (MEDEIROS et al., 2020), also reported that alterations in the atmospheric circulation, detected by using a regional dynamic model, indicated a decrease in rainfall between 2012 and 2016.

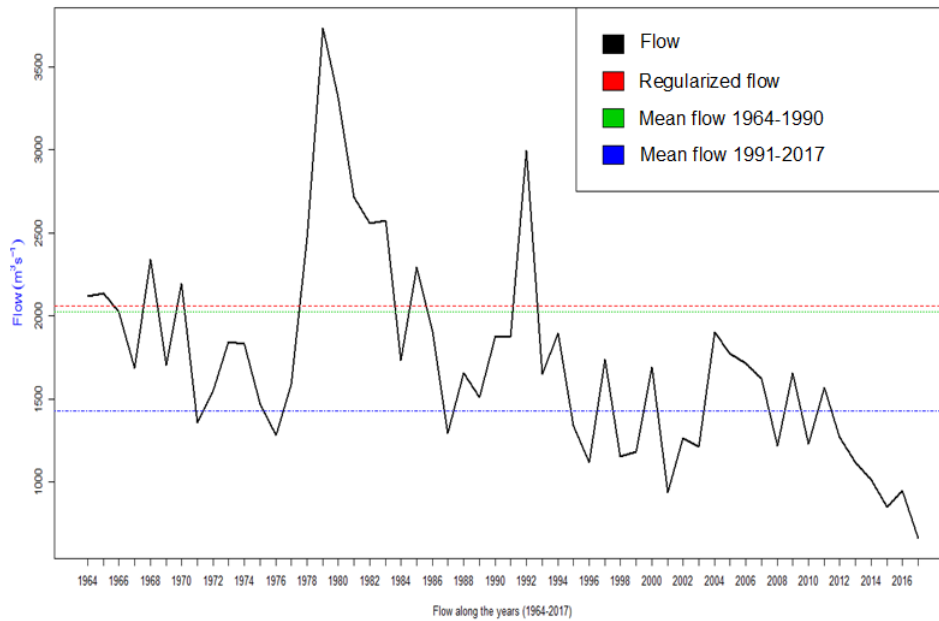


Figura 4 – Annual time series of incremental streamflow at Sobradinho gauge 168 in Northeast Brazil between 1964 and 2017.

The period from 1990 to 2017, stands out, due to the occurrence of more neutral periods and not as many (50% fewer) La Niña events, which can explain rainfall heterogeneity due to interannual variability and the decrease in rainfall and streamflow rates (REBOITA et al., 2010). Overall, decreases in the mean, standard deviation and variance of these variables were observed in all seasons of the year, as shown in Table 4. Such decreases were observed, when comparing the 1964–1990 and 1991–2017 periods at 5% significance level. Mean streamflow in the 1964 – 1990 period was  $2,027m^3s^{-1}$ , while in 1991 – 2017 it was  $1,428m^3s^{-1}$  ( $p - value < 0.001$ ). This configures a reduction of approximately 30% in streamflow ( $\mu < \mu_0$ ). Regarding hydropower generation, it is expressed as  $G_h = F_g \cdot H \cdot \eta_h \cdot \eta_g \cdot \eta_{ge} \cdot \rho_{ag}$ , where  $G_h$  is hydropower generation;  $F_g$  is the gravitational constant; ( $H$ ) is the height difference between inlet and outlet; ( $\eta_g$ ) is the efficiency of the turbine; ( $\eta_h$ ) is the hydraulic efficiency; ( $\eta_{ge}$ ) is the efficiency of the energy generator; ( $\rho_{ag}$ ) is the density of water, which are all constants in this case. Thus, hydropower generation is directly related to streamflow, so it also decreased in terms of mean values and presented a significant negative trend, according to the Mann-Kendall

test ( $\tau = -0.93$  and  $p - value < 0,002$ ).

Hydrological changes in Sobradinho Reservoir were observed through remote sensing (AZEVEDO et al., 2018). By using the normalized difference vegetation index (NDVI) and normalized difference water index (NDWI), the authors identified an increase in soil temperature of up to 7 °C and a reduction in surface water of up to 50%, when comparing 2015 – 2016 to 2011. (MARTINS et al., 2019), also corroborated this critical finding by reporting a reduction of 40% to 60% in the reservoir, which might be directly associated with rainfall levels, streamflow and useful volume management. In this sense, cluster analysis was carried out using precipitation data in 9 positions varying from 9° to 17° South latitude and 42° to 47°25' degrees West longitude, encompassing the entire SFRB. The analysis indicated changes in mean rainfall patterns at latitudes 9°, 12° and 13° South at 5% significance level. Furthermore, lower rainfall values were observed in 1990 – 2015, in comparison with 1964 – 1990 in all other latitudes. In addition, the Mann-Kendall test indicated decreasing trends in all groups. Table 3 shows the results in the cumulative column.

Tabela 3 – Descriptive statistics of rainfall in Northeast Brazil between 1964 and 2015 at latitudes 9° to 17° South and longitudes 42° to 47° West (2°.5' x 2°.5') with 5% significance level. All average values are in mm.

Latitude	Periods	Average	Acummulative	p-value	statistic T	Mann-Kendall
9°	1964-1989	50.34	15,706.44	0.004	2.84	-0.071
	1990-2015	38.81	12,111.56			
10°	1964-1989	59.45	18,550.99	0.196	1.29	-0.033
	1990-2015	54.03	16,860.08			
11°	1964-1989	68.48	21,366.92	0.129	1.52	-0.047
	1990-2015	61.63	19,229.07			
12°	1964-1989	74.46	23,231.88	0.028	2.19	-0.059
	1990-2015	64.50	20,124.29			
13°	1964-1989	73.80	23,026.69	0.053	1.93	-0.041
	1990-2015	64.59	20,152.08			
14°	1964-1989	68.83	21,475.98	0.091	1.69	-0.036
	1990-2015	60.83	18,980.17			
15°	1964-1989	74.13	23,129.21	0.263	1.12	-0.027
	1990-2015	68.67	21,425.66			
16°	1964-1989	96.99	30,262.01	0.108	1.60	-0.033
	1990-2015	89.33	27,872.67			
17°	1964-1989	103.12	32,173.43	0.105	1.62	-0.038
	1990-2015	94.98	29,635.52			

Rainfall time series between 1964–2015 at latitudes 9°, 12° and 13° South encompass the cities of Paulo Afonso-BA, Sobradinho-BA, Bom Jesus da Lapa-BA and Irecê-BA, indicating a decreasing trend in precipitation by the Student t-test. The Mann-Kendall test produced the following results: latitude 9° ( $\tau = -0.899$  and  $p - value < 0.013$ ); latitude 12° ( $\tau = -0.710$  and  $p - value < 0.049$ ); which indicate negative trends. Reductions in streamflow are strongly related to meteorological conditions and land use. For example,

rainfall reductions of up to 35% proportionally impacted streamflow rates (JONG et al., 2018; GOMES; LIMA, 2020). Thus, cluster analysis suggests reductions in rainfall of 22.9% at latitude 9°, 13.3% at latitude 12° and 12.9% at latitude 13°, according to Fig 5 with highlighting to latitude 9°South.

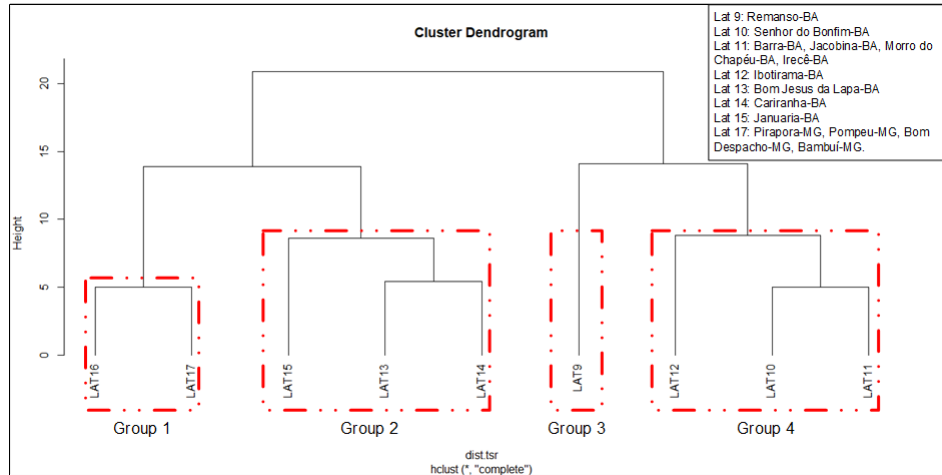


Figura 5 – Dendrogram of rainfall at latitudes 9°to 17°South and longitudes 42°to 47°West from GPCP data 2.5 degree x 2.5 degree in Northeast Brazil between 1964 and 2015.

Streamflow analysis presented similar behavior, with reductions in the mean streamflow value in all seasons of the 1991 – 2017 period compared to the 1964 – 1990 period. Furthermore, variance was also lower in the second period, especially during the wet season. According to Table 4, ENSO conditions were neutral with 62% of the time in 1991 – 2017, while El Niño and La Niña events were 12% and 11% less frequent, respectively.

Tabela 4 – Descriptive statistics of incremental streamflow ( $m^3.s^{-1}$ ) at gauge 168 of Sobradinho Dam between 1964 and 2017 in Northeast Brazil. Q\*: Quarter.

Historic series	Average			Standard deviation			Variance		
	64-90	91-17	64-17	64-90	91-17	64-17	64-90	91-17	64-17
1Q*	3,564	2,565	3,064	1,856	1,357	1,696	3,446	1,842	2,878
2Q*	1,840	1,299	1,570	1,062	790	971	1,128	624	944
3Q*	914	626	770	266	160	262	70	25	68
4Q*	1,790	1,224	1,507	985	772	926	970	596	859

### 3.3.2 Hydropower generation time series

Fig 6, shows that between 2000 and 2017, the hydropower generation in NEB presented a decreasing trend. On the other hand, energy imports from the North submarket gradually increased, as can be seen in Fig 7 with trend revealed by the Mann-Kendall test ( $\tau = 1.03$  and  $p - value < 0.051$ ). In relation to energy load, it trended upward related to growing demand. This energy transition is associated with operational strategies that favor

importing energy from the North region, due to lower rainfall and streamflow in *NEB* (LUND; MATHIESEN, 2009; FOUQUET; PEARSON, 2012). The behavior of hydropower generation depends, among other factors, on streamflow rates, which as previously seen in Fig 4, drastically decreased in the period from 1991 to 2017.

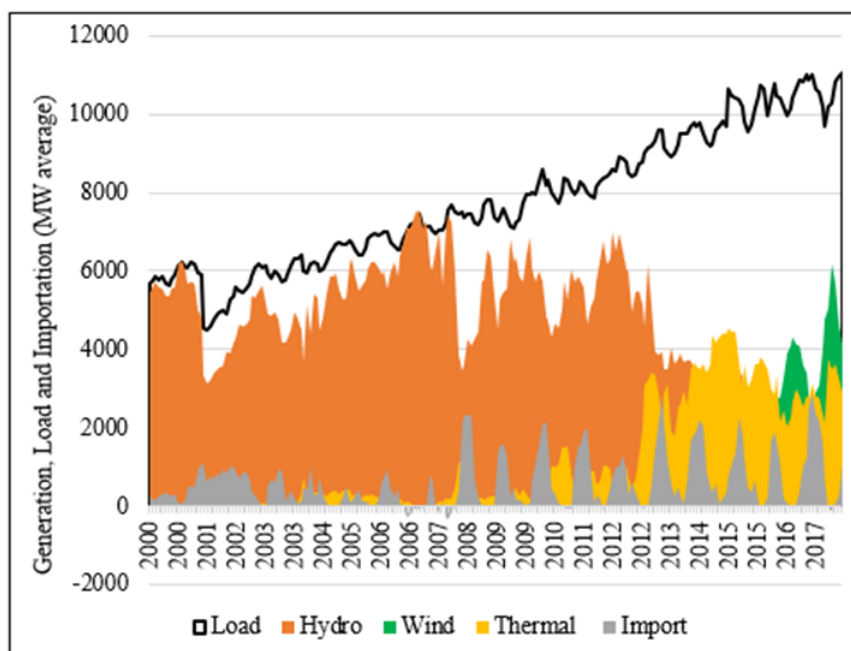


Figura 6 – Annual time series of generation of hydro, thermal and wind energy, besides energy load and energy imports between 2000 and 2017 in Northeast Brazil.

In this context, one should also observe additional information on the variables: generation, imports, load, rainfall, *SSTA* in the South Pacific, Atlantic Dipole and useful volume. An increase in energy imports, energy load and a substantial decrease in hydropower generation and accumulated rainfall were observed in *NEB*, during the last decade. At the seasonal scale, energy imports are more necessary during the wet season, not only due to energy demand and meteorological conditions in *NEB*, but also because it is the wet season in the northern portion of the country, which allows attenuation of the usage of hydropower storage in *NEB* (ONS, 2020; REBOITA et al., 2010).

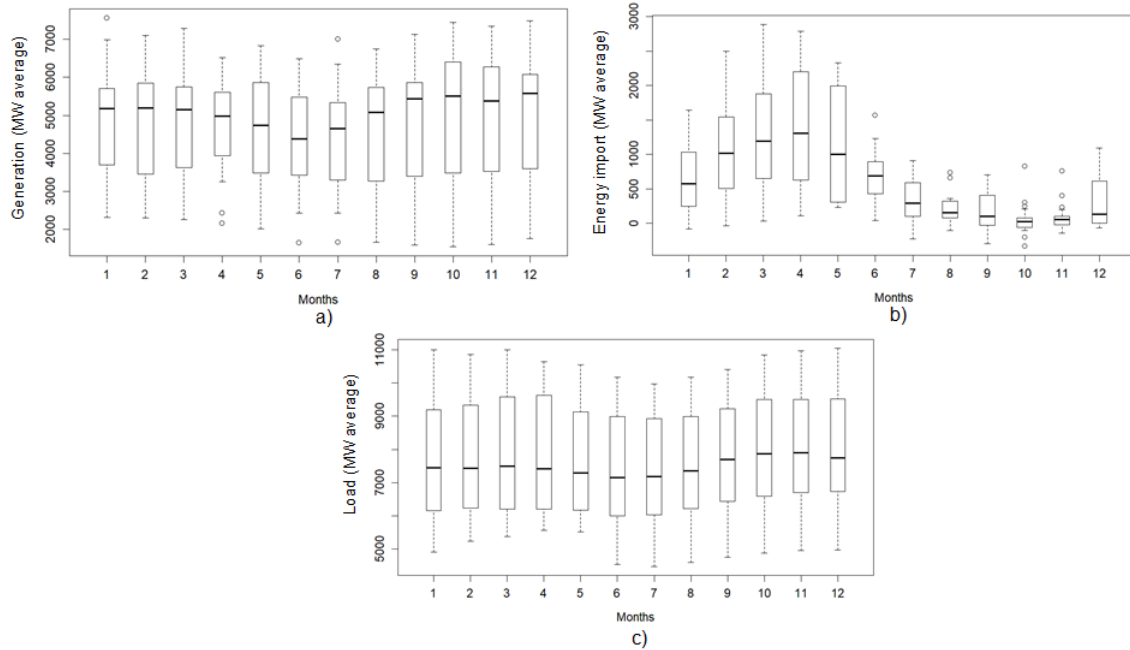


Figure 7 – Monthly distribution of (a) energy generation, (b) energy imports and (c) energy load in Northeast Brazil between 2000 and 2017.

With the increase in energy load in *NEB*, as shown in Fig 6, there is an urgent need to expand generation in the region, and, hence to implement alternative strategies, such as importing energy from other submarkets, due to the reduction in hydropower generation. Schmidt, Cancellata e Jr. (2016) reported an increase in demand and socio-environmental conflicts related to the hydroelectric matrix (TOLMASQUIM et al., 2001; GELLERA et al., 2004). The authors suggested the use of mixed energy sources as a strategy to mitigate these conflicts, given the apparently irreversible persistence of this type of matrix. Energy load increases linearly and behaves quite predictably. According to data from the *ONS* (ONS, 2020), it increased by approximately 0.35% per year from 2000 to 2017, resulting in an average maximum load of roughly 11,000 *MWaverage*. Currently, it is not possible to fully meet this demand using hydropower alone. Energy is imported in the most favorable rainfall and streamflow periods, coinciding with their peak values.

Rainfall time series reduced in amplitude during the 18 year period analyzed, with a negative trend estimated by the Mann-Kendall test ( $\tau = -0.37$  and  $p\text{-value} < 0.030$ ). This condition was directly influenced by streamflow rates, which also presented negative trends, as estimated by the Mann-Kendall test ( $\tau = -0.44$  and  $p\text{-value} < 0.009$ ), impacting the control of Sobradinho Dam’s volume and hydropower generation. Rodell et al. (2018), also reported reductions in rainfall amounts of up to 17% between 2012 and 2016 by analyzing *GRACE* data. Observational data also indicated reductions up to 22% in the same period, and 60% in 2017, coupled with a reduction of approximately 62.8% in surface water in 2017 (MARTINS et al., 2019). Fig 8 shows the behavior of the useful volume time series.

It represents the energy storage throughout the years, which is an independent variable controlled by the ONS. It reached peak values of 40% between 2000 and 2005, 80% between 2005 and 2012, and below 40% in the last five years of the series, with an overall negative trend estimated by the Mann-Kendall test ( $\tau = -0.59$  and  $p - value < 0.000$ ).

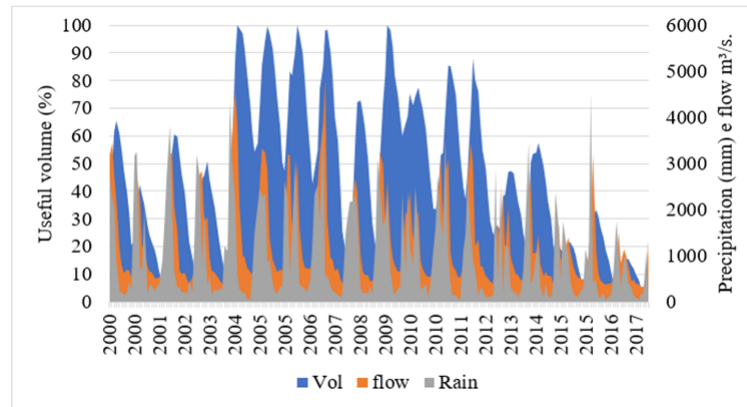


Figura 8 – Annual time series of the useful volume and streamflow of Sobradinho Reservoir in Northeast Brazil between 2000 and 2017.

The monthly boxplot illustrated in Fig 9 describes the annual variability of rainfall. It presents the same behavior as streamflow, with critical values during winter and spring. Its distribution indicates a wet season established in the summer and autumn and a dry season established in the winter and early spring, associated with the meteorological systems that act over the region, such as the SACZ (CARVALHO; JONES; LIEBMANN, 2003); UTCV (KOUSKY; GAN, 1981), FS (KOUSKY, 1979); and ITCZ (REBOITA et al., 2010). Peak values occur in February and March, as a result of rainfall, consumptive uses and outflow from the Três Marias and Queimados hydropower plants. Critical periods for the operation of the electric system are in June, July, August, September and October. The useful volume for energy storage is highest in April, when it is influenced by the need to assure energy security and hydroelectric operation throughout the year, making it necessary to adopt strategies according to demand such as the use of mixed energy sources (GUERRA et al., 2015).

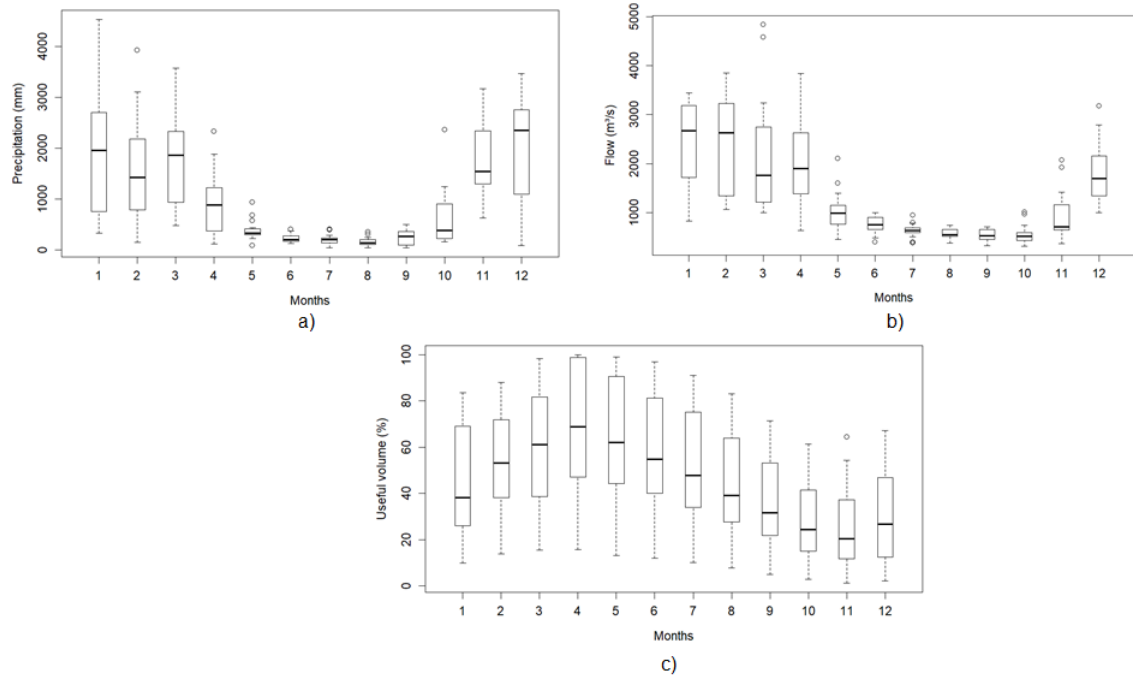


Figure 9 – Monthly seasonality of the variables a) precipitation, b) streamflow and c) useful volume between 2000 and 2017 in Northeast Brazil.

There is natural seasonality in the Atlantic dipole time series, with more positive anomalies having occurred since 2012 (SERVAIN, 1991; NOAA, 2018c). Thus, there is an increasing trend in sea surface temperatures over the Tropical Atlantic shifting the *ITCZ* northward, reducing rainfall south of the Equator (ENFIELD et al., 1999). Although not strong enough to completely overcome the influence of Pacific temperatures, it played a major role in recent water shortages observed in *NEB*, as shown by the positive Atlantic Dipole trends estimated by the Mann-Kendall test ( $\tau = 0.79$  and  $p - value < 0.010$ ). This behavior influences the zonal circulation of the atmosphere, particularly Walker’s cell, impacting hydropower generation in *NEB* (MOLION, 2005; MELLO et al., 2008).

### 3.3.3 Influence of climate on energy planning

The principal components were retrieved based on the variables: energy imports, rainfall, streamflow, useful volume, Atlantic dipole and *SSTA* in the Tropical South Pacific. Through the correlation matrix shown in Table 5, it was possible to obtain the eigenvalues, which indicated that the first three components explain 76% of the total variance of the original matrix.

Tabela 5 – Correlation matrix  $R_{ij}$  of the original variables between 2000 and 2017 in Northeast Brazil and its weights.

Variables	Rain	Flow	Useful volume	ASST-PAC	Dip	$\hat{PC}_1$	$\hat{PC}_2$	$\hat{PC}_3$
Rain	1.000	0.590	0.005	-0.050	-0.040	0.88	-0.11	-0.11
Flow	0.590	1.000	0.440	-0.070	-0.070	0.85	0.35	0.00
Useful Volume	0.005	0.440	1.000	-0.090	0.010	0.23	0.79	0.26
ASST-PAC	-0.050	-0.070	-0.090	1.000	0.010	0.13	-0.64	0.47
Dip	-0.040	-0.070	0.010	0.040	1.000	0.11	0.00	0.84

The estimated eigenvalues were:  $\lambda_1 = 1.6$ ;  $\lambda_2 = 1.18$  and;  $\lambda_3 = 1.02$ . According to Equation 3.11, component 1 represents mostly rainfall and streamflow, component 2 describes information related mostly to useful volume and anomalies in the  $SST$  in the Pacific, and component 3 represents the Atlantic dipole.

These linear combinations (loadings) originated the new dataset that was used in the analysis of energy generation, as shown in the following series of equations: i)  $\hat{PC}_1 = 0.88z_1 + 0.85z_2 + 0.23z_3 + 0.13z_4 + -0.11z_5$ ; ii)  $\hat{PC}_2 = -0.11z_1 + 0.35z_2 + 0.79z_3 - 0.64z_4 + 0z_5$ , and; iii)  $\hat{PC}_3 = -0.11z_1 + 0z_2 + 0.26z_3 + 0.47z_4 + 0.84z_5$ .

### Influence of climate on energy generation

The following variables were used in the simulations of power generation by the dynamic regression models: rainfall, streamflow, useful volume, Atlantic Dipole and  $SSTA$  in the South Pacific. The results of the simulations are shown in fig 10.

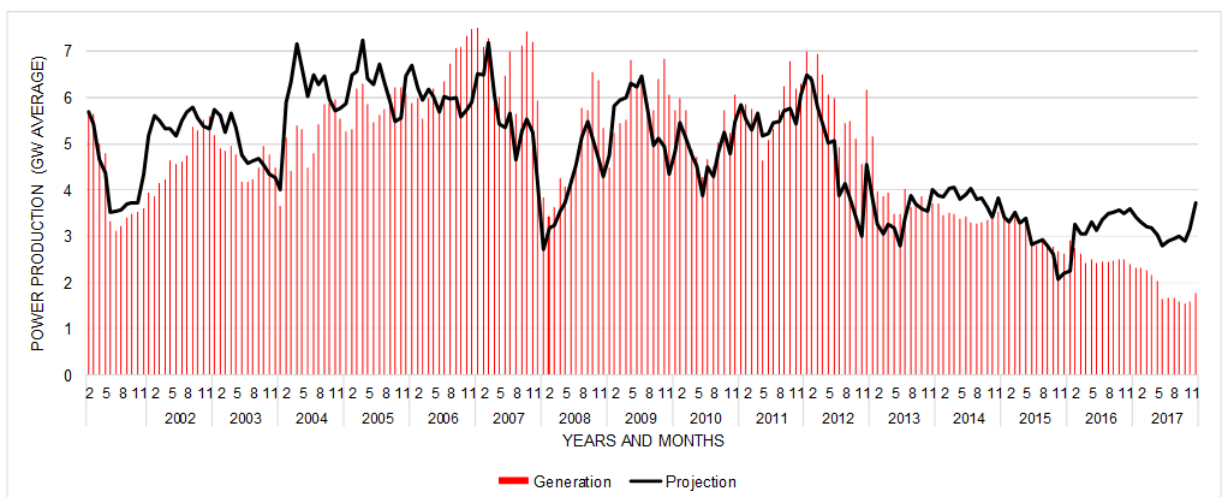


Figura 10 – Simulation of energy generation by the dynamic regression model, using climate variables of the  $PCA$  (scores –  $PC_1$ ,  $PC_2$  and  $PC_3$ ) between 2000 and 2017 in Northeast Brazil.

Table 6 shows the main results of the 18-year simulations by dynamic regression considering *PCA* scores. The mean square error (*MSE*) was 716,883.1 and the root mean square error (*RMSE*) was 846.68. The model presented good fit, with residuals meeting the assumptions of normal distribution around zero, absence of outliers, independence and homoscedasticity. Fig 10 shows that the behavior of the model is similar to that of actual generation. The best fit was obtained using lagged generation data and components 1, 2 and 3 of the *PCA*, as shown in Fig 11 and Table 6.

Tabela 6 – Summary of the dynamic regression model for energy generation, using the scores of the *PCA* between 2000 and 2017 in Northeast Brazil.

Model	Estimator	Value	Standard Error	t-value	$p(>  t )$	$R^2$	Statist F	p-value
1	Intercept	5,750.49	139.32	41.27	0.000	0.67	67.25	0.000
	G d6	0.281	0.072	3.90	0.000			
	G d13	0.368	0.059	6.17	0.000			
	Score CP1	134.61	63.53	2.11	0.010	<b>NSE</b>	<b>PBIAS</b>	<b>RMSE</b>
	Score CP2	594.51	62.04	9.58	0.000			
	Score CP3	113.24	63.81	1.77	0.050			
	Trend G	-94.61	13.20	-7.163	0.000			
						0.67	0.00	846.68

The estimated  $\beta_0$  parameter (intercept) was 5,750, which is approximately the mean hydropower generated in the first five years of the time series. Endogenous parameters to the energy generation model were lagged G d6 and G d13 by six and thirteen months, with coefficients of 0.28 and 0.36 for each *MW* generated. The generation trend (Trend G) with a negative sign was also considered in the independent variables. Furthermore, the exogenous coefficients originated from the principal components *PC1*, *PC2* and *PC3* were also taken into consideration, balancing the equation at the predictor  $\hat{y}$ .

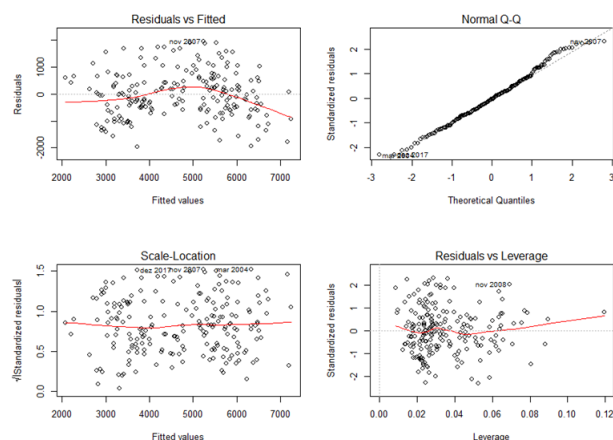


Figura 11 – Residual analysis of the simulations by the dynamic regression model of energy generation, using *PCA* between 2000 and 2017 in Northeast Brazil.

Given the simulations of the model, its seasonality, trends, coefficient of determination and  $F$  statistic, the results using climate as independent variable were satisfactory. It should be mentioned that the contribution of other factors such as thermal or wind energy sources were not taken into consideration.

### 3.4 Conclusion

This study identified climatological and seasonal changes in streamflow, resulting in future uncertainties regarding net hydropower generation. Streamflow analysis for the period between 1991 and 2017 revealed climatological reductions of 28% in summer, 29.4% in autumn, 31.5% in winter and 31.6% in spring. Therefore, an average reduction of 30% in streamflow was observed, which directly impacted hydropower generation. Regarding rainfall, time series analysis revealed reductions in accumulated values since 1990 of 22.9%, 13.3% and 12.9% at South latitudes  $9^\circ$  (where Sobradinho Dam is located),  $12^\circ$  and  $13^\circ$ , respectively (GPCP, 2020).

In the period from 1991 to 2017, more neutral years were observed (INPE, 2018), which contributed to the remarkable interannual variability due to the occurrence of seven El Niño events, three La Niña events and 17 neutral events. Increasing trends were also observed for  $SSTA$  in the Pacific, energy loads and energy imports, while decreasing trends were observed for hydropower generation, rainfall, streamflow and useful volume. A statistically significant decreasing trend ( $p$ -value  $< 0.05$ ) with coefficient of determination 0.67 was found for the simulated energy generation between 2000 and 2017, as shown in Fig 10 which is crucial for modeling of hydropower generation. Therefore, we managed to incorporate climate aspects, when inferring energy generation by hydroelectric sources. Given the importance of these climate variables for energy modeling, the use of climate patterns in statistical models is recommended. In this specific case, contingency should be considered when operating the energy system, given the decreasing generation trends.

The incorporation and expansion of other energy sources, such as wind, solar, biomass and even conventional thermal plants are recommended to compensate the hydropower deficit, which was 5,000 MW average in the beginning of the century and 2,000 MW average in 2017, due to the gradual reduction of streamflow and precipitation, as observed in Figs 4,6 and 10, besides other parameters, to avoid energy rationing or blackouts like happened in 2001. Thus, based on the critical condition of water resources, there is a need for future changes in the operational strategy regarding network infrastructure. Thus, it is necessary to increase energy imports and to incorporate other sources in the energy mix to meet the growing demand observed in NEB and in other regions, considering variables, such as exchange of energy submarkets, population growth and industrial expansion, according to (EPE, 2021). Currently, there is much debate about

energy transitions and these possibilities seem to be increasingly real (TOLMASQUIM et al., 2001; CONNOLLY et al., 2011). Due to the relevance of this subject, discussions should be encouraged regarding the current uses of the dam. Multiple water uses should be considered and particularly for this region, other uses, such as human consumption and large-scale irrigation could be favored besides hydropower generation.

# 4 Impacto dos índices oceânicos e elementos climáticos na matriz eólica no Nordeste do Brasil.

Nicorray de Q. Santos, Kellen C. Lima and Maria Helena Constantino Spyrides.

Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Centro de Ciências Exatas e da Terra

Programa de pós-graduação em Ciências Climáticas - PPgCC

Será submetido: Energy Journal (citeScore - 11.5, Impact factor - 7,147)

## Resumo

No Brasil, há uma década e meia o setor elétrico tem expandido na direção da diversificação da sua matriz energética. Especialmente no *NEB*, tem-se explorado a fonte eólica e com essa delimitação da fonte, o presente artigo visa estudar o comportamento do vento no interior do *NEB*, relacionado aos padrões atmosféricos e oceânicos e seu impacto na densidade de potência pela fonte eólica no período de 2013 a 2020. Neste estudo utilizaram-se dados mensais de velocidade do vento, pressão atmosférica, temperatura média do ar, umidade relativa do ar e precipitação para o período de 2013 a 2020. Para tanto, ajustaram-se modelos estocásticos como a distribuição de *Weibull* setorizada por ângulo geográfico (direção predominante) e o modelo de regressão dinâmica. Além destes modelos estocásticos, testaram-se as tendências das variáveis supracitadas pelo método de *Mann-Kendall*. Os resultados mostraram que o ano de 2014 se destacou registrando as melhores distribuições de intensidade do vento na direção predominante (Leste e Sudeste), acumulando 90% do tempo e maior densidade de potência, sem a presença do El Niño Oscilação Sul. Além disso, observaram-se tendências decrescentes, estatisticamente significativas, na intensidade do vento e Dipolo do Atlântico Tropical. Para a simulação da intensidade do vento pelo modelo de regressão dinâmica foram obtidos resultados satisfatórios, ajustando as variáveis independentes: sazonalidade do vento, pressão atmosférica, umidade relativa do ar e temperatura média do ar, tendo apenas o verão apresentado maiores incertezas. Verificou-se que eventos do *ENOS* implicam em acumulados de chuva que podem afetar a densidade de potência e também variações nos elementos climáticos, como temperatura do ar, pressão atmosférica e umidade trazem impactos na variabilidade da intensidade do vento. Embora desafiador, as transições energéticas já iniciaram indiretamente a sua

inserção pela fonte eólica, ainda que timidamente nesta região, sendo necessário ampliar o entendimento de seu potencial, considerando as tendências decrescentes das intensidades médias da velocidade do vento na série histórica dos últimos oito anos.

**Palavras-chave:** Weibull. Regressão dinâmica. Densidade de potência.

## 4.1 Introdução

A imprevisibilidade e a intermitência na resposta dos ventos ainda é um grande desafio operacional (REN et al., 2018). Além das variáveis técnicas, o clima possui um papel relevante na tomada de decisão quanto ao planejamento energético (PE). É perceptível a influência da variabilidade sazonal dos ventos e sua influência no recurso eólico. As anomalias de temperatura da superfície do mar (TSM) como El Niño Oscilação Sul (ENOS) e o Dipolo do Atlântico, são típicas influências (ENFIELD; MAYER; CID-SERRANO, 1999; POVEDA; MESA, 1997; DONG; SUTTON; SCAIFE, 2006). Paradoxalmente, de acordo com Lucena et al. (2010) cenários de modelos de circulação global (Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC) projetam nos cenários A2 e B2, a longo prazo, tendências de aumento no recurso eólico no NEB. Atualmente, observa-se certa incerteza probabilística em relação à assertividade dos estudos de produção líquida, pelo menos no médio prazo (20 anos), dada a variabilidade do vento sob influência do clima tão discutida atualmente.

Faz-se necessário, portanto, responder questões inerentes aos parques eólicos em operação, relativos à entrega de energia, na qual suas estimativas de produção podem ser respondidas quanto aos índices oceânicos e os elementos climáticos (SERVAIN, 1991; POVEDA; MESA, 1997; ENFIELD et al., 1999). A partir desse questionamento para modelagens futuras relativas ao estudo de produção líquida de energia é possível observar a hipótese dos impactos na variação média da velocidade do vento, e conseqüentemente, efeitos na densidade energética comprometendo sua disponibilidade de energia (LUCENA et al., 2010; OLIVEIRA; COSTA, 2011).

Com o marco regulatório do setor elétrico em 2004, uma das principais resultantes foi a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), e com isso a viabilidade de se ter uma maior flexibilidade nesta diversificação da matriz energética brasileira com o surgimento interno de novas fontes alternativas.

A chegada da Lei Federal 10.438 de 2002 favoreceu a implementação de usinas eólicas para geração de energia, devido ao Programa de Incentivo às Fontes Renováveis (PROINFA), logo após a crise energética de 2001 no Brasil, possibilitando assim uma transição energética, a qual se prolonga até os dias atuais (PROINFA, 2002; FOUQUET; PEARSON, 2012). Atualmente, o Nordeste do Brasil (NEB) representa pouco mais de 85% do total da potência instalada pela fonte eólica (ABBEOLICA, 2020). Estão instalados em boa parte no litoral e outros adentro do continente com aparente viabilidade técnica e econômica, visto o grande volume de investimentos. Essa proporção regional é bem explicada devido aos ventos alísios constantes e estáveis, os quais favorecem a produção de energia elétrica pela fonte eólica nessa região, principalmente no segundo semestre de cada ano (FERREIRA; MELLO, 2005) e com relevante dependência climática (SCHAEFFER et al., 2012; FANT; SCHLOSSER; STRZEPEK, 2016; ARSLAN et al., 2020).

Pereira et al. (2013) e Pes et al. (2016) explicaram que os ventos são fortemente influenciados por variações regionais e mudanças climáticas, quanto a sua abordagem à extremos climáticos. Portanto, investimentos na fonte eólica devem levar em consideração tal risco, pois o melhor entendimento desta inserção na matriz energética vêm se tornando relevante (CONNOLLY et al., 2011; ZOU et al., 2017; ZAPPA; JUNGINGER; BROEK, 2019). Diferentemente da pluviometria e respectivas vazões hidrológicas, pequenas diferenças nos movimentos atmosféricos  $m.s^{-1}$  relativos ao comportamento da intensidade do vento, influenciam significativamente a densidade de potência, e conseqüentemente, a sua produção líquida de energia estimada.

Dado o contexto acima, o **objetivo geral** desta pesquisa foi estudar o comportamento do vento no interior do *NEB*, relacionado aos padrões atmosféricos e oceânicos e seu impacto na densidade de potência pela fonte eólica no período de 2013 a 2020. Entre os **objetivos específicos**, pretende-se: (i) identificar as diferenças nas direções e intensidades da velocidade do vento; (ii) comparar os impactos na densidade energética; (iii) associar os índices de anomalias dos oceanos Atlântico e Pacífico com a velocidade do vento.

## 4.2 Material e métodos

### 4.2.1 Área de estudo

A área de estudo está localizada na região *NEB*, Sudoeste da Bahia, com altitude de 900 metros acima do nível do mar e de terreno complexo. Propositamente, essa região foi alocada para pesquisa, por apresentar diferentes características de relevo, vegetação e clima, além de estar no segundo maior sítio eólico do *NEB*. A região de Pindaí-BA está compreendida a 14°S e 42°W, tendo a Bahia (*BA*) uma potência fiscalizada em 5,2 *GW*, a qual possui significativa relevância para o Brasil com aproximadamente 26,9% do total fiscalizado. Na Figura 12, ilustra-se uma região caracterizada por terreno complexo, no continente e em uma área de colinas, chapadas e cumes. Nessa tem-se duas estações, sendo uma automática e meteorológica e a outra uma torre de medição anemométrica de um complexo eólico.

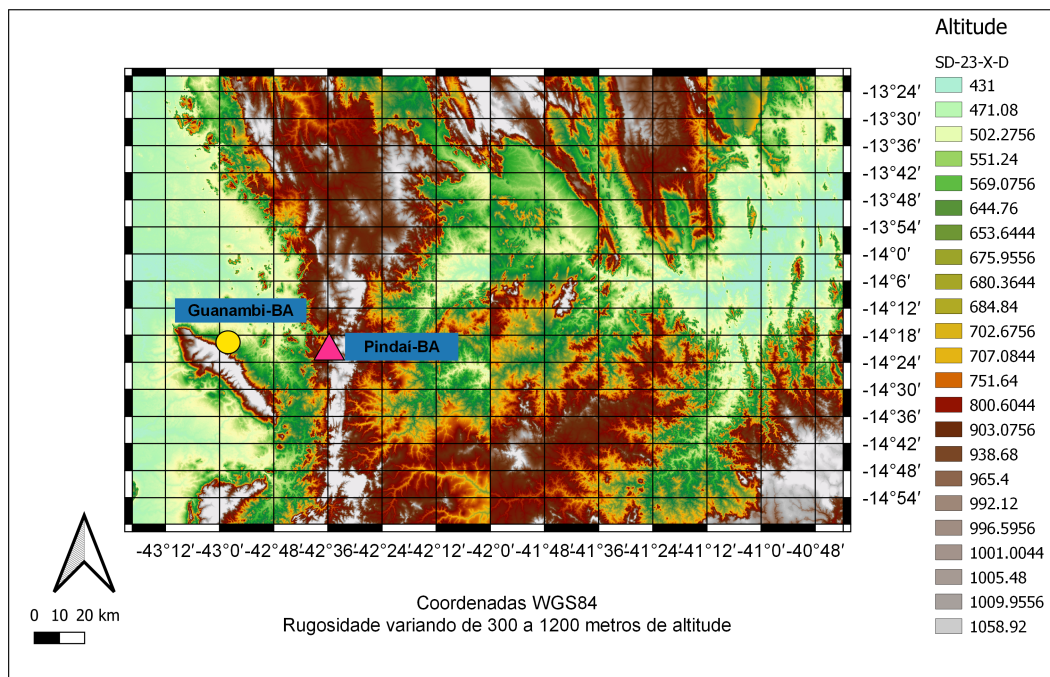


Figura 12 – Torre de medição anemométrica (*TMA*) na região de Pindaí (estação 1 - triângulo vermelho) e estação meteorológica de Guanambi (estação 2 - círculo amarelo) no Sudoeste da Bahia.

#### 4.2.2 Dados

Com o intuito de investigar os objetivos desse trabalho utilizaram-se dados mensais, conforme apresentados a seguir:

- i. Estação meteorológica automática de Guanambi-BA (*INMET* - superfície): Estação 2
  - Dados de precipitação (mm);
  - Temperatura média do ar ( $^{\circ}\text{C}$ );
  - Velocidade do vento ( $m \cdot s^{-1}$ ) a 10 metros.
- ii. Torre de medição anemométrica (*TMA*-80 metros de altura): Estação 1 (BW Guirapá)
  - Velocidade do vento ( $m \cdot s^{-1}$ );
  - Pressão atmosférica (*hPa*);
  - Umidade do relativa do ar (%);
  - Direção predominante do vento (anglo $^{\circ}$ ).
- iii. Índices oceânicos

- Dipolo do Atlântico: (*TNA - Tropical North Anomaly*) [5,5N a 23,5N e 15W a 57,5W] e (*TSA - Tropical South Anomaly*) (20S e 10E a 30W) / National Oceanic Atmospheric Administration (*NOAA*);
- El Niño Oscilação-Sul (3+4):(5N-5S e 170W a 120W) – Grande escala;

A fonte de dados observados foi da torre de medição anemométrica (*TMA - Sistema AMA - Acompanhamento de medições anemométricas*) com altura de 80 metros acima da superfície, escala temporal diária em uma altitude de 900 m, porém os dados foram integralizados em médias mensais. O dado de precipitação é da cidade de Guanambi-BA e de frequência temporal diária acumulada mensal, disponibilizado pelo Instituto Nacional de Meteorologia (*INMET*).

Os dados mensais Tropical Southern Atlantic index (*TSA*) e Tropical Northern Atlantic index (*TNA*) foram disponibilizados pelo *National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA)* e utilizados para obtenção do Dipolo do Atlântico e na modelagem estocástica, bem como os dados do *ENOS*.

Os dados observacionais coletados a partir da *TMA* foram gentilmente cedidos pela Empresa Brasil Wind (*BW*) quais sejam: velocidade do vento ( $m \cdot s^{-1}$ ), direção ( $^{\circ}$ ), temperatura( $^{\circ}C$ ), pressão atmosférica (*hpa*) e umidade relativa do ar (%). Estes dados foram integralizados a cada 10 minutos no período de 2013 a 2020, em um complexo eólico no Sudoeste da Bahia, na latitude 14°S e longitude 42°W, em uma área interiorana. Ambos os instrumentos das torres anemométricas estão calibrados de acordo com o *IEC 61400-12-1:2017*.

### 4.2.3 Metodologia

Nesta pesquisa, tem-se como objetivo verificar o comportamento do recurso eólico no *NEB*. Nesse sentido, observaram-se os elementos do clima, dos índices oceânicos e suas relações com a densidade de potência da fonte eólica. Inicialmente, verificou-se a consistência das séries temporais de vento, umidade relativa do ar, pressão atmosférica e temperatura, utilizando a correlação de *Pearson* entre a estação 1 e 2. Além da correlação entre as estações, verificou-se a qualidade dos dados em relação aos dados faltantes, ou inconsistentes. Modelou-se a curva de potência para verificar a consistência entre potência calculada e esperada. Aplicou-se o teste de *Mann-Kendall* para análise de tendências de cada uma das variáveis estudadas.

Posteriormente os modelos de distribuição de *Weibull* e o modelo de regressão dinâmica foram utilizados como métodos estatísticos para modelagem estocástica com a finalidade de estimar a intensidade e direção predominante dos ventos. Tais modelos estocásticos apresentam excelente aderência ao perfil de distribuição sazonal da intensidade dos ventos e sua série temporal simulada.

#### 4.2.3.1 Comportamento do vento e sua densidade de potência

Os parâmetros da função de distribuição das velocidades do vento foram estimados pelo modelo de *Weibull*, por meio do método da máxima verossimilhança (SEGURO; LAMBERT, 2000; CARTA; RAMIREZ, 2007). O modelo de *Weibull* é expresso pela Equação 4.1.

$$W_v(v < v_i < v + dv) = p(v > 0) \frac{k}{A_c} \times \frac{v_i^{(k-1)}}{A_c} \times \exp^{-\left(\frac{v_i}{A_c}\right)^k} \quad (4.1)$$

em que  $v_i$  é a velocidade instantânea do vento,  $v$  ( $v > 0$ ) é a velocidade do vento e  $dv$  o seu incremento. Os parâmetros da distribuição quanto ao fator forma ( $k$ ) e fator de escala ( $A_c$ ) são discriminados, conforme Equações 4.2 e 4.3.

$$k = \left( \frac{\sum_{i=1}^n v_i^k \ln(v_i) p(v_i)}{\sum_{i=1}^n v_i^k p(v_i)} - \frac{\sum_{i=1}^n \ln(v_i) p(v_i)}{p(v \geq 0)} \right) \quad (4.2)$$

$$A_c = \left( \frac{1}{p(v \geq 0)} \sum_{i=1}^n v_i^k p(v_i) \right) \quad (4.3)$$

Identificados os parâmetros mensais, calcularam-se as distribuições de cada região, verificando seu comportamento e descrevendo inicialmente suas principais diferenças de velocidade média, coeficiente de variação, desvio padrão e densidade de potência do vento de acordo com a Equação 4.4 descrita para o recurso eólico (densidade de potência do vento) em razão da distribuição de *Weibull* (FADIGAS, 2011).

$$\frac{P_{eol}}{A} = 0.5 \cdot \rho_{ar} \cdot v^3 \cdot W_v(v < v_i < v + dv) \quad (4.4)$$

em que  $P_{eol}$  é a potência elétrica proveniente da matriz eólica,  $\rho_{ar}$  é a densidade do ar,  $v$  é a velocidade do vento e  $A$  a área de varredura do rotor. Os principais elementos climáticos envolvidos no modelo foram o vento, a pressão atmosférica e a temperatura, resultando na densidade do ar. A densidade de potência foi um parâmetro analisado comparativamente entre os anos de 2013–2020, além da distribuição sazonal das velocidades média dos ventos. Calculou-se a densidade do ar, conforme a pressão atmosférica no mês e sua respectiva temperatura, expressa na Equação 4.5 da Lei dos Gases Ideais.

$$\rho_{ar} = \frac{1}{T_{10min}} \left( \frac{B_{10min}}{R_0} - \Phi P_w \left( \frac{1}{R_0} - \frac{1}{R_w} \right) \right) \quad (4.5)$$

em que,  $B$  é a pressão barométrica a 80 metros de altura em ( $hPa$ ),  $R$  a constante do gás ideal e  $T$  é a temperatura em graus Kelvin ( $K$ ),  $R_0$  é a constante do gás para o ar seco,  $R_w$  é a constante do vapor d'água e  $\Phi$  é a umidade relativa do ar.

#### 4.2.3.2 Análise de tendências

Ao longo dos anos observou-se o comportamento das séries temporais das variáveis independentes e do vento. Dessa forma, utilizou-se o teste de *Mann-Kendall* para verificar

as séries temporais de temperatura, umidade relativa, precipitação, pressão atmosférica, índices oceânicos (*ENOS*, *TSA* e *TNA*) e a intensidade do vento. O teste não paramétrico de *Mann-Kendall* possui boa robustez, e é bem aplicado para verificar se a série apresenta tendência estatisticamente significativa. A estatística do teste é dada por:

$$S = \sum_{k=1}^{n-1} \sum_{j=k+1}^n \text{sign}(x_j - x_k) \quad (4.6)$$

em que se atribui os escores para:  $S > 0 = 1$ , ou  $S = 0 = 0$ , ou  $S < 0 = -1$ . O valor de  $z$  para verificação do teste de hipótese das tendências é dada pela condição abaixo:

$$z = \frac{s - 1}{\sigma}, \Leftrightarrow S > 0 \quad (4.7)$$

ou,

$$z = 0, \Leftrightarrow S = 0 \quad (4.8)$$

ou,

$$z = \frac{s + 1}{\sigma}, \Leftrightarrow S < 0 \quad (4.9)$$

Utilizou-se o teste tanto para a série completa mensal, bem como, para cada mês do ano.

#### 4.2.3.3 Correlação cruzada

Utilizou-se a correlação cruzada com o objetivo de verificar as correlações (similaridade) entre as séries temporais paramétricas multivariadas no domínio do tempo  $Z_{1,t}, Z_{n,t}$ . Desta forma, foi possível mensurar as defasagens entre as séries correlacionadas no tempo. Após identificar as defasagens da variável resposta com as variáveis independentes, inseriu-se na modelagem linear por regressão dinâmica à parametrização das suas defasagens. Este método atendeu ao pressuposto de estacionariedade e consideraram-se as variáveis contínuas de velocidade do vento, umidade, temperatura e pressão atmosférica ([DERRICK; THOMAS, 2004](#), p. 193).

$$\rho_{x,y}(t) = \frac{\sum_{i=0}^{N-1} (x_i - \bar{x}) \cdot (y_{i-t} - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=0}^{N-1} (x_i - \bar{x})^2} \sqrt{\sum_{i=0}^{N-1} (y_{i-t} - \bar{y})^2}} \quad (4.10)$$

em que  $\rho_{x,y}$  são as séries temporais utilizadas para ajustar as suas defasagens, a qual fez-se o vento da estação 1 o  $x$  e sempre em relação as demais variáveis  $y$ , como: temperatura do ar, umidade relativa do ar, *ENOS*, Dipolo e pressão atmosférica.

#### 4.2.3.4 Modelo de regressão dinâmica

Para a modelagem estocástica de regressão dinâmica consideraram-se as séries temporais mensais  $X_{T,t-1}$ , tanto da variável dependente (endógena) como das variáveis independentes (exógenas). Esta é uma técnica que possibilita modelar as defasagens entre

às séries, considerando também a sazonalidade e a tendência das variáveis no modelo. A estimação de seus parâmetros  $\beta_n$  é realizada pelo método dos mínimos quadrados. O modelo, portanto, pode ser descrito como:

$$\begin{aligned} \hat{v}_i = & \beta_0 + v_1v_{t-1} + \dots + v_1v_{t-k} + \beta_{1,t}x_{1,t} + \\ & \beta_{1,t-1}x_{1,t-1} + \dots + \beta_{1,t-k}x_{1,t-k} + \beta_{2,t}x_{2,t} + \\ & \beta_{2,t-1}x_{2,t-1} + \dots + \varepsilon_t \end{aligned} \quad (4.11)$$

em que  $\hat{v}_i$  é a velocidade do vento (variável dependente),  $x_i$  são as variáveis independentes defasadas utilizadas no modelo de regressão,  $\beta_0$  é o intercepto,  $\beta_n$  são os coeficientes estimados.

### 4.3 Resultados

As estatísticas descritivas da distribuição mensal da velocidade do vento estão ilustradas na Figura 13. Nota-se que as amplitudes das velocidades variaram entre  $5,02 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$  a  $10,59 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$  ao longo do período em análise. A menor média mensal ( $7,08 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ ) foi observada no mês de dezembro e as maiores médias mensais ocorreram nos meses de agosto e setembro ( $9,77$  e  $9,64 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ ). Verifica-se que a partir do mês de abril as médias das velocidades seguem uma tendência crescente até o mês de setembro. A partir de outubro as médias decrescem e se verifica que a variabilidade tende a aumentar do final da primavera ao longo de todo o verão. Observa-se ainda assimetria à esquerda no verão, o que conota maior frequência de vento abaixo da mediana e maiores incertezas para período.

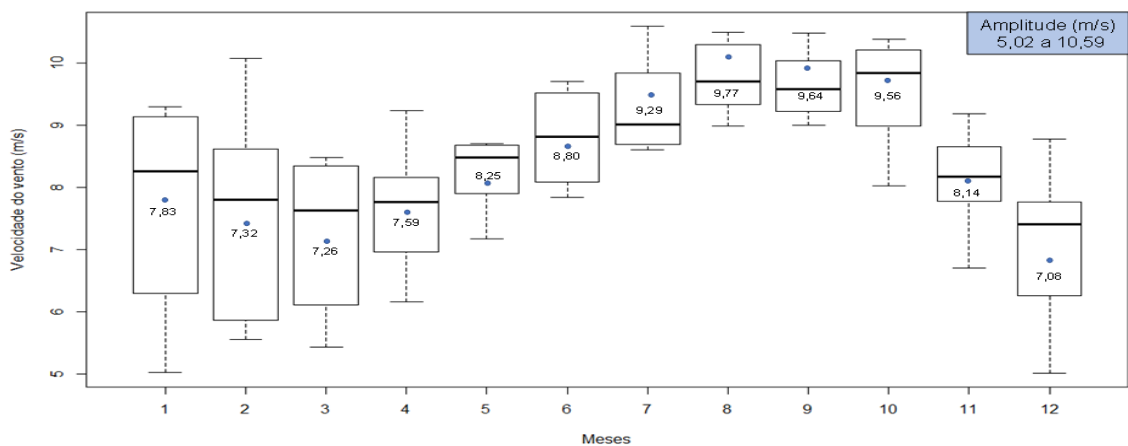


Figura 13 – Distribuição mensal da velocidade do vento na estação anemométrica (Estação 1) durante o período de 2013 a 2020.

As velocidades médias mensais do vento e os respectivos coeficientes de variação  $CV$  estão ilustrados na Figura 14. Observam-se menores variações, a partir do final do

outono, todo o inverno e parte da primavera, e, maior variabilidade de dezembro a março. Tais valores são considerados elevados chegando a picos no verão superiores a 60%. Mesmo em períodos que o *CV* apresenta valores menores, ainda assim são considerados elevados, caracterizando alta variabilidade na geração de energia elétrica pela fonte eólica.

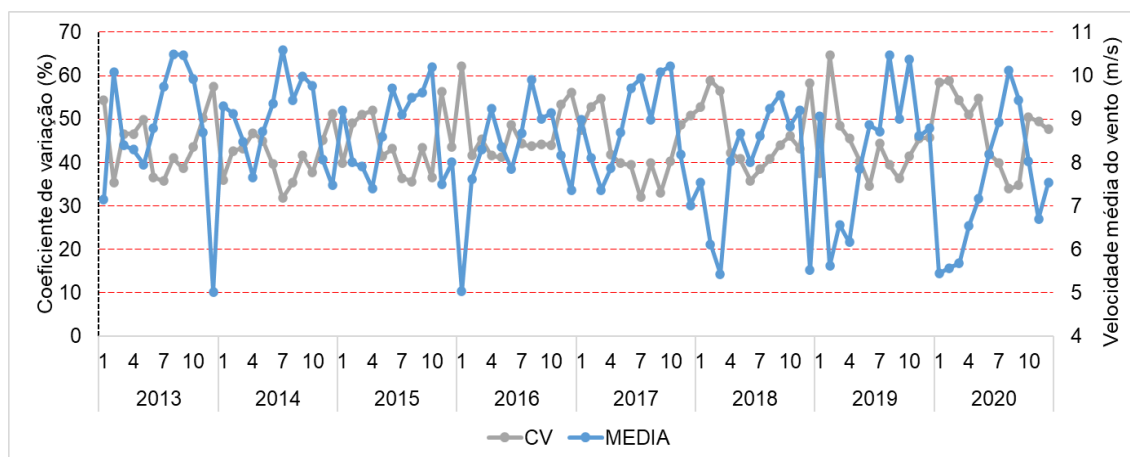


Figura 14 – Coeficiente de variação mensal da velocidade do vento na estação anemométrica (Estação 1) durante o período de 2013 a 2020.

Na Figura 15, apresenta-se a distribuição horária da velocidade do vento no Sudoeste da Bahia durante os anos de 2013 a 2020. Nessa, observa-se que as maiores temperaturas ao longo do dia ocorrem nos horários da tarde, ou seja, a intensidade do vento comporta-se inversamente proporcional à marcha da temperatura média da região. Além disso, nota-se que entre às 14h00 e 18h00, a janela de vento nesta região pode chegar a amplitudes superiores a  $1 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$  a depender do ano e com efeitos na densidade potência eólica. Com ausência da irradiância solar no período noturno a curva horária apresenta condições mais favoráveis para o recurso eólico.

Por outro lado, mesmo mais favoráveis, perceberam-se defasagens maiores em detrimento a janela de vento, ao observar 2020 a qual destacam-se na madrugada amplitudes inferiores em quase  $4 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$  em relação a 2013, 2014 e 2017.

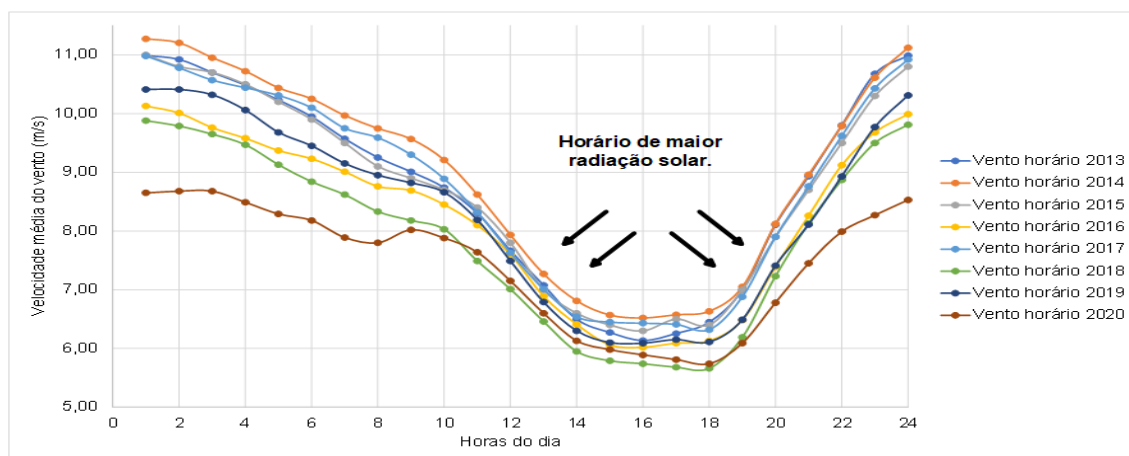


Figura 15 – Distribuição horária das médias das velocidades do vento (Janela de vento) no Sudoeste da Bahia durante os anos de 2013 a 2020.

A distribuição horária diária da temperatura do ar e da pressão atmosférica são relevantes para o entendimento do comportamento da velocidade do vento.

#### 4.3.0.1 Intensidade dos ventos e densidade de potência

As distribuições sazonais da velocidade média do vento para os anos de 2013 a 2020 e seus efeitos na geração de energia mediante as densidades de potência do vento estão apresentadas na Tabela 7. Nessa observa-se que os anos de 2013, 2014 e 2015 foram ciclos de neutralidade e sem influência significativa do Dipolo, em que apresentaram as melhores densidades de potência do vento.

Tabela 7 – Velocidade média observada pela *TMA* e densidade de potência do vento calculada em função da densidade de *Weibull*, além dos respectivos fatores de forma e escala no Sudoeste da Bahia para os anos de 2013 a 2020.

Série temporal anual da intensidade e densidade de potência								
Período (anos)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Densidade de potência ( $W \cdot m^{-2}$ )	695,0	690,0	658,0	610,0	665,0	533,0	614,0	465,0
Intensidade do vento ( $m \cdot s^{-1}$ )	8,8	8,9	8,6	8,2	8,6	7,9	8,3	7,5
Fator de forma ( $k$ )	2,3	2,5	2,3	2,1	2,3	2,1	2,1	2,1
Fator de escala ( $A_w$ )	9,9	10,1	9,7	8,3	9,8	8,9	9,4	8,5
Frequência (%) e direção [90°/120°]	82,7	89,9	85,4	83,2	87,7	84	86	79,5
Densidade ( $W/m^2$ ) [90°]	826,0	845,0	776,0	694,0	828,0	711,0	798,0	619,0
Densidade ( $W/m^2$ ) [120°]	821,0	578,0	659,0	745,0	468,0	350,0	474,0	466,0

A densidade de potência no verão do ano de 2016 foi significativa, registrando acumulados percentuais de velocidades nas direções predominantes Leste e Sudeste (90° e 120°) em 83,2%, possivelmente devido à influência do El Niño. Os parâmetros estimados de forma e escala foram mais baixos. No mês de Janeiro de 2016 houve um discreto enfraquecimento na velocidade média do vento, possivelmente influenciado pela presença

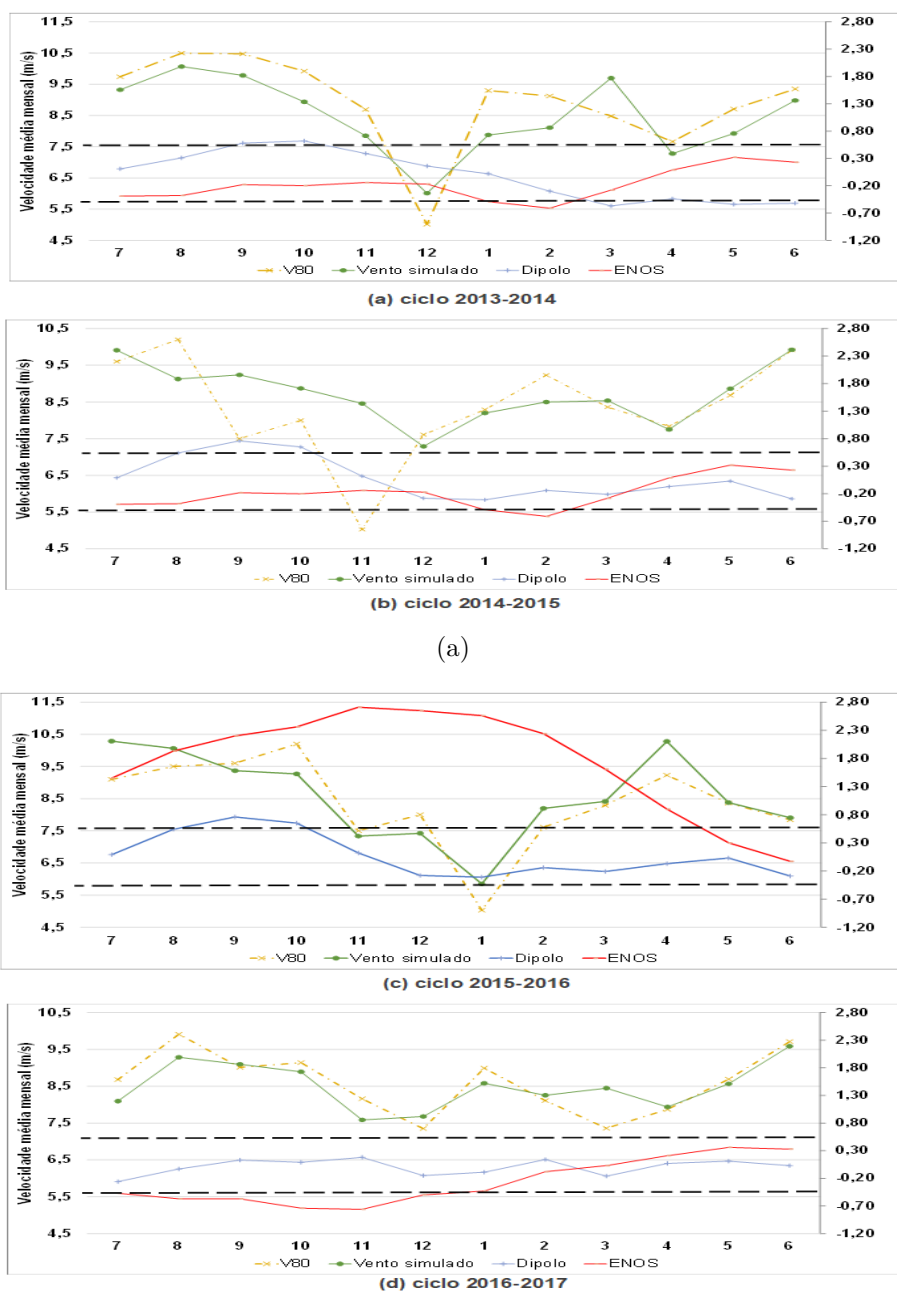
do El Niño. Destaca-se ainda, a precipitação em Janeiro de 2016, em que esteve acima do esperado para região, acumulando 401 *mm*, quando o esperado pela climatologia 1981–2010, de acordo com o *INMET* é de 98,4 *mm*, o que acabou comprometendo a densidade de potência média do próprio mês e o acumulado médio anual.

Em janeiro de 2017 ocorreu o inverso, sendo mais propício para o recurso eólico, marcado pela presença da neutralidade e Dipolo do Atlântico sem grandes desvios significativos. Observando a velocidade média no setor 90° com 9,64  $m \cdot s^{-1}$ , destaca-se a maior média dos anos estudados e, conseqüentemente, melhor densidade de potência nos setores predominantes de direção do vento. O ano de 2018 foi influenciado pelo La Niña e Dipolo do Atlântico negativo. Com 84% da direção predominante acumulada das velocidades em (90° e 120°), no período do verão ocorreram precipitações mais distribuídas. No ano de 2020, a região Sudoeste do *NEB*, registrou acumulados de chuva no montante de 225 *mm* em Janeiro e volumes significativos em Fevereiro, Março e Abril, o que pode ter contribuído com o menor valor de densidade de potência (465  $W \cdot m^{-2}$ ) na média anual, para uma densidade do ar média anual de 1.08  $kg \cdot m^{-3}$ . Observa-se que a menor densidade de potência no setor 90° ocorreu neste mesmo ano, em que se registrou o valor de 619  $W \cdot m^{-2}$ , período pelo qual ocorreu neutralidade e Dipolo do Atlântico negativo (*INPE/CPTEC, 2020*). Tal evento ainda pode ser corroborado com o menor acumulado percentual nas direções predominantes, registrando ventos de Leste e Sudeste em 79,5% do período anual.

As Figuras 16 e 17 ilustram as séries temporais mensais do *ENOS*, Dipolo, velocidades do vento da Estação 1 e vento simulado pela regressão dinâmica pelas quais destacam-se nessas Figuras as seguintes características: i.) 2013 e 2014 neutralidade e Dipolo do Atlântico pouco significativo, intensidade da velocidade média do vento e densidade de potência similar; ii.) Presença de neutralidade no verão de 2015, Dipolo do Atlântico pouco significativo, velocidade média do vento e densidade de potência similar a 2013 e 2014; iii.) El Niño forte em todo verão de 2016, velocidade média do vento e densidade de potência menores que os anos anteriores estudados; iv.) Neutralidade em 2017 e Dipolo do Atlântico pouco significativo, velocidade média do vento e densidade de potência maiores que 2013, 2014 e 2015; v.) La Niña fraco em 2018, Dipolo pouco significativo, velocidade média do vento e densidade de potência inferior a anos de El Niño; vi.) Ocorrência em 2019 de El Niño fraco, Dipolo <-1 °C, velocidade média do vento e densidade de potência similar a 2018; vii.) Dipolo negativo significativo em 2020, velocidades média do vento e densidade de potência inferiores aos demais anos estudados e com níveis acumulados de precipitação elevado e menos distribuídas.

Para o recurso eólico foi importante observar os ciclos interanuais, pois é a partir de agosto que se observa o comportamento dos índices oceânicos e sua influência em parte da primavera e verão. Dada a descrição de cada figura, foram observados maiores variações

de anomalias da temperatura da superfície do mar exatamente nestes períodos e também em consequência desta, maiores variabilidades nas amplitudes dos ventos observados.



(a)

(b)

Figura 16 – Dipolo do Atlântico normalizado, *ENOS* e a média mensal da velocidade do vento observada e calculada pela regressão dinâmica para os anos de 2013–2020, disposta no período interanual. (a.a) ciclo interanual 2013–2014 (figura superior), (a.b) ciclo 2014–2015 (figura inferior) e (b.c) ciclo interanual 2015–2016 (figura superior) e (b.d) ciclo interanual 2016–2017 (figura inferior)

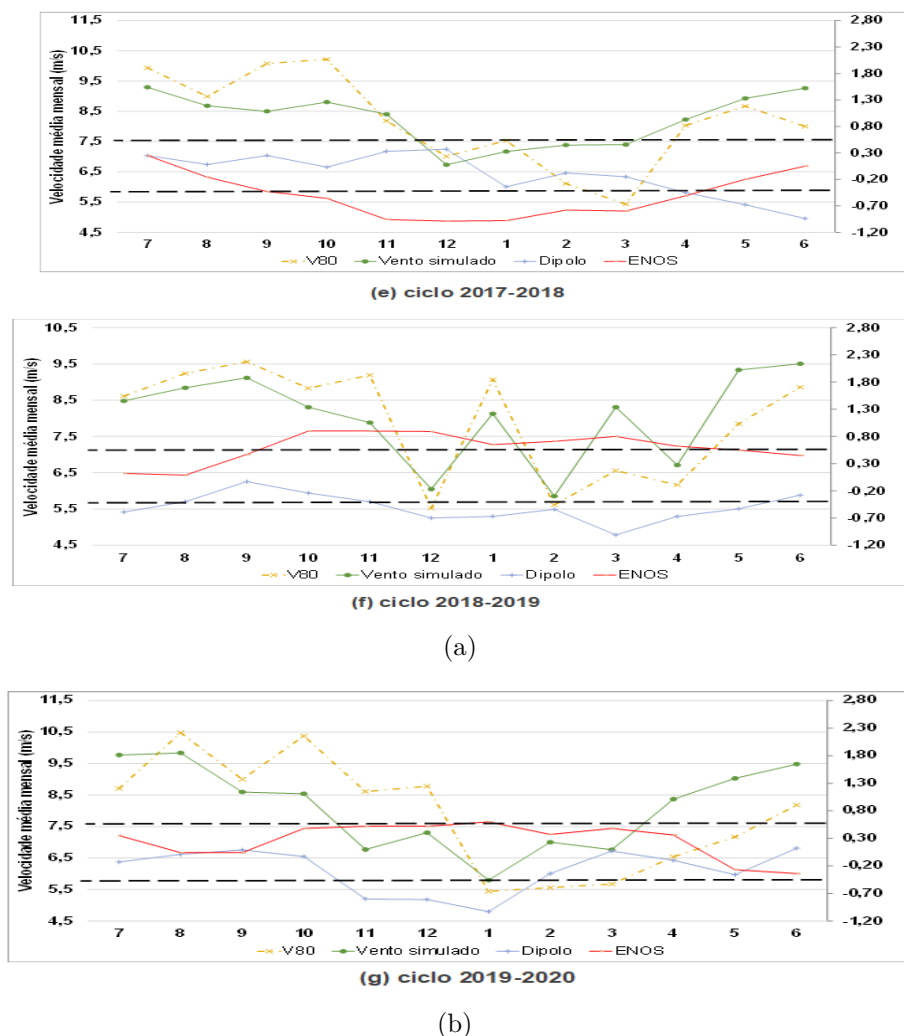


Figura 17 – Dipolo do Atlântico normalizado, *ENOS* e a média mensal da velocidade do vento observada e calculada pela regressão dinâmica para os anos de 2013–2020, disposta no período interanual. (a.e) ciclo interanual 2017–2018 (figura superior) e (a.f) ciclo 2018–2019 (figura inferior) e (b.g) ciclo interanual 2019–2020 (figura superior)

As direções predominantes são características relevantes na análise da qualidade do recurso eólico. Na Figura 18 ilustra-se o comportamento das direções do vento entre os anos de 2013 a 2020 estruturados em 12 setores. O setor Sudeste normalmente é um setor a ser observado, devido a ser um complemento nas frequências da direção predominante de Leste e pode sofrer alterações na sua intensidade ano a ano. Observando a Figura 18, nota-se uma maior dispersão da direção do vento em 2016, a qual pode ser explicada pela presença do El Niño Forte, conforme Figura 16. Também, pode ser observado que 2020 apresentou menores velocidades médias do vento e densidade de potência. Períodos marcados pela neutralidade, como em 2013, 2014, 2015 e 2017, observaram-se melhor qualidade nos parâmetros  $k$ ,  $A_w$  e na distribuição das frequências predominantes de direção e intensidades da velocidade média do vento.



Figura 18 – Direção predominante da intensidade do vento entre os anos de 2013 a 2020 no Sudoeste da Bahia no *NEB*.

#### 4.3.0.2 Variáveis climáticas

O volume pluviométrico é um fator preponderante para definição da disponibilidade do recurso eólico. No Sudoeste da Bahia, a estação chuvosa inicia entre o final da primavera e persiste ao longo de todo o verão austral, conforme se observa na Figura 19 em que os meses de Novembro, Dezembro e Janeiro acumulam os maiores volumes pluviométricos. Nestes meses, a variabilidade da velocidade do vento são maiores, possivelmente devido à intensidade de chuvas.

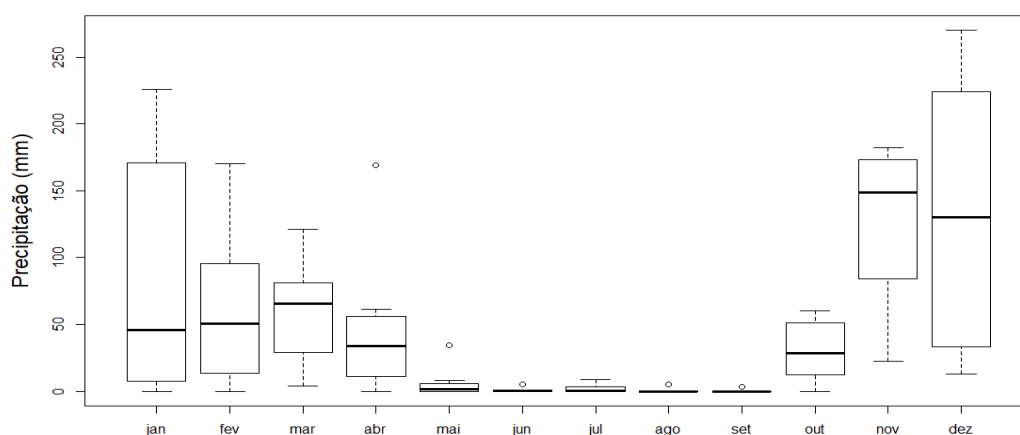
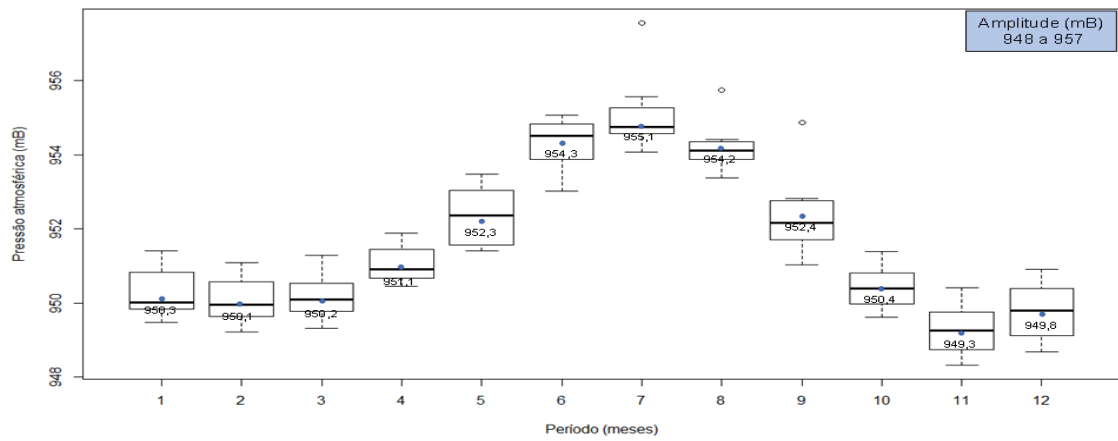
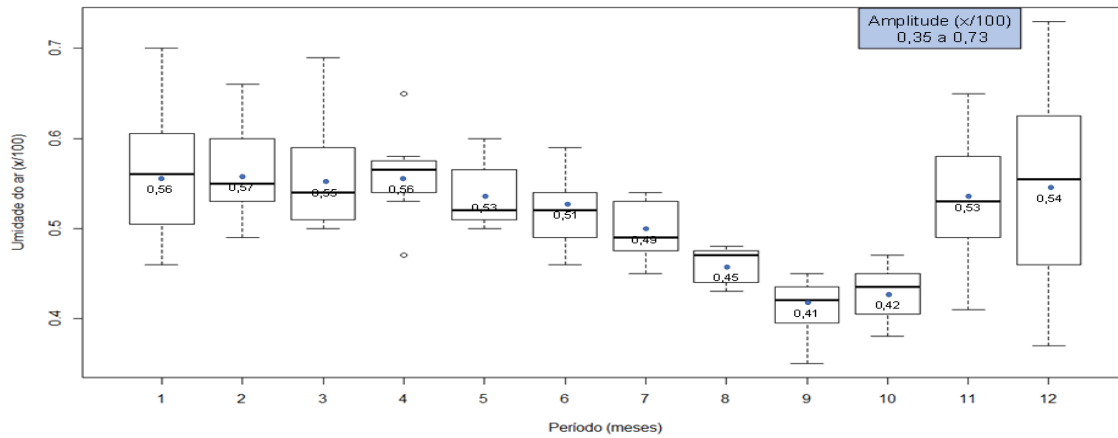


Figura 19 – Precipitação anual (mm) da estação meteorológica (estação 2) na região de Guanambi-BA entre 2013 a 2020.

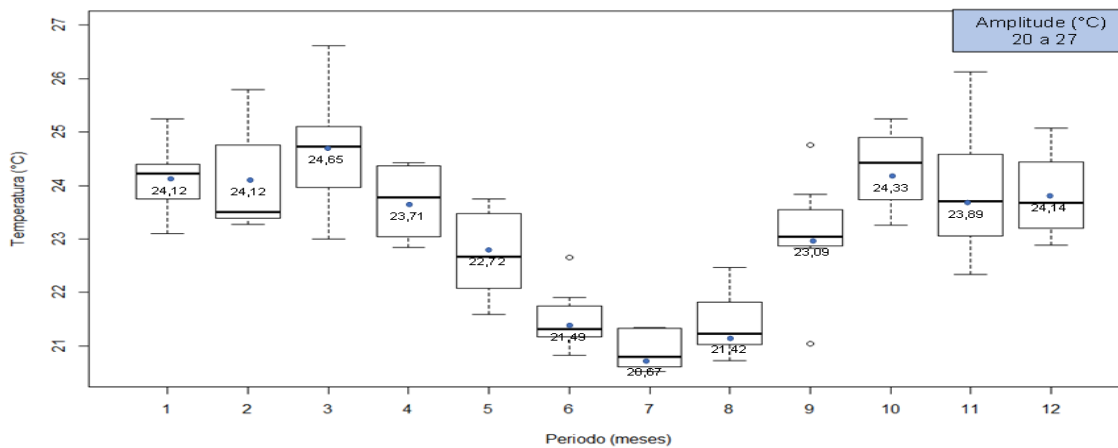
As estatísticas descritivas e a sazonalidade das variáveis pressão atmosférica, umidade relativa do ar e temperatura média estão ilustradas na Figura 20. Nessa observa-se que tanto a umidade como a temperatura tendem ao aumento no final da primavera prolongando-se por todo o verão com maior variabilidade e amplitudes, variando entre 35% a 70% e 20°C a 27 °C, respectivamente. Na Figura 20.a e 20.c notam-se maiores amplitudes de pressão e a temperatura mais baixa no inverno, a qual explica também as melhores densidades do ar  $\rho_{ar}$ , devido à relação pressão e temperatura, conforme Equação 4.5 e consequentemente condições mais adequadas para intensidades dos ventos alísios com amplitude variando na TMA entre 948 e 957 mBar, devido a baixa umidade relativa do ar neste período. A partir de Novembro a umidade do ar aumenta e persiste na primavera e verão com valores acima de 50%. As variâncias e o desvio padrão apresentam maiores variabilidades para umidade e temperatura para o mesmo período.



(a) Pressão atmosférica



(b) Umidade relativa do ar



(c) Temperatura

Figura 20 – Distribuição mensal das variáveis que impactam o comportamento sazonal dos vento no Sudoeste da Bahia para os anos de 2013 a 2020. (a) Pressão atmosférica; (b) Umidade relativa do ar; (c) Temperatura.

### 4.3.0.3 Tendências das séries temporais

A verificação das tendências possibilitou observar mais detalhadamente o comportamento das variáveis estudadas ao longo das séries temporais e confirmar se estão seguindo um perfil decrescente ou crescente. A análise de tendência das séries temporais das variáveis em estudo, pode ser observada na Tabela 8. Constataram-se tendências decrescentes estatisticamente significativas das velocidades de vento a 80 m (Estação 1 - V80) e a 10 m (Estação 2 - V10) da superfície, bem como do Dipolo do Atlântico, no período de 2013 a 2020.

Tabela 8 – **Análise das tendências ( $\tau$ ) das séries temporais completas entre os anos de 2013 a 2020 na região Sudoeste da Bahia.**

Variáveis	Z	$\tau$	p-valor	N
V80	-2,20	-0,15	0,020	96
V10	-2,90	-0,20	0,003	91
P80	-0,81	0,06	0,414	94
P10	0,58	0,05	0,561	93
Precipitação	-0,02	0,00	0,977	90
Dipolo	-2,37	-0,16	0,017	96
Enos	0,01	0,00	0,989	96
AATL	1,44	0,91	0,148	96
Umidade80	1,56	0,11	0,117	94
Umidade10	0,15	0,01	0,874	91
Temperatura80	0,08	0,01	0,932	94

As demais séries temporais das variáveis estudadas não apresentaram significância estatística ( $p - valor > 0.05$ ).

### 4.3.0.4 Modelagem por regressão dinâmica

O modelo de regressão dinâmica foi aplicado considerando como variável dependente a velocidade do vento, e, como independentes: a umidade relativa do ar, ambas defasadas em (t-1); da temperatura média do ar defasada em (t-2). As defasagens foram identificadas por meio da aplicação da correlação cruzada, conforme Figura 21, entre a velocidade do vento e cada uma das variáveis climáticas. Na modelagem não foram utilizadas defasagens para pressão atmosférica, pois não foram significativas. Além destas variáveis defasadas, incluiu-se, nas simulações do *MRD* a sazonalidade das velocidades médias mensais do vento. Dos índices oceânicos, o dipolo do Atlântico apresenta sutil representatividade em relação ao *ENOS*, mas não significativamente suficiente para inserção no modelo. A temperatura, umidade foram variáveis significativamente relevantes na parametrização do modelo e pela correlação cruzada apresentaram significância estatística.

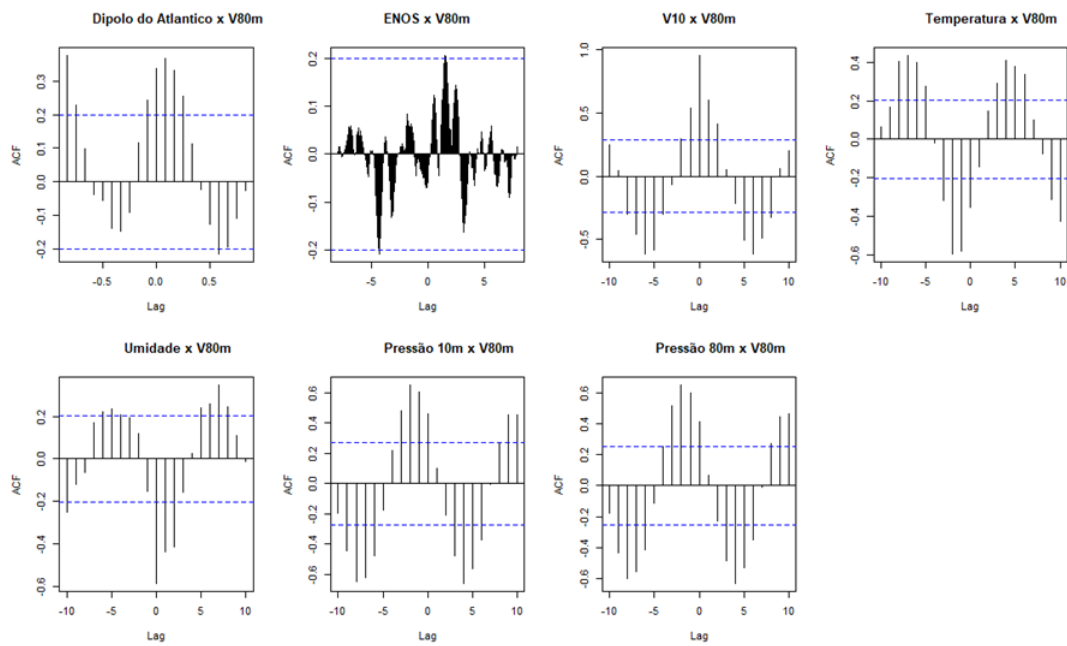


Figura 21 – Correlação cruzada das variáveis: pressão atmosférica; umidade relativa do ar; temperatura média do ar; *ENOS*; Dipolo do Atlântico, utilizadas em relação a velocidade do vento a 80 m de altura no modelo de regressão dinâmica.

Como a opção do uso da sazonalidade é um benefício atribuído no modelo de regressão dinâmica foi visível e perceptível tal vantagem, tornando as simulações mais assertivas, principalmente quanto às incertezas. O modelo obteve resultados com nível de incerteza maior para o verão, porém excelentes nas demais estações do ano, conseguindo simular bem os meses compreendidos entre Maio a Novembro.

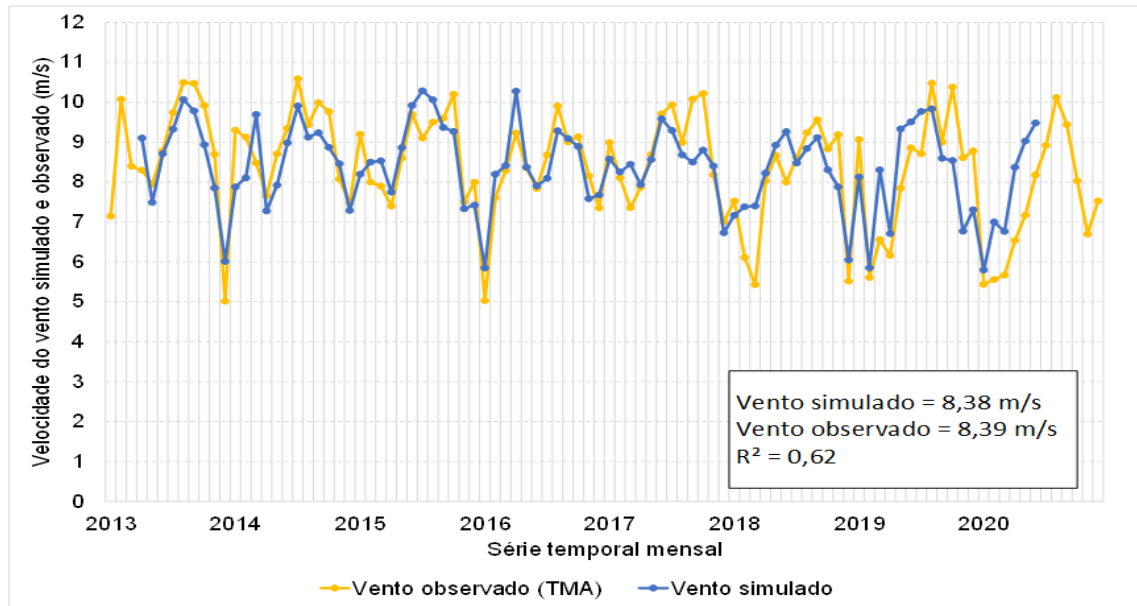


Figura 22 – Modelagem de regressão dinâmica  $\hat{y}_v$  utilizando dados de temperatura, umidade relativa do ar, vento, pressão entre os anos de 2013 a 2020 no Sudoeste da Bahia.

Os dados simulados pela regressão dinâmica e os observados pela *TMA* (Estação 1) estão apresentados na Figura 22. Verifica-se que o modelo de regressão dinâmica captou de forma adequada o comportamento da velocidade do vento, apresentando algumas incertezas nas simulações na janela dos verões e parte do início do outono. No entanto, a qualidade do ajuste foi muito boa, podendo ser melhorada com a inclusão dos dados de precipitação.

Os valores de *MSE* e *RMSE* foram 3,49 e 1,86, respectivamente e bias -0,07. As variáveis independentes foram testadas de várias formas para melhorar as estimativas, porém o modelo apresentado na Tabela 9 foi a que proporcionou melhor ajuste. Como pode ser verificado na Tabela 9 as variáveis escolhidas para simulação estocástica foram pressão atmosférica, umidade relativa do ar e temperatura média.

Os resíduos atendem aos pressupostos de homocedasticidade, independência e normalidade que podem ser observados na Figura 23.

Tabela 9 – Modelagem da regressão dinâmica da série temporal do vento a 80 metros ( $\hat{y}_v$ ), umidade relativa do ar, temperatura, pressão a 10 e 80 metros, referente ao período compreendido entre 2013 a 2020 no Sudoeste da Bahia.

Variável	Estimador	Erro padrão	Estatística T	P-valor
Intercepto	63,93	168,020	0,380	0,704
Sazonalidade (V - Janeiro)	0,93	0,556	1,682	0,096
Sazonalidade (V - Fevereiro)				
Sazonalidade (V - Março)	0,06	0,555	0,109	0,913
Sazonalidade (V - Abril)	0,51	0,559	0,918	0,361
Sazonalidade (V - Maio)	1,27	0,568	2,243	0,028
Sazonalidade (V - Junho)	2,00	0,603	3,318	0,001
Sazonalidade (V - Julho)	2,55	0,767	3,328	0,001
Sazonalidade (V - Agosto)	3,02	0,886	3,417	0,001
Sazonalidade (V - Setembro)	2,66	0,871	3,061	0,003
Sazonalidade (V - Outubro)	2,49	0,729	3,427	0,001
Sazonalidade (V - Novembro)	1,00	0,558	1,797	0,076
Sazonalidade (V - Dezembro)	0,07	0,569	0,124	0,901
Vento L1	0,26	0,125	2,130	0,036
Pressão 10 metros	-1,04	0,376	-2,767	0,007
Pressão 80 metros	1,02	0,457	2,237	0,028
Umidade L1	0,052	0,023	2,186	0,032
Temperatura L2	-0,23	0,133	-1,776	0,080

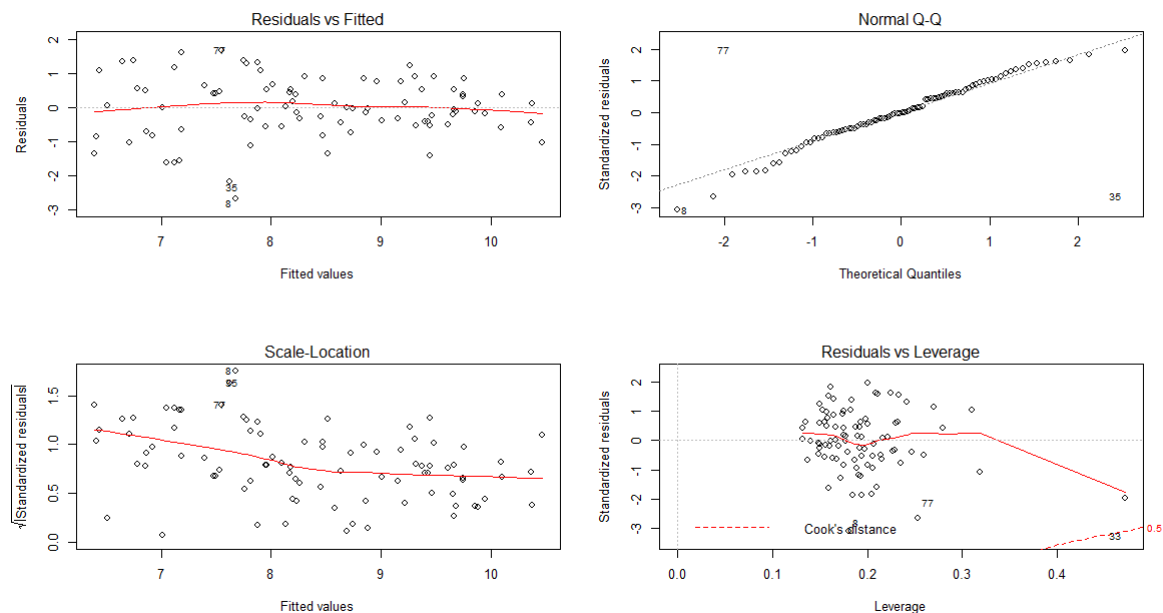


Figura 23 – Análise dos resíduos com base no modelo de regressão dinâmica gerado a partir da série temporal mensal dos ventos observados da torre anemométrica a 80 metros entre os anos de 2013 a 2020.

## 4.4 Discussão

O principal objeto de discussão deste trabalho foi analisar intensidade do vento e respectiva densidade de potência, captando a distribuição sazonal ao longo do ano e a variabilidade média em escala diária, mensal e anual. Dessa forma, observou-se predominância dos ventos com as frequências de distribuições nos setores de Leste e Sudeste em todo período analisado, porém com variações na densidade de potência e na direção predominante sensivelmente no setor Sudeste ( $120^\circ$ ). Ciclos com a presença do *ENOS* possuem variabilidades maiores, como em 2016, 2018 e 2019. Diferentemente da variável precipitação, a variabilidade na intensidade dos ventos, embora pequena, de um ano para o outro é significativa no cálculo da produção líquida de energia acumulada em razão da velocidade do vento ao cubo prevista no modelo eólico (FADIGAS, 2011).

A distribuição horária da curva de vento possui uma janela de vento (momentos de menores intensidades do vento), a qual se dá no intervalo entre 11h00 e 17h00 variando ao longo da sazonalidade, em que, pela ausência da irradiância solar os períodos noturnos se revelam melhores para o recurso eólico (VIANELLO; ALVES, 2012, p. 115). Tal variação é mais intensa no verão, dado que as médias das intensidades das velocidades possuem maiores amplitudes térmicas e apresentam maiores incertezas probabilísticas neste período relevante para definição do *Annual Energy Power (AEP)* (SEGURO; LAMBERT, 2000).

Com a estação chuvosa presente e conseqüentemente maiores incertezas no verão, supõem-se a presença de alguns sistemas atmosféricos atuantes nesse período na região estudada, como a *ZCAS*, *ZCOU* e *VCAN* (INPE, 2018). Notou-se no ano de 2016 que o volume precipitado em janeiro muito acima dos observados neste mesmo mês em outros anos da série histórica e também da normal climatológica para região, a qual foi 98 mm (INPE, 2018). Isto pode ser explicado pela presença do El Niño e, portanto, ratifica-se que este índice oceânico pode provocar acumulados de chuva mais ao Sul do *NEB*, visto que o Sudoeste da Bahia é fortemente afetado por estes sistemas atmosféricos, os quais são influenciados também por estes índices oceânicos (NOBRE; SHUKLA, 1996; POVEDA; MESA, 1997; DONG; SUTTON; SCAIFE, 2006).

Após análise verificou-se que os sistemas atmosféricos possuem relação com os índices oceânicos atuantes no Pacífico Leste e no Atlântico Tropical e, portanto, tanto *ENOS* quanto o Dipolo do Atlântico são importantes fatores climáticos que ajudam a compreender os acumulados de chuva na região *NEB*. Suas ocorrências simultaneamente podem provocar na estação chuvosa períodos bem distribuídos ou extremos meteorológicos (SERVAIN, 1991; ENFIELD et al., 1999). Ambos os fenômenos ocorrem ao longo do período anual com grande volume acumulado de chuva em janeiro de 2016, coincidindo com o Dipolo do Atlântico negativo e El Niño forte. É nesse período que as anomalias de temperatura da superfície do mar manifestam-se via os sistemas meteorológicos, ora já citados.

Então, mesmo que os padrões de teleconexão tenham sua influência nos mecanismos de precipitação, o Dipolo do Atlântico Tropical é fundamental na determinação da estação chuvosa no *NEB* (BARREIRO; CHANG, 2002; DONG; SUTTON; SCAIFE, 2006). Devido à ausência de dados de precipitação no ano de 2019 não foi possível simular com esta variável, porém se conhece a importância e a influência da mesma sobre a densidade de potência do vento ao verificar a presença da estação chuvosa na primavera, verão e parte do início do outono. Observou-se que na região estudada ficou nítido registrar que o Sudoeste da Bahia apresenta outra estação chuvosa em comparação às regiões mais ao Norte da região *NEB*, dado o ciclo de seu período chuvoso (KOUSKY, 1979).

A pluviometria local se dá no período de outubro a março (ciclo interanual), em que a densidade de potência do vento decresce e os valores de umidade relativa aumentam, dada a presença de grandes variações do gradiente térmico (SILVA, 2006; A.; CAVALCANTI; MGAJ, 2009). Observaram-se que os coeficientes de variação da velocidade do vento, possuem maiores amplitudes nos períodos em que, acumulam-se volumes pluviométricos (KOUSKY, 1979; KOUSKY; GAN, 1981; REBOITA et al., 2010).

Esses fenômenos possuem forte implicação na densidade de potência do vento e conseqüentemente na *AEP*, mesmo possuindo baixa frequência e escala global. O ciclo 2016-2017 apresentou neutralidade e Dipolo sem influências significativas, o que permitiu um melhor ajuste na distribuição das densidades de vento pelo modelo de *Weibull*.

Pes et al. (2016) utilizaram o teste de *Mann-Kendall* para análise de tendências de extremos de vento em várias estações no Brasil e, especialmente o grupo 2, localizado na região costeira do *NEB*, apresentou mais consistência na análise do valores mínimos, ou faixas de velocidades inferiores a média do período com tendência positiva. De acordo com Pereira et al. (2013), os testes confirmaram as tendências nas intensidades de vento corroborando com os resultados de tendência apresentados neste trabalho. Reboita, Amaro e Souza (2017) apresentaram resultados de projeção futura em que, de acordo com modelagem numérica realizada revelaram tendências positivas no norte do *NEB*. É importante destacar que os dados analisados por ambos os autores não foram de torres anemométricas. Das variáveis estudadas, apenas o vento e o Dipolo do Atlântico apresentaram tendências decrescentes com significância estatística, de acordo com as séries temporais estudadas (PEREIRA et al., 2013; PES et al., 2016; REBOITA; AMARO; SOUZA, 2017).

Reconhece-se que o período estudado ainda não pode ser conclusivo em relação às tendências, devendo para uma melhor categorização destas, contabilizar uma série histórica de pelo menos 30 anos de dados observados, como recomendado pela Organização Mundial de Meteorologia (*OMM*).

De acordo com Vianello e Alves (2012) os movimentos atmosféricos na camada limite planetária possuem forte correlação com as variações de pressão atmosférica e conseqüentemente com a temperatura, justificando assim a escolha destas duas variáveis.

Observa-se, também que com a impossibilidade do uso de dados de precipitação, a unidade mostrou boa correlação com a mesma e dessa forma o seu uso foi bem adequado na simulação.

É iminente a necessidade de estudos que ampliem e melhorem as estimativas da velocidade do vento buscando uma melhor adequação e inserção de parâmetros do clima para a realização de simulações e projeções futuras nas parametrizações de modelos estocásticos buscando um melhor dimensionamento do recurso eólico. Destaca-se também a importância da melhoria da informação para construção de uma maior massa de dados, não apenas da variável vento, bem como das variáveis climatológicas relacionadas em maior alcance e abrangência de potenciais áreas para produção de energia elétrica pela fonte eólica e que possibilitem capturar uma melhor climatologia de diferentes regiões (REBOITA; AMARO; SOUZA, 2017).

Mais estudos são necessários para compreender as relações da variabilidade interanual e intra anual das intensidades de vento com os índices de anomalia dos oceanos Atlântico Tropical e Pacífico Equatorial que, por sua vez interferem nas características físicas da temperatura média do ar, de umidade relativa do ar, de pressão atmosférica e de precipitações interanuais (ENFIELD; MAYER; CID-SERRANO, 1999; OLIVEIRA; COSTA, 2011). Com a emergência da escassez dos recursos hidrológicos do planeta é preeminente soluções que ampliem o planejamento energético de fontes alternativas como a eólica e demais perspectivas sob a ótica da transição energética (GUERRA et al., 2015; SCHMIDT; CANCELLA; JR., 2016; JONG et al., 2018).

## 4.5 Conclusão

Nesta pesquisa foi estudado o comportamento da série temporal das intensidades dos ventos ao longo de oito anos na região Sudoeste da Bahia, sendo que os resultados não representam toda região do *NEB*. Observou-se que as principais variações na direção predominante e, que fazem diferença nos somatórios cumulativos em suas frequências relativas da intensidade média dos ventos é o setor Sudeste.

A umidade relativa do ar, pressão atmosférica e a temperatura foram três variáveis inseridas no modelo, como variáveis independentes, além da sazonalidade anual do vento. Constatou-se que as temperaturas e as umidades apresentaram maiores amplitudes no verão e que a sazonalidade da pressão atmosférica segue perfil similar à sazonalidade dos ventos, bem demarcados no outono, inverno e primavera.

Os padrões oceânicos apresentaram uma correlação muito interessante, pois em anos bem caracterizados de *ENOS* podem estar bem associados ao perfil de distribuição dos ventos, especialmente no verão, período chuvoso nesta região do *NEB*. A modelagem por regressão dinâmica, considerando a média anual das velocidades do vento como variável

dependente, demonstrou boa aderência, principalmente no outono, inverno e primavera. Para as estações do verão, o modelo comportou-se moderadamente aceitável, devido às grandes variações nas amplitudes térmicas e a influência das precipitações, neste caso melhor representadas no modelo pela umidade relativa do ar.

O estudo do planejamento energético, cada vez mais, deve ser entendido sob a ótica do clima, considerando todas as fontes que dependam de recursos naturais e seu planejamento futuro deve levar em consideração elementos e fatores do clima. Pensar em inserir mais geração de energia pela fonte eólica requer estudos aprofundados entendendo cada região e suas incertezas relacionadas ao seu potencial. Com recentes crises hídricas, principalmente próximos a grandes centros de carga como a região Sudeste e Nordeste, requerem tomadas de decisão mais rápidas no sentido de segregar estas transições energéticas, considerando os potenciais de cada região, onde o *NEB* tem um grande potencial para a fonte eólica como uma de suas fontes energéticas.

## 5 Considerações finais

A variabilidade climática inevitavelmente é um potencial aspecto a ser levado em consideração no *PE*, pois, confirmou um vetor de influência na densidade de potência para fonte eólica e na geração hidroelétrica. Ambas as fontes dependem exclusivamente de recursos naturais disponíveis na atmosfera, oceano e superfície, como os movimentos atmosféricos, vapor d'água precipitável e volumes hídricos no solo.

Nesse trabalho de tese foram estudadas duas fontes de geração de energia influenciadas pela variabilidade climática, das quais foram a fonte eólica e a hídrica. Ambas revelaram sensíveis variações relativas à precipitação, vazão e volume útil no caso da fonte hídrica e, temperatura média, pressão atmosférica, precipitação e umidade relativa do ar para a fonte eólica. Também, foi possível observar que a fonte eólica demonstra ser mais estável quanto a sua distribuição sazonal do que a fonte hídrica, ainda que não se tenha concretamente a capacidade de armazenagem energética, a exemplo da fonte hídrica.

Nesta pesquisa, detectaram-se tendências, decrescentes significativas na vazão, geração de energia pela fonte hídrica, ventos a 10 *m* e 80 *m* e Dipolo do Atlântico.

É perceptível a intermitência hidroelétrica interanual, dadas a estação seca e a intermitência eólio-elétrica horária e mensal. Tal condição, reflete diretamente na complexidade da operação do sistema com essas distintas características sazonais por fonte e embora não abordada na pesquisa podem potencializar limites de carregamento elétrico nas linhas de transmissão. O Reservatório de Sobradinho revela ser muito susceptível a vulnerabilidades hídricas de vazão e precipitação e do controle relativo ao volume útil do reservatório, a qual é operado em seu nível máximo de stress ao longo da série temporal mensal estudada. Dessa forma, pode ser constatado que mesmo não sendo uma climatologia completa na avaliação das vazões, porém, com 57 anos de dados e da análise foi possível comparar as médias das séries de 1964–1990 e 1991–2017, na qual revelaram condições desfavoráveis à fonte hídrica, em que se coloca exposta sua vulnerabilidade no atendimento à sociedade.

A fonte eólica ainda precisa de uma melhor curva de aprendizado, dada à disponibilidade de dados ainda serem insuficientes para inferir conclusões mais assertivas. Mas é um fato verificar oscilações nas amplitudes das temperaturas médias, precipitações e umidade relativa do ar no verão austral e parte do outono. Além dessas influências, foi possível observar que as anomalias de *TSM* no Pacífico Equatorial e Atlântico Tropical podem influenciar a quadra chuvosa e conseqüentemente a densidade potência da fonte eólica. Estas oscilações prejudicam as previsões de recurso eólico no período e podem influenciar em maiores incertezas nas estimativas de produção líquida de energia acumulada anual. O período do inverno e primavera são mais estáveis e de menores incertezas de previsibilidade.

A matriz de energia elétrica em geral, possui sutilezas nas diferenças em sua dinâmica, porém se complementam. Essa complexa rede sistêmica do setor elétrico deverá cada vez mais ampliar seus horizontes para matrizes de fonte alternativa, dada à insegurança hídrica confirmada ao longo do tempo, conforme observada neste estudo. Embora sazonalidades sejam esperadas, o sistema elétrico nacional não pode operar em nível de stress todo o tempo e a implementação de planejamentos mais regionais podem ser melhor estudados no intuito de mitigar riscos energéticos e elétricos, associados às condições climáticas desfavoráveis.

Para concluir, com melhores perspectivas de crescimento no *NEB* haverá um natural crescimento da demanda elétrica e crises futuras devem ser evitadas com um planejamento regional, considerando suas características de consumo local. Esta região deve em um curto espaço de tempo adquirir capacidade adaptativa em razão da escassez hídrica e explorar cada vez mais as fontes alternativas de energia relacionadas à fonte eólica, solar e undi-elétrica.

## 5.1 Sugestões para trabalhos futuros

As sugestões aqui apresentadas exploram mais detalhadamente trabalhos futuros que se relacionem ao planejamento energético e o clima.

- i. Analisar séries temporais diárias de anomalia de *TSM* no Pacífico Equatorial e Atlântico Tropical e sua relação com o recurso eólico;
- ii. Analisar estimativas de produção líquida de energia pela fonte eólica e solar, no médio prazo (10 anos), utilizando variáveis climáticas.
- iii. Avaliar o impacto de turbulências nas performances da curva de potência de turbinas eólicas.

## Referências

- A., I. F.; CAVALCANTI, N. F.; MGAJ, S. *Tempo e Clima no Brasil*. [S.l.]: Oficina de Textos, 2009. Citado 4 vezes nas páginas 19, 30, 44 e 78.
- ABBEOLICA. *Associação Brasileira de Energia Eólica: Boletim anual*. São Paulo - Brasil, 2020. Disponível em: <[www.abeeolica.org.br](http://www.abeeolica.org.br)>. Acesso em: 05 jan. 2020. Citado na página 58.
- AGHAKOUCHAK, A. et al. Global warming and changes in risk of concurrent climate extremes: Insights from the 2014 california drought. *Geophysical Research Letters*, p. 8847–8852, 2014. Citado na página 29.
- ALVARES, C. A. et al. Köppen’s climate classification map for brazil. v. 22, p. 711–728, 2014. Disponível em: <<http://doi.org/10.1127/0941-2948/2013/0507>>. Citado na página 31.
- ANA. *Conjuntura dos recursos hídricos no Brasil 2019*. [S.l.: s.n.], 2019. Citado na página 26.
- ANEEL. *Agência Nacional de Energia Elétrica*. Brasília, 2020. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 12 jan 2020. Citado 4 vezes nas páginas 20, 22, 32 e 37.
- APERGIS, N.; PAYNE, J. E. The renewable energy consumption–growth nexus in central america. *Applied Energy*, v. 88, p. 343–347, 2011. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.07.013>>. Citado na página 34.
- ARSLAN, H. et al. Wind speed variability and wind power potential over turkey: Case studies for Çanakkale and istanbul. *Renewable Energy*, p. 10–1032, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.06.128>>. Citado na página 58.
- AZEVEDO, S. C. de et al. Analysis of the 2012-2016 drought in the northeast brazil and its impacts on the sobradinho water reservoir. *Remote Sensing Letters*, v. 9, p. 439–447, 2018. Disponível em: <[doi.org/10.1080/2150704X.2018.1437290](https://doi.org/10.1080/2150704X.2018.1437290)>. Citado 3 vezes nas páginas 33, 37 e 46.
- BARREIRO, M.; CHANG, P. Variability of the south atlantic convergence zone simulated by an atmospheric general circulation model. *Journal of Climate*, v. 15, p. 745–763, 2002. Disponível em: <[https://doi.org/10.1175/1520-0442\(2002\)015<0745:VOTSAC>2.0.CO;2](https://doi.org/10.1175/1520-0442(2002)015<0745:VOTSAC>2.0.CO;2)>. Citado na página 78.
- CAI, W. et al. Pantropical climate interactions. *Science*, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1126/science.aav4236>>. Citado na página 32.
- CARTA, J.; RAMIREZ, P. Analysis of two-component mixture weibull statistics for estimation of wind speed distributions. *Renewable Energy*, v. 32, p. 518–531, 2007. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2006.05.005>>. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 62.

- CARVALHO, L. M. V.; JONES, C.; LIEBMANN, B. The south atlantic convergence zone: Intensity, form, persistence, and relationships with intraseasonal to interannual activity and extreme rainfall. *Journal of Climate*, v. 17, p. 88–107, 2003. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 50.
- CAVALCANTI, I. F. A.; KOUSKY, V. E. Drought in brazil during summer and fall 2001 and associated atmospheric circulation features. INPE, 2004. Citado 3 vezes nas páginas 30, 38 e 44.
- CCEE. *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica*. São Paulo, 2019. Disponível em: <[ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/como\\_ccee\\_atua](http://ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua)>. Acesso em: 5 set 2019. Citado na página 37.
- CHESF. *Companhia Hidrelétrica do São Francisco: Sistema de geração*. Recife, 2020. Acesso em: 4 mar. 2020. Citado na página 38.
- CHUNG, W.; HUI, Y.; LAM, Y. M. Benchmarking the energy efficiency of commercial buildings. *Applied Energy*, v. 83, p. 1–14, 2006. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2004.11.003>>. Citado na página 33.
- CONNOLLY, D. et al. The first step towards a 100 renewable energy system for ireland. *Applied Energy*, v. 88, p. 502–507, 2011. Disponível em: <[https://doi:10.1016/j.apenergy.2010.03.006](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.03.006)>. Citado 3 vezes nas páginas 34, 55 e 59.
- CRU. *Climate Research Unit*. [S.l.], 2019. Disponível em: <[www.cru.uea.ac.uk](http://www.cru.uea.ac.uk)>. Acesso em: 01 jul. 2019. Citado na página 44.
- CUNHA, P. C. F. da. Porque o gsf virou pesadelo? Fundação Getúlio Vargas, 2015. Citado na página 37.
- DALIN, C. Groundwater depletion embedded in international food trade. *Nature*, v. 543, 2017. Disponível em: <[https://doi:10.1038/nature21403](https://doi.org/10.1038/nature21403)>. Citado na página 29.
- DERRICK, T. R.; THOMAS, J. M. *Time series analysis: The cross-correlation function*. [S.l.: s.n.], 2004. Citado na página 63.
- DOLL, P. et al. Integrating risks of climate change into water management. *Hydrological Sciences Journal*, v. 60, p. 4–13, 2015. Disponível em: <<https://doi.org/10.1080/02626667.2014.967250>>. Citado na página 29.
- DONG, B.; SUTTON, R. T.; SCAIFE, A. A. Multidecadal modulation of el niño–southern oscillation (enso) variance by atlantic ocean sea surface temperatures. *Geophysical Research Letters*, v. 33, 2006. Disponível em: <[http://doi:10.1029/2006GL025766](http://doi.org/10.1029/2006GL025766)>. Citado 3 vezes nas páginas 58, 77 e 78.
- DUFFIELD, J. S.; WOODALL, B. Japan’s new basic energy plan. *Energy Policy*, Elsevier, v. 39, n. 6, p. 3741–3749, 2011. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 37.
- ENFIELD, D. B.; MAYER, A. M. M.-N. D. A.; CID-SERRANO, L. How ubiquitous is the dipole relationship in tropical atlantic sea surface temperatures? *Journal of Geophysical Research*, v. 104, p. 7841–7848, 1999. Citado 2 vezes nas páginas 58 e 79.

ENFIELD, D. B. et al. How ubiquitous is the dipole relationship in tropical atlantic sea surface temperatures. *Journal of Geophysical Research*, v. 104, p. 7841–7848, 1999. Citado 4 vezes nas páginas 40, 51, 58 e 77.

EPE. *Empresa de Pesquisa Energética*. [S.l.], 2021. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>>. Acesso em: 25 ago 2021. Citado na página 54.

FADIGAS, E. A. F. A. *Energia Eólica*. [S.l.: s.n.], 2011. 107 p. Citado 3 vezes nas páginas 24, 62 e 77.

FANT, C.; SCHLOSSER, C. A.; STRZEPEK, K. The impact of climate change on wind and solar resources in southern africa. *Applied Energy*, v. 161, p. 556–564, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.03.042>>. Citado na página 58.

FERREIRA, A. G.; MELLO, N. G. da S. Principais sistemas atmosféricos atuantes sobre a região nordeste do brasil e a influência dos oceanos pacíficos e atlântico no clima da região. *Revista Brasileira de Climatologia*, v. 1, 2005. Citado 2 vezes nas páginas 19 e 58.

FOUQUET, R.; PEARSON, P. J. Past and prospective energy transitions: Insights from history. *Energy Policy*, v. 2012, p. 1–7, 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.08.014>>. Citado 3 vezes nas páginas 31, 48 e 58.

GELLERA, H. et al. Policies for advancing energy efficiency and renewable energy use in brazil. *Energy Policy*, v. 32, p. 1437–1450, 2004. Disponível em: <[http://doi:10.1016/S0301-4215\(03\)00122-8](http://doi:10.1016/S0301-4215(03)00122-8)>. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 49.

GIBERTONI, G. C. R. de F. C. et al. Previsão de vazões na bacia do rio iguaçu baseada no modelo smap e com incorporação de informações de precipitação. *Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, v. 12, 2007. Citado na página 33.

GOLDEMBERG; LUCON. *Energia, meio Ambiente e desenvolvimento*. São Paulo: Universidade de São Paulo, 2008. Citado na página 19.

GOMES, R. dos S.; LIMA, K. C. Influence of the modes of climate variability in the tropical pacific and atlantic on accumulated rainfall and reservoir water volumes in the northeast brazil. *International Journal of Climatology*, 2020. Citado na página 47.

GPCP. *Global Precipitation Climatology Project monthly precipitation dataset*. Boulder - Colorado - USA, 2020. Disponível em: <<https://www.esrl.noaa.gov/psd/data/gridded/data.gpcp.html>>. Citado 2 vezes nas páginas 40 e 54.

GUERRA, J. B. S. O. de A. et al. Future scenarios and trends in energy generation in brazil: supply and demand and mitigation forecasts. *Journal of Cleaner Production*, v. 103, p. 197–210, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.09.082>>. Citado 5 vezes nas páginas 19, 31, 38, 50 e 79.

HASTENRATH, S. Exploring the climate problems of brazil nordeste: a review. *Climatic Change*, v. 112, p. 243–251, 2012. Disponível em: <<http://doi.org/10.1007/s10584.011.0227.1>>. Citado 3 vezes nas páginas 27, 31 e 37.

HINRICHS, R. A.; KLEINBACH, M.; REIS, L. B. dos. *Energia e meio ambiente*. [S.l.]: Cengage Learning, 2014. Citado na página 25.

HU, J.-L.; WANG, S.-C. Total-factor energy efficiency of regions in china. *Energy Policy*, v. 34, p. 3206–3217, 2006. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2005.06.015>>. Citado na página 34.

IBGE. *Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística*. [S.l.], 2017. Disponível em: <<https://portaldemapas.ibge.gov.br/portal.php#homepage>>. Acesso em: 25 jun. 2017. Citado na página 38.

INPE. *Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais*. São Paulo - Brasil, 2018. Disponível em: <[www.enos.cptec.inpe.br](http://www.enos.cptec.inpe.br)>. Acesso em: 02 jan. 2018. Citado 4 vezes nas páginas 27, 44, 54 e 77.

INPE/CPTEC. *Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais*: Centro de previsão climática de tempo e estudos climáticos. São Paulo - Brasil, 2020. Disponível em: <[www.enos.cptec.inpe.br](http://www.enos.cptec.inpe.br)>. Acesso em: 15 Jun. 2020. Citado na página 67.

IPCC. *International Panel to Change Climate, Assessment Report*. Switzerland, 2021. Disponível em: <[https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC\\_AR6\\_WGI\\_Chapter\\_12.pdf](https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_Chapter_12.pdf)>. Acesso em: 14 fev 2022. Citado 5 vezes nas páginas 19, 20, 29, 37 e 44.

JACOBSON, M. Z. et al. A 100plan for washington state. *Renewable Energy*, v. 86, p. 75–88, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.08.003>>. Citado na página 31.

JONG, P. de et al. Hydroelectric production from brazil's são francisco river could cease due to climate change and inter-annual variability. *Science of the Total Environment*, v. 634, p. 1540–1553, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.scitotenv-2018-03-256>>. Citado 6 vezes nas páginas 32, 37, 38, 44, 47 e 79.

KIM, T.-H.; JEONG, Y.-S. Analysis of energy-related greenhouse gas emission in the korea's building sector: Use national energy statistics. *Energies*, v. 11, p. 1–17, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.3390/en11040855>>. Citado na página 35.

KOUSKY, V. E. Frontal influences on northeast brazil. *Monthly Weather Review*, v. 107, p. 1140–1153, 1979. Citado 3 vezes nas páginas 38, 50 e 78.

KOUSKY, V. E.; GAN, M. A. Upper tropospheric cyclonic vortices in the tropical south atlantic. *Tellus*, v. 33, 1981. Citado 3 vezes nas páginas 38, 50 e 78.

KUMMU, M. et al. The world's road to water scarcity: shortage and stress in the 20th century and pathways towards sustainability. *Nature*, 2016. Disponível em: <<https://doi.org/10.1038/srep38495>>. Citado na página 29.

LAM, J. C. et al. Principal component analysis and long-term building energy simulation correlation. *Energy Conversion and Management*, v. 51, p. 135–139, 2010. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2009.09.004>>. Citado na página 34.

LU, S. et al. Review of social water cycle research in a changing environment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 63, p. 132–140, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.071>>. Citado na página 32.

- LUCENA, A. F. P. et al. The vulnerability of wind power to climate change in brazil. *Renewable Energy*, v. 35, p. 904–912, 2010. Disponível em: <[http://doi:10.1016/j.renene.2009.10.022](http://doi.org/10.1016/j.renene.2009.10.022)>. Citado na página 58.
- LUND, H.; MATHIESEN, B. Energy system analysis of 100 renewable energy systems — the case of denmark in years 2030 and 2050. *Energy*, p. 524–531, 2009. Disponível em: <[doi:10.1016/j.energy.2008.04.003](http://doi.org/10.1016/j.energy.2008.04.003)>. Citado 4 vezes nas páginas 20, 30, 34 e 48.
- MACH, K. J. et al. Understanding and responding to danger from climate change the role of key risks in the ipcc ar. *Climate Change*, v. 136, p. 427–444, 2016. Disponível em: <<http://doi.org/10.1007/s10584-016-1645-x>>. Citado 3 vezes nas páginas 31, 37 e 38.
- MARENGO, J. A. et al. Climatic characteristics of the 2010 to 2016 drought in the semiarid northeast brazil region. *Annals of the Brazilians Academy Sciences*, v. 90, p. 1973–1985, 2018. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1590/0001-3765201720170206>>. Citado 2 vezes nas páginas 37 e 45.
- MARTINS, V. S. et al. Remote sensing of large reservoir in the drought years: Implications on surface water change and turbidity variability of sobradinho reservoir (northeast brazil). *Remote Sensing Applications: Society and Environment*, p. 275–288, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rsase.2018.11.006>>. Citado 5 vezes nas páginas 32, 37, 38, 46 e 49.
- MEDEIROS, F. J. de et al. Numerical simulation of the circulation and tropical teleconnection mechanisms of a severe drought event (2012–2016) in northeastern brazil. 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s00382-020-05213-6>>. Citado 2 vezes nas páginas 37 e 45.
- MELLO, C. et al. Development and application of a simple hydrologic model simulation for a brazilian headwater basin. *Catena*, v. 75, p. 235–247, 2008. Disponível em: <<http://doi.org/10.1016/j.catena.2008.07.002>>. Citado na página 51.
- MOLION, L. C. B. Aquecimento global, el niños, manchas solares, vulcões e oscilação decadal do pacífico. *Climanalise - CPTEC INPE*, 2005. Disponível em: <[climanalise.cptec.inpe.br](http://climanalise.cptec.inpe.br)>. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 51.
- MOURIÑO, G. L. de; ASSIREU, A. T.; PIMENTA, F. Regularization of hydroelectric reservoir levels through hydro and solar energy complementarity. *Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, v. 21, p. 549–555, 2016. Disponível em: <<https://doi.org/10.1590/2318-0331.011615174>>. Citado na página 33.
- NOAA. *Climate Prediction Center: Tsa and tna index*. Maryland - USA, 2018. Disponível em: <<https://www.esrl.noaa.gov/psd/data/climateindices/list/>>. Acesso em: 20 jun. 2018. Citado na página 40.
- NOAA. *National Oceanic and Atmospheric Administration: Climate prediction center*. Maryland - USA, 2018. Disponível em: <[http://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis\\_monitoring/ensostuff/ensoyears.shtml](http://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/ensostuff/ensoyears.shtml)>. Acesso em: 20 jul. 2018. Citado na página 40.
- NOAA. *National Oceanic and Atmospheric Administration: Climate prediction center - atlantic index*. Maryland - USA, 2018. Disponível em: <<https://www.cpc.ncep.noaa.gov/>>

- [data/indices/sstoi.atl.indices>](#). Acesso em: 20 jun. 2018. Citado 2 vezes nas páginas 40 e 51.
- NOBRE, C. A. et al. Some characteristics and impacts of the drought and water crisis in southeastern brazil during 2014 and 2015. *Journal of Water Resource and Protection*, v. 8, p. 252–262, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.4236/jwarp.2016.82022>>. Citado 2 vezes nas páginas 37 e 45.
- NOBRE, P.; SHUKLA, J. Variations of sea surface temperature, wind stress, and rainfall over the tropical atlantic and south america. *Journal of Climate*, v. 9, p. 2464–2479, 1996. Disponível em: <[https://doi.org/10.1175/1520-0442\(1996\)009<2464:VOSSTW>2.0.CO;2](https://doi.org/10.1175/1520-0442(1996)009<2464:VOSSTW>2.0.CO;2)>. Citado na página 77.
- NORENA, J. E. O. et al. A proposal for a vulnerability index for hydroelectricity generation in the face of potential climate change in colombia. *Atmosfera*, p. 329–346, 2011. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 37.
- OLIVEIRA, J. L.; COSTA, A. A. Estudo de variabilidade do vento em escala sazonal sobre o nordeste brasileiro utilizando o rams: Os casos de 1973-1974 e 1982-1983. *Revista Brasileira de Meteorologia*, v. 26, p. 53–66, 2011. Citado 3 vezes nas páginas 19, 58 e 79.
- ONS. *Operador Nacional do Sistema Elétrico*. Rio de Janeiro, 2020. Disponível em: <[www.ons.br/paginas/energia-agora/reservatorios](http://www.ons.br/paginas/energia-agora/reservatorios)>. Acesso em: 13 jan 2020. Citado 5 vezes nas páginas 19, 37, 39, 48 e 49.
- PEREIRA, E. B. et al. The impacts of global climate changes on the wind power density in brazil. *Renewable Energy*, v. 39, p. 107–110, 2013. Disponível em: <[doi:10.1016/j.renene.2012.01.053](https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.01.053)>. Citado 2 vezes nas páginas 59 e 78.
- PES, M. P. et al. Climate trends on the extreme winds in brazil. *Renewable Energy*, 2016. Disponível em: <[10.1016/j.renene.2016.12.101](https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.12.101)>. Citado 2 vezes nas páginas 59 e 78.
- POVEDA, G.; MESA, O. J. Feedbacks between hydrological processes in tropical south america and large-scale ocean–atmospheric phenomena. *Journal of Climate*, v. 10, p. 2690–2702, 1997. Citado 2 vezes nas páginas 58 e 77.
- PROINFA. *Programa de Incentivo as Fontes Renováveis*. [S.l.], 2002. Disponível em: <[www.aneel.gov.br/proinfa](http://www.aneel.gov.br/proinfa)>. Acesso em: 10 mar. 2016. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 58.
- PSD. *Earth System Research Laboratory: Physical science division*. Chicago - USA, 2019. Disponível em: <<https://www.esrl.noaa.gov/psd/data/climateindices/list/>>. Citado na página 40.
- REBOITA, M. S.; AMARO, T. R.; SOUZA, M. R. de. Winds: intensity and power density simulated by regcm4 over south america in present and future climate. *Clim Dyn*, 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s00382-017-3913-5>>. Citado 2 vezes nas páginas 78 e 79.
- REBOITA, M. S. et al. Regimes de precipitação na américa do sul: Uma revisão bibliográfica. *Revista Brasileira de Meteorologia*, v. 25, p. 185–204, 2010. Citado 5 vezes nas páginas 19, 45, 48, 50 e 78.

- REN, G. et al. Analysis of wind power intermittency based on historical wind power data. *Energy*, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.02.142>>. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 58.
- RODELL, M. et al. Emerging trends in global freshwater availability. *Nature*, v. 557, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1038/s41586-018-0123-1>>. Citado 4 vezes nas páginas 32, 37, 38 e 49.
- SAHU, B. K. A study on global solar pv energy developments and policies with special focus on the top ten solar pv power producing countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 43, p. 621–634, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.11.058>>. Citado na página 31.
- SARAIVA, I.; FERNANDES, W.; NAGHETTINI, M. Simulação hidrológica mensal em bacias hidrográficas sem monitoramento fluviométrico. *Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, v. 16, p. 115–125, 2011. Citado na página 35.
- SCHAEFFER, R. et al. Energy sector vulnerability to climate change: A review. *Energy*, v. 18, p. 1–12, 2012. Disponível em: <<http://doi.org/10.1016/j.energy.2011.11.056>>. Citado na página 58.
- SCHMIDT, J.; CANCELLA, R.; JR., A. O. P. An optimal mix of solar pv, wind and hydro power for a low-carbon electricity supply in brazil. *Renewable Energy*, v. 85, p. 137–147, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.06.010>>. Citado 3 vezes nas páginas 35, 49 e 79.
- SEGURO, J.; LAMBERT, T. Modern estimation of the parameters of the weibull wind speed distribution for wind energy analysis. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, v. 85, p. 75–84, 2000. Citado 3 vezes nas páginas 33, 62 e 77.
- SERVAIN, J. Simple climatic indices for the tropical atlantic ocean and some applications. *Journal of Geophysical Research*, v. 96, p. 137–146, 1991. Citado 5 vezes nas páginas 27, 40, 51, 58 e 77.
- SILVA, A. R. et al. Complementarity of brazil's hydro and offshore windpower. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, p. 413–427, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.045>>. Citado 3 vezes nas páginas 19, 31 e 35.
- SILVA, M. A. V. *Meteorologia e climatologia*. [S.l.: s.n.], 2006. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 78.
- TOBIN. Vulnerabilities and resilience of european power generation to 1.5 c, 2 c and 3 c warming. *Environmental Research Letters*, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1088/1748-9326/aab211>>. Citado na página 29.
- TOLMASQUIM, M. T. et al. Environmental valuation for long-term strategic planning — the case of the brazilian power sector. *Ecological Economics*, v. 37, p. 39–51, 2001. Citado 3 vezes nas páginas 30, 49 e 55.
- VIANELLO, R. L.; ALVES, A. R. *Meteorologia Básica e Aplicações*. [S.l.]: UFV, 2012. Citado 3 vezes nas páginas 28, 77 e 78.

WANG, Q. Effective policies for renewable energy—the example of china’s wind power—lessons for china’s photovoltaic power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 14, p. 702–712, 2010. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.08.013>>. Citado na página 34.

ZAPPA, W.; JUNGINGER, M.; BROEK, M. van den. Is a 100power system feasible by 2050? *Applied Energy*, p. 1027–1050, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.08.109>>. Citado na página 59.

ZOU, P. et al. Electricity markets evolution with the changing generation mix: An empirical analysis based on china 2050 high renewable energy penetration roadmap. *Applied Energy*, v. 185, p. 56–67, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.10.061>>. Citado na página 59.