

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ENGENHARIA DE ENERGIA

**ESTUDO COMPARATIVO DA PREVISÃO DE GERAÇÃO EÓLICA PELO ANO  
TÍPICO METEOROLÓGICO E PELO MODELO ESTOCÁSTICO DE MONTE CARLO**

por

**Juliana Ko**

Monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Bacharel em Engenharia de Energia.

Porto Alegre, novembro de 2021.



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
ENGENHARIA DE ENERGIA

ESTUDO COMPARATIVO DA PREVISÃO DE GERAÇÃO EÓLICA PELO ANO TÍPICO  
METEOROLÓGICO E PELO MODELO ESTOCÁSTICO DE MONTE CARLO

por

Juliana Ko

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS  
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE  
**BACHAREL EM ENGENHARIA DE ENERGIA.**  
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA

Prof. Flavio Antonio Becon Lemos  
Coordenador do Curso de Engenharia de Energia

Orientador: Prof. Dr. Paulo Smith Schneider

Banca examinadora:

Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Adriane Prisco Petry – DEMEC / UFRGS  
Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Mariana Resener – DELAE / UFRGS  
Eng. Me. Leonardo Calil Barriatto – DNV

Porto Alegre, 5 de novembro de 2021.

Ko, J. Estudo Comparativo da Previsão de Geração Eólica pelo Ano Típico Meteorológico e pelo Modelo Estocástico de Monte Carlo. 2021.19 folhas. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2021.

## **RESUMO**

Os impactos das atividades antropogênicas no meio ambiente têm despertado um movimento de substituição de combustíveis fósseis. A transição energética necessária leva à mudança de um modelo sócio ecológico insustentável para sustentável. Vários países estudam como ter uma maior inserção de fontes renováveis na matriz energética e elétrica, e destaca-se a energia eólica nesse contexto. Sua exposição a condições ambientais e a falta de flexibilidade de despacho e de armazenamento demandam estudos técnicos e econômicos de alta confiança para torná-la viável, e assim inseri-la no contexto de reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. Um dos fatores que torna esses estudos ainda mais complexos é o novo modelo de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) com maior resolução, calculado em base horária a partir de janeiro de 2021. Essa alteração tende a aumentar os riscos financeiros de curto e longo prazo dos ativos eólicos. Com o intuito de firmar a participação da fonte eólica no processo de transição energética e mantê-la como um empreendimento economicamente atrativo, o presente trabalho propõe um estudo comparativo de previsão de geração com modelo do Ano Típico Meteorológico (TMY) e com o modelo estocástico de Monte Carlo (MMC), aplicados a mesma série de geração baseada nos dados climáticos do projeto MERRA2. O estudo busca auxiliar na tomada de decisão dos agentes do mercado de energia, principalmente no Ambiente de Contratação Livre (ACL) que firma contratos bilaterais com maior liberdade. As análises de incerteza são feitas no escopo de estatística descritiva de percentil e pelo estudo de desvio padrão. Foram utilizados os softwares WASP® para modelagem de escoamento do vento, WindFarmer: Analyst® para estudo do recurso eólico e de produção de energia e Stochastic Engine® para as simulações estocásticas. Os resultados mostram que o modelo de Monte Carlo estima melhor as variabilidades diárias da geração do complexo eólico em estudo. O modelo estocástico conseguiu prever a maior parte da geração pontual dos 365 dias do complexo, contemplando 77,53% da geração por percentil e 82,24% por desvio, enquanto o modelo de TMY contemplou 44,93% da geração por percentil e 44,26% por desvio padrão.

**PALAVRAS-CHAVE:** Transição Energética; Energia eólica; Ano Típico Meteorológico; Modelo Estocástico de Monte Carlo.

**Ko, J. Comparative Study of Wind Power Generation Forecasts with Typical Meteorological Year and with Monte Carlo Stochastic Model.** 2021. 19 pages. Dissertation (Completion work of the Energy Engineering Course) –School of Engineering, Federal University of Rio Grande do Sul, Porto Alegre,2021.

#### **ABSTRACT**

The impacts of anthropogenic activities on the environment have aroused a movement to replace fossils. The necessary energy transition leads to a change from an unsustainable socio-ecological model to a sustainable one. Several countries are studying how to have a greater inclusion of renewable sources in the energy and electricity matrix, and in this context, wind energy stands out. Its exposure to environmental conditions and the lack of dispatch and storage flexibility demand highly reliable technical and economic studies to make it viable, and thus insert it in the context of restructuring of the Brazilian Electricity Sector. One of the factors that makes these studies even more complex is the new model of Settlement of Differences Price (PLD) with higher resolution, calculated on an hourly basis since January 2021. This change tends to increase short and long financial risks term of wind assets. In order to fasten the participation of the wind source in the energy transition process and keep it as an economically attractive enterprise, the present work proposes a comparative study of generation forecast with the Meteorological Typical Year (TMY) model and with the stochastic model of Monte Carlo, applied to the same power generation series based on climate data from the MERRA2 project. The study seeks to assist in decision-making by energy market agents, especially in the Free Energy Market (ACL), which signs bilateral contracts with greater freedom. Uncertainty analyzes are performed in the scope of descriptive percentile statistics and the standard deviation study. In the development of this work, the software WAsP® was used for wind flow modeling, WindFarmer: Analyst® for wind resource and energy production study and Stochastic Engine® for stochastic simulations. The results show that the Monte Carlo model estimates better the daily variability of the wind complex under study. The stochastic model was able to predict most of the point generation of the 365 days of the wind cluster, contemplating 77.53% of the generation by percentile and 82.24% by standard deviation, while the TMY model contemplated 44.93% of the generation by percentile and 44.26% by standard deviation.

**KEYWORDS:** Energy Transition; Wind Energy; Typical Meteorological Year; Monte Carlo Stochastic Model

## **AGRADECIMENTOS**

Aos meus pais, Chiu Chih e Chun Tung, por todo amor, carinho e esforço para me propor um ensino de qualidade, tanto como uma profissional quanto como um ser humano.

À minha irmã, Tereza Ko, pela adequação ortográfica deste trabalho, por ser companheira de luta da vida e por ter me acalmado nos momentos de desespero.

À Larissa de Lara Chaves, pela ajuda na composição das imagens deste trabalho e pelo apoio e companhia quando achei que nada daria certo.

Aos meus amigos, que tornaram essa longa jornada mais divertida.

Especialmente ao Augusto Delavald Marques, pela revisão do conteúdo deste trabalho e pelas ótimas conversas.

Ao Eng. Samuel Hartmann, pelos conselhos e pelas contribuições durante todo o desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus colegas da DNV, pelas conversas que, direta ou indiretamente, contribuíram para este trabalho.

A todos os meus professores, pelos ensinamentos transmitidos ao longo da minha graduação.

Especialmente ao meu orientador Paulo Smith Schneider, que me guiou até o assunto deste trabalho e pelo qual me identifiquei.

À Universidade Federal do Rio Grande do Sul e a toda sociedade brasileira, por ter me proporcionado um ensino gratuito e de qualidade.

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO .....	1
1.1	Contexto .....	1
1.2	Justificativa .....	1
1.3	Objetivo.....	2
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....	3
2.1	Estudo do recurso eólico .....	3
2.1.1	Fontes públicas de longo prazo e o método MCP .....	3
2.1.2	Extrapolação vertical .....	4
2.1.3	Extrapolação horizontal .....	4
2.2	Modelos de previsão de geração .....	4
2.2.1	Método de Reamostragem com <i>Bootstrap</i> Não Paramétrico.....	5
2.2.2	Método de Reordenamento Schaaque Shuffle.....	6
3	METODOLOGIA DESENVOLVIDA .....	8
3.1	Estudo do recurso eólico .....	8
3.1.1	Configuração do local e recurso eólico.....	8
3.1.2	Extrapolação vertical e horizontal .....	9
3.1.3	Previsão de geração .....	9
3.2	Série de geração estocástica.....	9
3.3	Geração registrada pelo ONS.....	9
3.4	Estudo comparativo.....	9
4	APLICAÇÃO DA METODOLOGIA NO ESTUDO DE CASO .....	11
5	RESULTADOS E DISCUSSÃO .....	14
5.1	Estudo comparativo da geração sem intervalo de confiança .....	14
5.2	Estudo comparativo da geração com intervalo de confiança .....	15
6	CONCLUSÃO .....	19
7	TRABALHOS FUTUROS .....	19
8	RECONHECIMENTOS .....	19
	APÊNDICE A – LAYOUT DO COMPLEXO .....	22
	APÊNDICE B – MAPA DE ELEVAÇÃO .....	23
	APÊNDICE C – MAPA DE RUGOSIDADE .....	24

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Contexto

O curso da história passou por várias mudanças e adaptações radicais. Entre 70 mil a 30 mil anos atrás, a Revolução Cognitiva marcou o surgimento de novas formas de comunicação e de pensamento, o que deram início à história da humanidade; por volta de 12 mil atrás, a Revolução Agrícola fez com que os caçadores coletores deixassem seu estilo de vida nômade e dedicassem o esforço ao cultivo do trigo; há aproximadamente 500 anos a Revolução Científica induziu a humanidade a buscar pelo conhecimento técnico e científico (HARARI, 2019). No século XXI, mais uma vez a humanidade enfrenta um processo que pode acarretar uma mudança na estrutura social a qual está habituada desde 1698, quando se começou a usar em grande escala as fontes fósseis como provedores de energia.

Há uma década a humanidade extrapolou os limites superáveis ecológicos, a taxa de extinção da biodiversidade e o ciclo do nitrogênio para seu uso (GARCÍA-GARCÍA et al., 2020). Frente aos problemas acarretados pela deterioração do meio ambiente, como a mudança climática, há um crescente interesse na mudança do modelo de interação entre a sociedade e o sistema natural. O processo da alteração da obtenção de energia, de um modelo de interação sócio ecológico insustentável para sustentável, é a chamada “Transição Energética”.

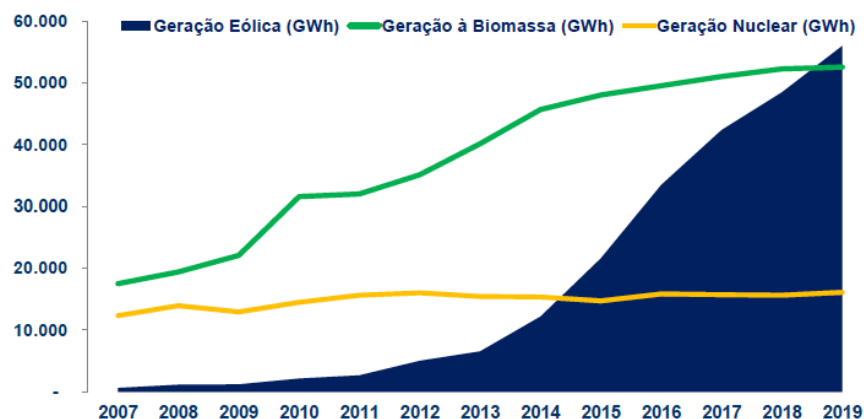
O que vários países do mundo inteiro têm feito para buscar a transição energética é a substituição das fontes fósseis pela maior inserção de fontes de geração com baixa emissão de carbono na sua matriz, tanto energética quanto elétrica. Conforme os dados da Agência Internacional de Energias Renováveis (IRENA), 26% da geração de eletricidade do mundo é proveniente de fontes renováveis. Entre elas, uma que tem grande destaque de participação é a fonte de geração eólica.

## 1.2 Justificativa

Trazendo o foco do cenário de transição energética para o escopo nacional, nos últimos 50 anos, o Brasil manteve-se como um dos principais países do mundo no que se refere à participação de fontes renováveis na matriz elétrica. Em 2019, 83% da Oferta Interna de Energia Elétrica (OIEE) foi proveniente de fontes renováveis (EPE, 2020a) e entre essas fontes a geração de energia eólica tem sido de grande destaque nos últimos anos.

No âmbito do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), a geração eólica no ano de 2000 ainda representava menos de 1% da matriz elétrica brasileira, mas em 2015 ultrapassou a geração nuclear e em 2019 superou a biomassa, atingindo a marca de 9% de participação. Ainda, apenas de 2018 para 2019, apresentou um crescimento de 15,5 % (EPE, 2020b), como mostra a Figura 1.1.

Figura 1.1 - Evolução da geração eólica



Fonte: (EPE, 2020b)

A fonte eólica manteve um crescimento acelerado e a previsão é que continue com esse avanço constante. No Plano Decenal de Expansão de Energia de 2030 (PDE2030) (EPE, 2021) estima-se que a participação eólica na matriz elétrica será de 14%, com 128 TWh da geração.

Entretanto, em paralelo ao cenário de expansão da fonte eólica, outra abordagem importante que a Transição Energética trouxe consigo é a reestruturação do SEB. Um processo cujo novo enfoque é a chamada “Era 3D”, de: Descarbonização, descentralização e digitalização. Resultado disso é a vigência do novo modelo de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) a partir de janeiro de 2021. O valor referência da comercialização de compra e venda de energia no Mercado de Curto Prazo até então calculada para cada submercado em base semanal passa a ser em base horária (CCEE, 2021).

A volatilidade e a intermitência característica do vento juntamente com a implantação do PLD horário podem apresentar maiores riscos de liquidação negativa de negociações no Mercado de Curto Prazo para os geradores eólicos. A maior liberdade nas condições dos contratos bilaterais no Ambiente de Contratação Livre (ACL) é cada vez mais sendo considerada como uma opção de proteção à exposição desse risco (SEIJO, 2021).

O perfil de geração anual em base horária de 12 meses não consegue captar as variações climáticas atípicas que podem ser fatores críticos em um estudo preditivo (NEWMAN, 2021). Então, surge o debate acerca da insuficiência de precisão apresentada pelo modelo de Ano Típico Meteorológico (TMY), ou 8760, utilizado pela indústria eólica para estimar o perfil de geração anual em base horária.

### **1.3 Objetivo**

Com o intuito de contribuir para a firmeza da participação da fonte eólica no processo de reestruturação do SEB, o presente trabalho tem por objetivo realizar um estudo comparativo entre as incertezas atreladas ao perfil de geração estimado com a metodologia de Ano Típico Meteorológico (TMY) e o perfil de geração estimado com o modelo estocástico de Monte Carlo.



## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 2.1 Estudo do recurso eólico

O efeito aerodinâmico do vento nas pás dos aerogeradores produz um torque no eixo do rotor e a potência cinética converte-se em potência elétrica através de um gerador síncrono ou por indução. A conversão da potência cinética do vento em potência mecânica do eixo P do rotor de um aerogerador é representada pela Equação (2.1):

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \cdot C_p \quad (2.1)$$

em que  $\rho$  é a massa específica do ar, em kg/m<sup>3</sup>,  $A$  é a área varrida pelas pás, em m<sup>2</sup>,  $V$  é a velocidade do vento, em m/s e  $C_p$  é o coeficiente de potência do rotor (PETRY et. al, 2007).

Assume-se que o vento do futuro será aproximadamente igual ao vento do passado na previsão de geração dos parques eólicos. As características do vento são mais bem descritas e as incertezas são reduzidas quando a medição for longa, na altura de cubo do rotor e nas posições representativas dos aerogeradores.

As torres anemométricas precisam medir pelo menos 1 ano para captar as características de sazonalidade anual do vento. Pelas exigências da EPE, as medições anemométricas para participar de leilões precisam seguir as normas da *International Electrotechnical Commission* (IEC), 61400 - 12 – *Power Performance Measurements*: três anos seguidos de medições a duas alturas acima de 50 metros, período de interrupções inferior a 15 dias seguidos e perda de dados no período total inferior a 10% (EPE, 2009).

#### 2.1.1 Fontes públicas de longo prazo e o método MCP

Os dados medidos são correlacionados com os registros das estações meteorológicas próximas ou com as fontes de referência, de modo a estimar uma série temporal de longo prazo para o local (DINLER, 2013).

O *Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications*, versão 2, (MERRA2) é um conjunto de variáveis climatológicas da atmosfera, do continente e do oceano baseado em dados dos ciclos hidrológicos da NASA. É produzido com sistema de assimilação de dados de GEOS<sup>1</sup>, possui estimativas desde 1979 até o presente e tem como resolução temporal em horas e resolução espacial de 0,5 graus latitudinais e 0,66 graus longitudinais (NASA, 2021).

O *ECMWF Reanalysis 5th generation* (ERA5) também é um conjunto de variáveis climatológicas baseado em dados dos ciclos hidrológicos com resolução horária. A sua resolução espacial é de 0,75 graus latitudinais por 0,75 graus longitudinais e a cada quarto de dia (ECMWF, 2011).

O MCP (medir-correlacionar-prever) é um método muito aplicado no estudo de longo prazo que tem como objetivo adquirir uma previsão de longo prazo de locais com poucos dados medidos. O seu resultado é mais apurado que modelos físicos principalmente para análises em terrenos complexos (CARTA et al, 2013). Uma metodologia simples e muito utilizada no MCP é de regressão linear, apresentada pela Equação (2.2):

$$y = a \cdot x + b \quad (2.2)$$

em que,  $x$  são as velocidades do vento local de referência,  $y$  são as velocidades do vento local alvo e  $a$  e  $b$  são, respectivamente, os valores de declividade (*slope*) e deslocamento (*offset*), determinados a partir da solução dos mínimos quadrados (ANDERSON et al., 2004). Os valores de *slope* e de *offset* criam a nova série temporal que gera uma frequência de distribuição para descrever o regime de vento no local de interesse (DINLER, 2013).

---

<sup>1</sup> Modelo de sistema integrado do planeta Terra e de assimilação de dados desenvolvido pelo GMAO no *Goddard Space Flight Center* (GSFC) da NASA.

A frequência de distribuição é criada a partir da função densidade de probabilidade, e a função descrita por Weibull é a mais difundida no âmbito da eólica (GALLON, 2015). A função indica a fração do tempo em que uma determinada velocidade do vento é predominante em uma dada região, sendo representada pela Equação (2.3):

$$f(u) = \left(\frac{k^*}{\underline{A}}\right) \cdot \left(\frac{u}{\underline{A}}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{u}{\underline{A}}\right)^k\right] \quad (2.3)$$

em que  $u$  é a velocidade média do vento, em m/s,  $f(u)$  é a frequência de ocorrência da velocidade do vento  $u$ ,  $k$  é o fator de forma e  $\underline{A}$  é o fator de escala, em m/s (PISHGAR-KOMLEH et al., 2015).

A função de probabilidade cumulativa  $F(u)$  correspondente à Equação (2.3) é:

$$F(u) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{u}{\underline{A}}\right)^k\right] \quad (2.4)$$

e representa a probabilidade da velocidade do vento exceder o valor  $u$ .

### 2.1.2 Extrapolação vertical

A Equação (2.5) do perfil logarítmico do vento com correção de estabilidade gera o perfil médio do componente horizontal da velocidade do vento  $u(z)$ , em m/s, em função da altura  $z$  em relação ao nível do solo, em m.

$$u(z) = \frac{u^*}{\kappa} \left[ \ln\left(\frac{z}{z_o}\right) - \psi \right] \quad (2.5)$$

em que  $u^*$  é a velocidade de fricção, em m/s,  $\kappa$  é a constante adimensional de von Kármán,  $z$  é a altura em relação ao nível do solo, em m,  $z_o$  é o comprimento efetivo de rugosidade, em m, e  $\psi$  é o fator adimensional de correção para estabilidade do escoamento.

Para propósitos específicos, o perfil vertical do vento pode ser alternativamente obtido pela aproximação da Lei de Potência, expressa pela razão entre as componentes horizontais de velocidade média do vento, em m/s, para duas alturas  $z_1$  e  $z_2$ , dada pela Equação (2.6):

$$\frac{u(z_1)}{u(z_2)} = \left(\frac{z_1 - d}{z_2 - d}\right)^\alpha \quad (2.6)$$

em que  $\alpha$  é o expoente do perfil vertical e  $d$  é a altura de deslocamento do escoamento, em metros.

Os resultados obtidos pelas duas últimas equações são geralmente semelhantes e empregados em estudo de avaliação de energia. Apesar disso, a Lei da Potência, Equação (2.6), tem sido mais utilizada devido à facilidade de obtenção dos seus parâmetros (KUBIK et al., 2013).

### 2.1.3 Extrapolação horizontal

A extrapolação horizontal se baseia na lei geostrófica de arrasto, que rege as características do vento geostrófico (BURTON et al., 2011). O processo é usualmente feito em *softwares* baseados em modelos de escoamento.

O WAsP (*Wind Atlas Analysis and Application Program*) de modelo linear na abordagem de JACKSON; HUNT (1975) é um dos softwares empregado na indústria de energia eólica para a avaliação de recurso eólico. O modelo transforma as séries temporais em distribuições de Weibull com, tipicamente, 12 setores de direção. Os dados são extrapolados horizontalmente para as posições de interesse considerando apenas o vento geostrófico, ou seja, um escoamento livre. As propriedades locais do terreno no regime eólico previsto são reinseridas, estimando as velocidades médias nas posições de interesse.

## 2.2 Modelos de previsão de geração

Os estudos de previsões e de cenários são extrapolações construídas e ajustadas a um conjunto de dados.

O Ano Típico Meteorológico (TMY) é um conjunto de dados meteorológicos horários em um ano para uma determinada localização geográfica. Os dados do TMY são selecionados a partir de uma base de dados horários de período longo (normalmente 10 anos ou mais). Para cada mês do TMY, os dados são

selecionados do ano considerado mais "típico" para aquele mês (E3P, 2021). É obrigatório apresentar esse modelo de previsão na etapa de Apresentação da Certificação P90 (MWh) com discriminação mensal e planilha com expectativa de curva de geração horária/anual (8760) no cadastramento dos leilões da ANEEL (COPEL, 2020).

Conforme (VARGAS, 2015), a previsão pontual dá um valor único como previsão futura, possui uma variabilidade devido ao erro de previsão e não fornece informação sobre a distribuição do verdadeiro valor em torno da previsão. Essas informações são importantes para os operadores do sistema de energia tomarem decisões de forma acertada. O autor ainda comenta que a previsão probabilística contorna estes problemas pois proporciona previsões pontuais como a média ou os quartis da distribuição, e também fornece informações sobre a incerteza.

Um estudo realizado por (NEWMAN, 2021) mostra que o perfil TMY pode captar bem as variações diurnas e sazonais de geração, porém não pode ser usado para obter uma estimativa precisa do valor da geração eólica. O trabalho analisou o empreendimento eólico da ERCOT West para um evento de preço extremo ocorrido em fevereiro de 2021, nos Estados Unidos e mostrou que o perfil TMY não conseguiu abranger variações climáticas atípicas decorrentes de temperaturas do ar muito baixas. A previsão para o preço de geração de energia foi 105% acima do valor médio do mês, enquanto o que realmente ocorreu foi 61% inferior a essa mesma referência.

A consideração da sua natureza estocástica contribui para o aumento da precisão dos resultados de seus estudos no âmbito de fontes de gerações renováveis. O método de Monte Carlo (MMC) é o método mais apurado de simulação de cenários para modelar a característica aleatória da geração eólica. É reconhecido por ser uma abordagem independente ao tamanho do sistema e amplamente aplicado quando o sistema é altamente não linear, complexo ou com múltiplas variáveis incertas (AIEN et. al, 2016).

O MMC agrupa métodos estatísticos baseado em amostragens aleatórias em grande quantidade para obter resultados numéricos. Ele é definido como “a parte da matemática experimental que está preocupada em experiências com números aleatórios” e faz a avaliação do mesmo modelo centenas, até milhares de vezes, sendo que a cada vez gera um número aleatório para cada parâmetro descrito como uma distribuição (MULLER, 2008).

### **2.2.1 Método de Reamostragem com *Bootstrap* Não Paramétrico**

O estudo da Inferência Estatística possibilita fazer afirmações a partir da amostra assumindo um dado grau de incerteza quando o tamanho da população é muito maior do que o conjunto de dados observados (UPTON et. al, 2008).

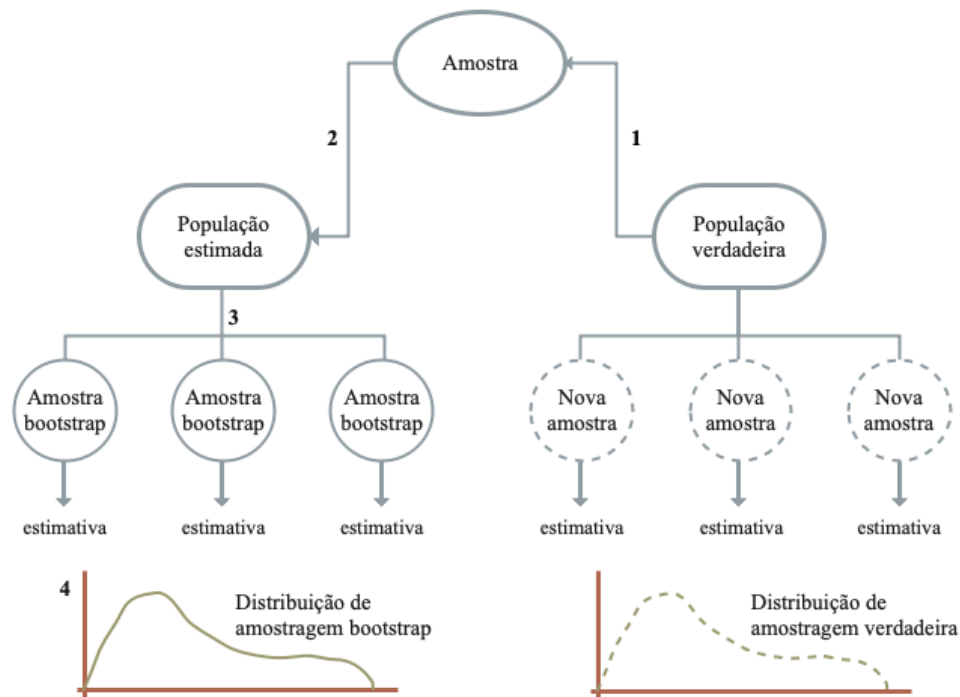
O método de distribuição da amostragem é utilizado para estimar o grau de incerteza, ou de precisão, quando a amostra estatística é definida como um estimador de parâmetro desconhecido da população. É difícil traçar a distribuição de amostragem verdadeira devido a grande quantidade de dados (BERRAR, 2019).

O *bootstrap* é apresentado de forma sistematizada por EFRON (1979) como uma metodologia de reamostragem de dados para avaliar a precisão das estimativas e inferências estatísticas sobre parâmetros desconhecidos da população. Ele é útil quando a distribuição da população alvo não é especificada ou conhecida e a amostra é a única informação disponível. A única amostra disponível é então considerada como uma boa estimativa da população e a partir dela são geradas outras amostras. Essas “amostras de uma amostra” são chamadas de conjunto *bootstrap* (*bootstrap set*) ou amostras *bootstrap* (*bootstrap samples*), e a partir de cada amostra *bootstrap* pode ser calculado o parâmetro estatístico de interesse (BERRAR, 2019).

É possível obter a distribuição empírica (distribuição *bootstrap*) e inferir a função de distribuição acumulada empírica após gerar  $n$  amostras *bootstrap*. HESTERBERG (2015) sugere  $n = 1000$  para uma aproximação grosseira e  $n = 10.000$  para uma precisão maior.

O procedimento de amostragem com reposição de amostra observada a partir da função de distribuição acumulada empírica é chamado de *bootstrap* não paramétrico. O conceito é apresentado pela Figura 2.1:

Figura 2.1 – Processo de reamostragem *Bootstrap*



Fonte: Adaptado de (EBERLY COLLEGE OF SCIENCE, 2021)

### 2.2.2 Método de Reordenamento *Schaake Shuffle*

É importante preservar a variabilidade espaço temporal nas previsões de parâmetros dependentes de fatores climáticos, caso contrário, cenários extremos serão erradamente estimados pelo modelo preditivo. Em (CLARK et al., 2004) os autores introduziram o método de *Schaake Shuffle* para reconstruir a variabilidade espaço temporal das previsões de precipitação e temperatura. As previsões foram geradas usando redução de escala estatística (*Downscaling*<sup>2</sup>) baseada em regressão para saídas de modelos numéricos de previsão do tempo de médio prazo. A saída do conjunto de uma dada previsão é classificada e combinada com a classificação da precipitação e temperatura de dados históricos aleatórios. O conjunto é então reordenado para corresponder à ordem original da seleção de dados históricos, sem nenhuma alteração nos valores dos membros.

São consideradas inicialmente duas matrizes tridimensionais, ambas derivadas do registro histórico:  $X_{i,j,k}$ , em que  $i$  se refere a cada membro do conjunto,  $j$  se refere a cada estação e  $k$  se refere a cada variável; e  $Y_{i,j,k}$ , em que  $i$  se refere a um índice de datas da série temporal histórica,  $j$  se refere a cada estação e  $k$  se refere a cada variável. A matriz  $Y$  é utilizada para reconstruir a variabilidade espaço temporal da estação de observação da matriz  $X$ .

O método foi provado no estudo de previsões de precipitação e temperatura de 4 bacias fluviais de 4 regiões diferentes dos Estados Unidos, totalizando 59 estações de observação. Os resultados mostram que

<sup>2</sup> Processo de utilizar de informações conhecidas em larga escala para fazer previsões em escalas locais.

a abordagem de *downscaling* preservou corretamente a sazonalidade no escopo da tendência e, na média, as probabilidades previstas coincidiram adequadamente com as frequências relativas observadas para todas as variáveis. O método também preservou as correlações entre as variáveis e as correlações entre as diferentes estações observadas de cada bacia.



interligados e situados nas áreas circulares com raio de até 10 km em torno das torres de medição anemométrica conforme a Portaria MME nº 29 de 28/01/2011(MME, 2021).

A velocidade média anual de longo prazo na posição do nó de referência é calculada com a média das médias mensais, evitando a distorção do valor devido à sazonalidade do regime de ventos.

### 3.1.2 Extrapolação vertical e horizontal

A velocidade média de longo prazo é extrapolada para a altura do cubo do rotor da máquina. O expoente do perfil vertical do vento é calculado a partir dos dados do projeto MERRA2 a 10 e 50 metros de altura, pela Equação (2.6).

A extrapolação horizontal consiste no processo de atribuir as distribuições de frequência do nó de referência para cada posição de aerogerador por meio da metodologia do WAsP, descrita na seção 2.1.3.

### 3.1.3 Previsão de geração

A previsão de geração é feita por meio do software Wind Farmer: Analyst<sup>®</sup>. Ele combina as características do terreno, o desempenho do aerogerador, a densidade do ar local, o modelo de esteira, a frequência de distribuição do vento local e os dados resultantes da modelagem de escoamento (WINDFARMER, 2009).

As características do terreno são divididas em elevação e rugosidade. Para a elevação é utilizado o mapa de elevação digital público *Shuttle Radar Topography Mission*, com resolução de aproximadamente 30 metros (CGIAR-CSI, 2021). Para a rugosidade foi utilizada a fonte de cobertura do solo pública *Global Land Cover*, que disponibiliza os mapas com informações espaciais de diferentes tipos de cobertura física da superfície da Terra em uma resolução de 100 metros (COPERNICUS, 2019).

As características e as posições de cada aerogerador são obtidas do Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico (SIGEL) (ANEEL, 2021).

Como o ar é considerado uma mistura de vapor de água e ar seco, a densidade do ar do local é estimada através da Lei dos Gases ideais e dos dados de temperatura e de pressão do MERRA2. O software aplica um ajuste e reproduz uma nova curva de potência adaptada para a densidade calculada caso a densidade da curva de potência da máquina for diferente da real. A geração total do complexo é calculada conforme a Equação (2.1) e os dois resultados dessa etapa são:

- Uma série de TMY, que é a geração anual discretizada em base horária, totalizando 8760 horas;
- Uma série de geração histórica, discretizada por hora durante o período de 25 anos, totalizando 219.000 horas.

## 3.2 Série de geração estocástica

É utilizado integralmente todo o período que a série de geração histórica abrange para criar a série estocástica. No ambiente do software Stochastic Engine<sup>®</sup> são rodadas as  $n$  realizações em cima da série original, elas permitem representar todo o espectro de possíveis condições climáticas que impulsionam a geração e oferece uma avaliação abrangente de todos os cenários possíveis (BARRIATTO et.al, 2021).

## 3.3 Geração registrada pelo ONS

O site do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) possui registros de resultados de operação de todos complexos eólicos cadastrados na ANEEL. O histórico de operação das gerações está disponível em diferentes escalas de resolução e o usuário pode optar por baixar os dados históricos em unidade de GWh ou MWmed.

## 3.4 Estudo comparativo

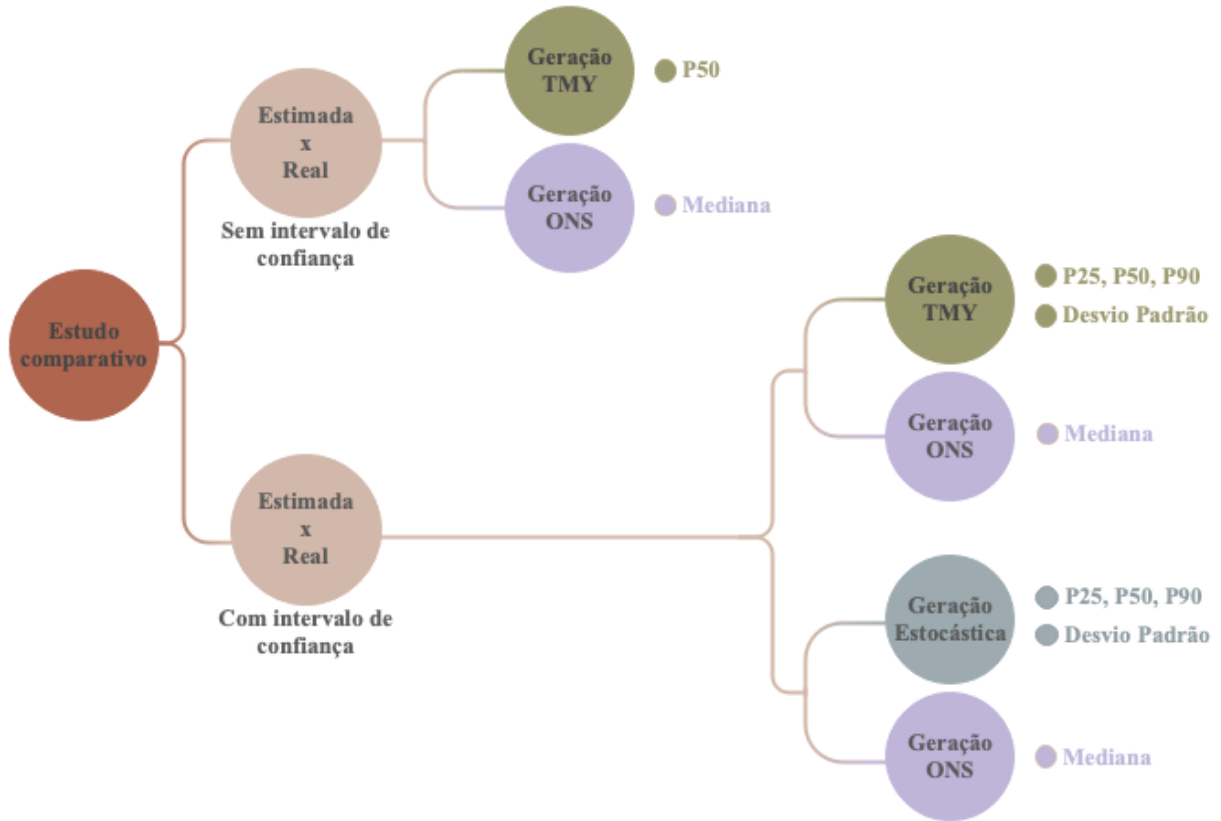
As séries de geração estimada, TMY e Estocástica, são representadas por seus respectivos P50, e a série de geração real, ONS, é representado pela sua mediana. O P50 e a mediana são adotados para que a representação não seja influenciada ou distorcida por valores extremamente altos ou baixos.

As incertezas das séries são analisadas por percentis, P25 e P90, e por um desvio padrão. A aplicação dessas metodologias possibilita uma análise de incerteza por intervalo de confiança. Os P25 e

P90 são utilizados para representar, respectivamente, os limites máximos e mínimos de geração. De forma análoga, o valor absoluto do desvio padrão é utilizado para representar tanto o limite máximo quanto o limite mínimo.

A Figura 3.2 apresenta o diagrama do estudo comparativo que é conduzido em pares e cuja combinação é sempre a série de geração real com uma série de geração estimada.

Figura 3.2 – Diagrama do estudo comparativo



Fonte: Autor

Na primeira comparação a geração pontual das séries TMY e ONS são comparadas sem intervalo de confiança. Assim, se a escala do tempo for mensal, a comparação é de um valor por mês para cada série, de forma análoga, se a escala do tempo for diária, a comparação é de um valor por dia para cada série. O objetivo é verificar os benefícios e as limitações da metodologia do TMY.

Na segunda comparação a geração pontual ONS é representada pela mediana, e a geração pontual de TMY e a geração probabilística Estocástica são representadas por intervalos de confiança. A comparação é realizada entre a geração pontual de ONS e os intervalos de confiança de TMY e Estocástica.



#### 4 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA NO ESTUDO DE CASO

O local de estudo é o complexo eólico Ventos de São Vicente, localizado no estado de Piauí, região do nordeste brasileiro. O layout do complexo pode ser verificado no Apêndice A – layout do complexo. Conforme verificado no Google Earth e no site da SIGEL o local é um planalto não arborizado e as informações estão resumidas na Tabela 4.1.

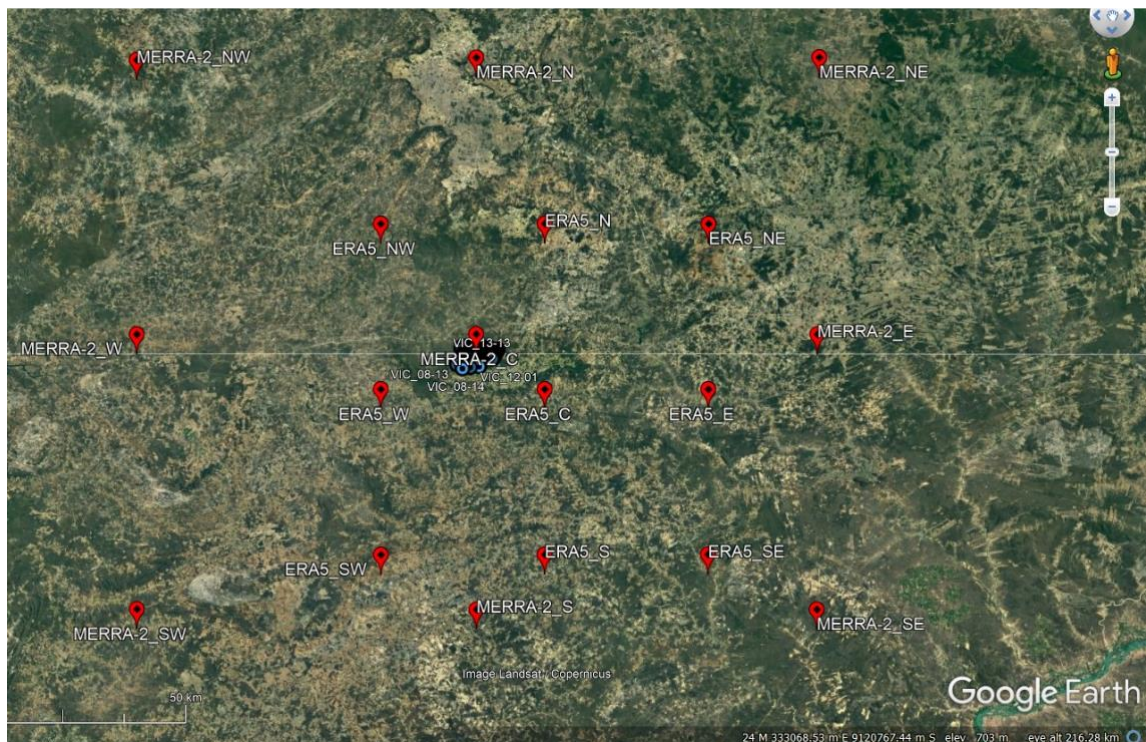
Tabela 4.1 – Resumo do layout do complexo eólico

Modelo do aerogerador	G114-2.1	
Quantidade de aerogeradores	98	
Altura de cubo do rotor	80	m
Potência nominal	2100	kW
Potência total instalada	205,8	MW

Fonte: Autor

É verificado que o nó de longo prazo mais representativo na região do complexo é o MERRA2 central e o local do projeto não possui parques vizinhos em um raio de 10 km, como mostrado pela Figura 4.1.

Figura 4.1 – Fontes de longo prazo na configuração local



Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2021; ECMWF, 2011; NASA, [s.d.])

O nó da fonte de referência escolhido é o MERRA2-C e a Tabela 4.2 resume as coordenadas geográficas, em UTM<sup>3</sup>, as alturas cujos dados são coletados e o período de duração do nó de referência.

<sup>3</sup> Universal Transverse Mercator - Sistema de projeção cartográfica que divide a Terra em 60 zonas e projeta cada uma no plano como base para suas coordenadas.

Tabela 4.2 – Resumo dos dados da fonte de longo prazo

<b>MERRA2-C</b>		
<b>X</b>	320351,87	m
<b>Y</b>	9115346,43	m
<b>Zona</b>	24	
<b>Hemisfério</b>	Sul	
<b>Período</b>	25	anos
<b>Velocidade</b>	10; 50	m
<b>Direção</b>	50	m
<b>Temperatura</b>	2	m
<b>Pressão</b>	0	m

Fonte: Autor

Os valores de perfil vertical, pela Equação (2.6), e de velocidade final são calculados e estão apresentadas pela Tabela 4.3:

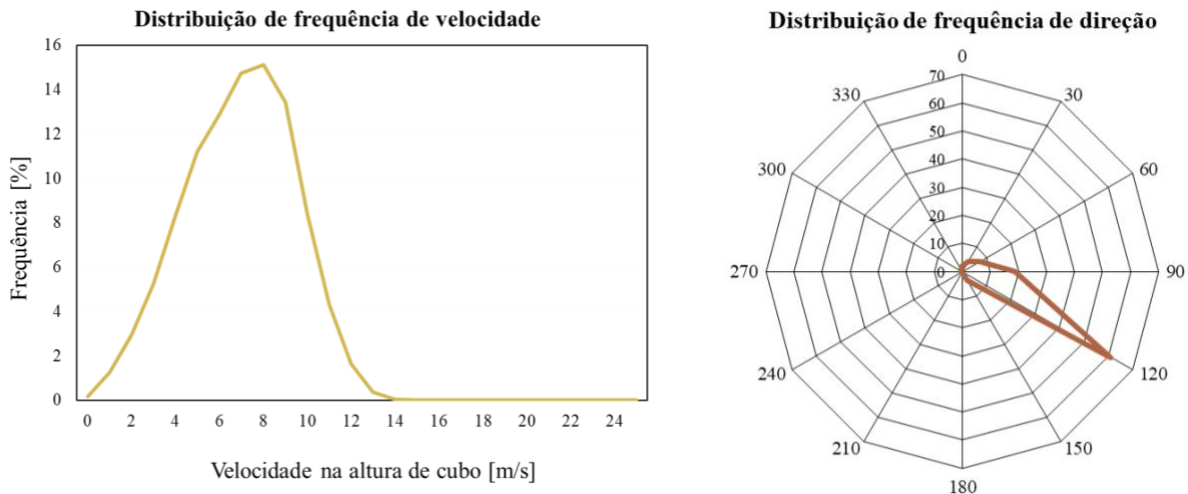
Tabela 4.3 – Expoente do perfil vertical  $\alpha$  e velocidade final na altura de cubo do rotor

Nó	Altura [m]	$\alpha$ [-]	Velocidade média de longo prazo [m/s]
MERRA2-C	80	0,15	6,89

Fonte: Autor

A Figura 4.2. apresenta as distribuições de velocidade e direção do vento que são encontradas após calculada a velocidade de longo prazo na posição do nó MERRA2-C.

Figura 4.2 Distribuição de frequência de velocidade e direção do vento (Norte verdadeiro)

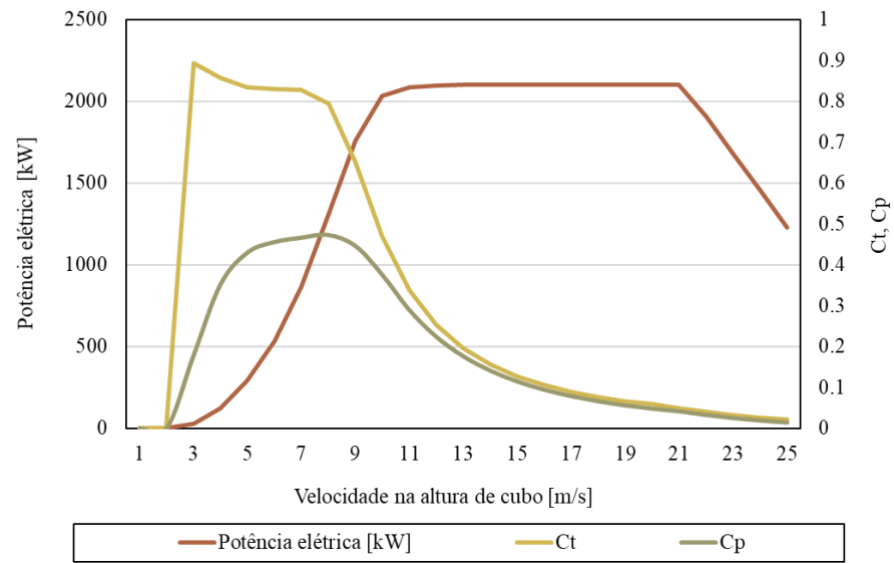


Fonte: Autor

O complexo eólico do estudo possui 98 aerogeradores, todos do modelo Gamesa G114-2.1, com altura de rotor de 80 metros, diâmetro do rotor de 114 metros e potência nominal de 2100 kW. A densidade do ar do local estimada a 80 metros é de  $1,06 \text{ kg/m}^3$ . Os mapas de elevação e rugosidade do local podem ser encontrados respectivamente no Apêndice B – e no Apêndice C – .

A Figura 4.3 apresenta a curva de potência, o coeficiente de potência ( $C_p$ ) e o coeficiente de empuxo ( $C_t$ ) da máquina em questão, na densidade do ar de  $1,225 \text{ kg/m}^3$ .

Figura 4.3 - Curva de potência aerogerador G114-2.1



Fonte: Adaptado de (GAMESA, 2021)

A série de geração TMY do complexo é calculada e a simulação para obter a Estocástica é feita com  $n = 500$  realizações. A série de geração ONS é extraída em base horária e em unidade de MWmed.

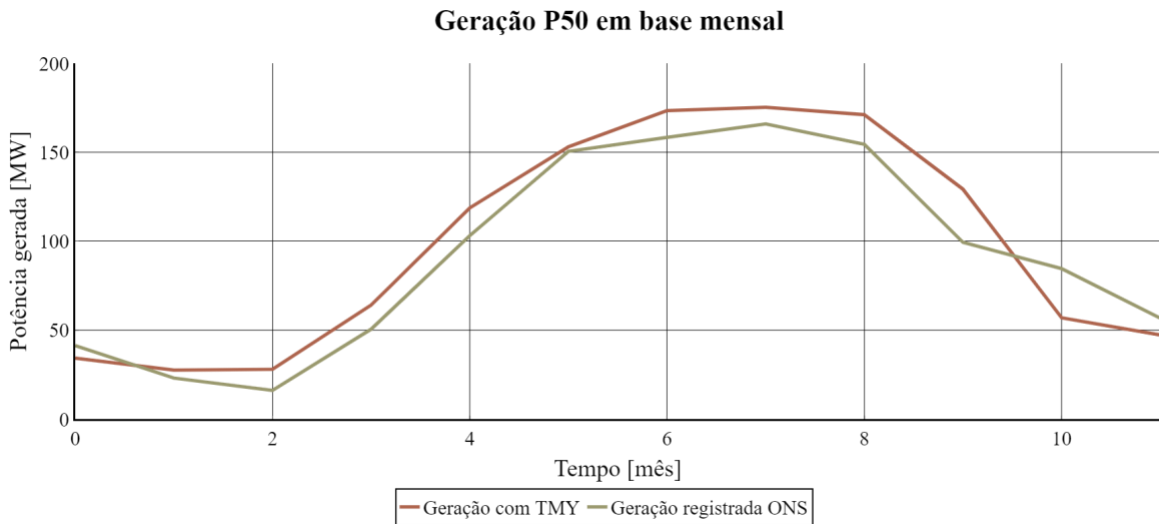
## 5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Todas as séries de geração apresentadas nas figuras a seguir são valores discretos, a linha contínua dos gráficos foi escolhida apenas para facilitar a visualização.

### 5.1 Estudo comparativo da geração sem intervalo de confiança

O P50 da geração do TMY e ONS foram comparadas em base mensal, apresentado pela Figura 5.1.

Figura 5.1 P50 da geração TMY e ONS em base mensal

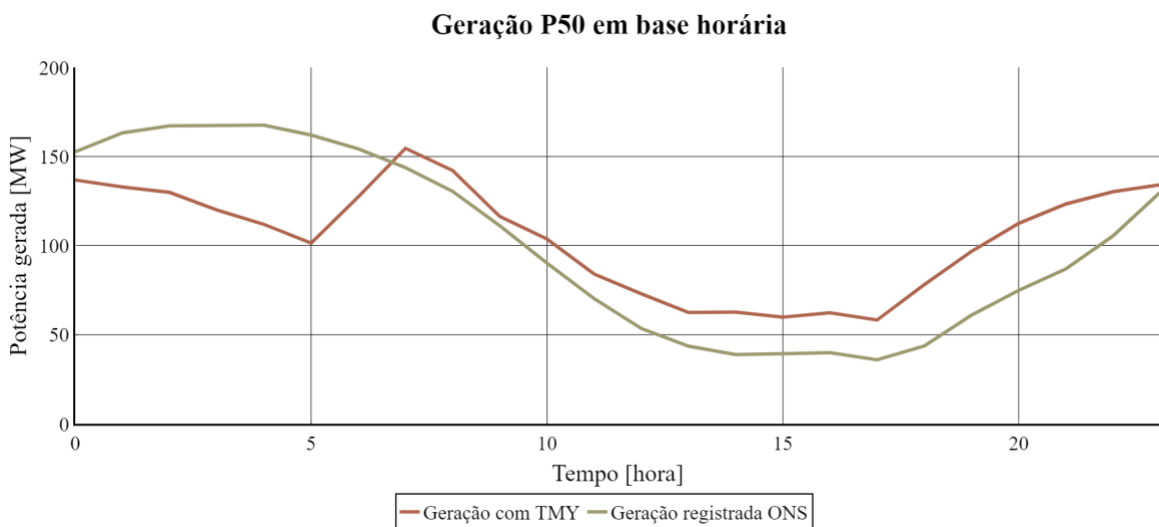


Fonte: Autor

Os perfis anuais de geração em base mensal das duas séries foram semelhantes. Eles apresentaram o mesmo pico de energia produzida nos meses de inverno e queda de geração nos meses de verão, apesar de sempre manterem uma diferença entre si. O resultado corrobora com o estudo feito por NEWMAN (2021), afirmando que o perfil TMY consegue captar as sazonalidades da geração.

Na Figura 5.2 a comparação de P50 das duas séries foi feita novamente para analisar a geração em base horária

Figura 5.2 P50 da geração TMY e ONS em base horária



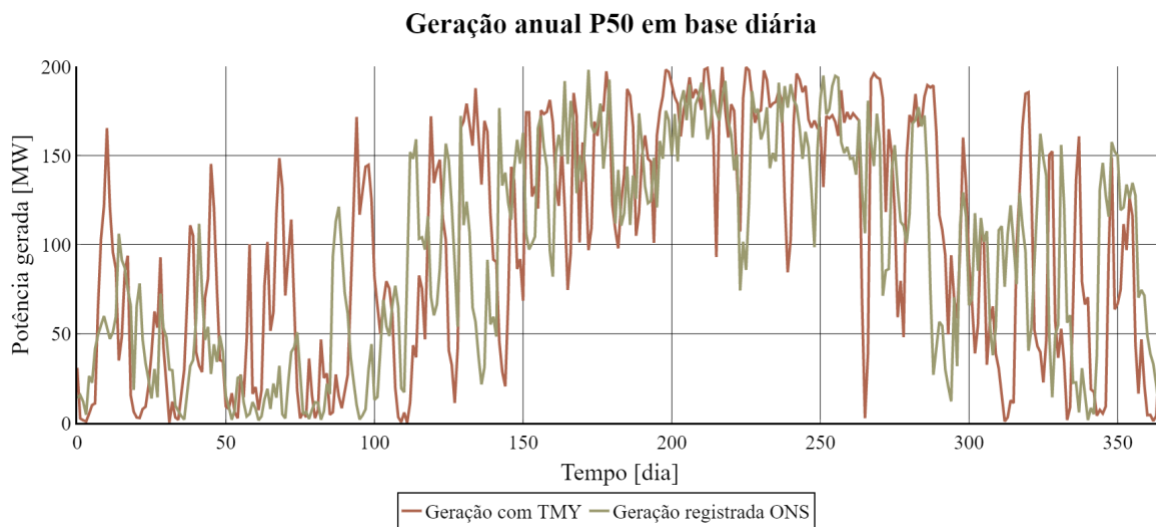
Fonte: Autor

Nessa comparação o perfil TMY não mostrou as mesmas variações do perfil ONS. A geração ONS apresentou aumento contínuo durante a noite e a madrugada e a projeção do TMY estimou uma estagnação e uma posterior queda de produção de energia nesse período.

Percebe-se então que se o agente gerador utilizar o perfil de TMY como base de análise para estimar geração ou a receita diária, teria uma incerteza maior agregada aos seus estudos. Conseqüentemente ele teria uma exposição maior ao risco no mercado, pois as dimensões relevantes para a exposição no MCP são a curva de geração (ou de consumo), as obrigações contratuais do agente e o PLD horário (SEIJO et.al, 2021).

A Figura 5.3 apresenta a comparação entre a Geração com TMY e a Geração registrada ONS em base diária.

Figura 5.3 P50 da geração TMY e do ONS em base diária



Fonte: Autor

Nessa comparação a tendência da sazonalidade se manteve mas praticamente em nenhum dos 365 dias do ano o modelo conseguiu acertar a geração.

O resultado das comparações foi esperado. O vento é a variável mais preponderante da geração eólica e ele é intermitente, aleatório, dependente das condições climáticas e ambientais, o que faz com que a sua previsão seja uma tarefa muito complexa (VARGAS, 2015).

## 5.2 Estudo comparativo da geração com intervalo de confiança

As nomenclaturas adotadas para designar cada série de geração permanecem conforme a descrição da seção anterior. A Tabela 5.1 sumariza os valores da incerteza calculados para cada série de geração:

Tabela 5.1 – Incerteza das séries de geração

	TMY [MW]	Estocástica [MW]	ONS [MW]
Desvio padrão	68,45	67,36	72,04
P25	167,38	169,75	165,72
P90	7,52	8,09	2,64

Fonte: Autor

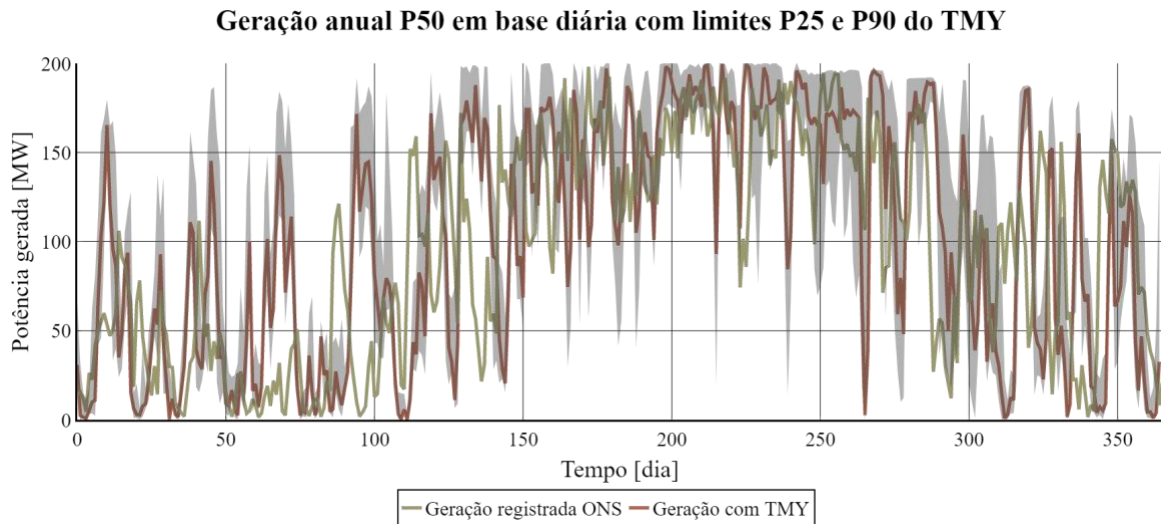
Esses valores pontuais são utilizados apenas para verificar se as estimativas de TMY e Estocástica estão dentro da realidade. Os valores de TMY e Estocástica próximo ao valor do ONS significa que nenhum

dos métodos estão supondo valores irrealis. A proximidade entre os valores de TMY e Estocástica significa que os intervalos de confiança de ambos os métodos de estimativa terão uma amplitude semelhante.

Os intervalos de confiança em todas as figuras apresentadas nessa seção foram representados por uma nuvem cinza.

A Figura 5.4 apresenta a comparação entre o P50 da geração de TMY e o P50 da geração de ONS. A metodologia de incerteza estatística aplicada foi P25 e P90.

Figura 5.4 P50 da geração de TMY e ONS com limites P25 e P90 do TMY

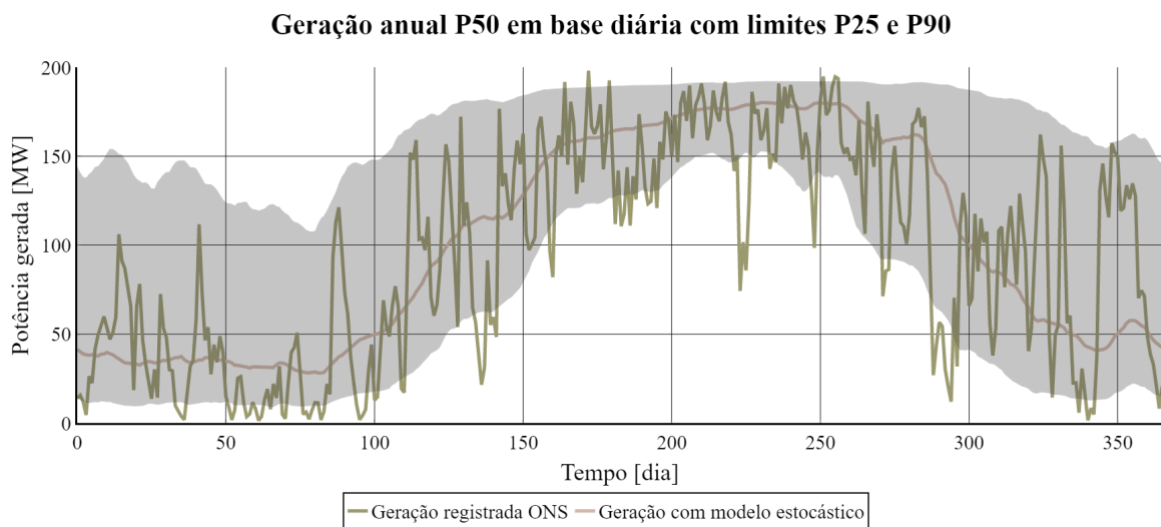


Fonte: Autor

O intervalo de confiança do TMY abrangeu 44,93% do total de 365 pontos da geração de ONS, sendo eles incluídos apenas em alguns meses de inverno e quando os dois perfis seguiram a mesma tendência de sazonalidade.

A Figura 5.5 apresenta a comparação entre o P50 da geração probabilística do Estocástico e o P50 da geração de ONS.

Figura 5.5 P50 da geração do Estocástico e ONS com limites P25 e P90 do Estocástico



Fonte: Autor

O intervalo de confiança do modelo Estocástico abrangeu 77,53% dos pontos da geração ONS e apenas alguns pontos de geração muito baixa ficaram de fora da previsão. Além disso, o intervalo de confiança mostrou uma variação menor da geração nos meses de inverno, pois pode-se observar que a sua

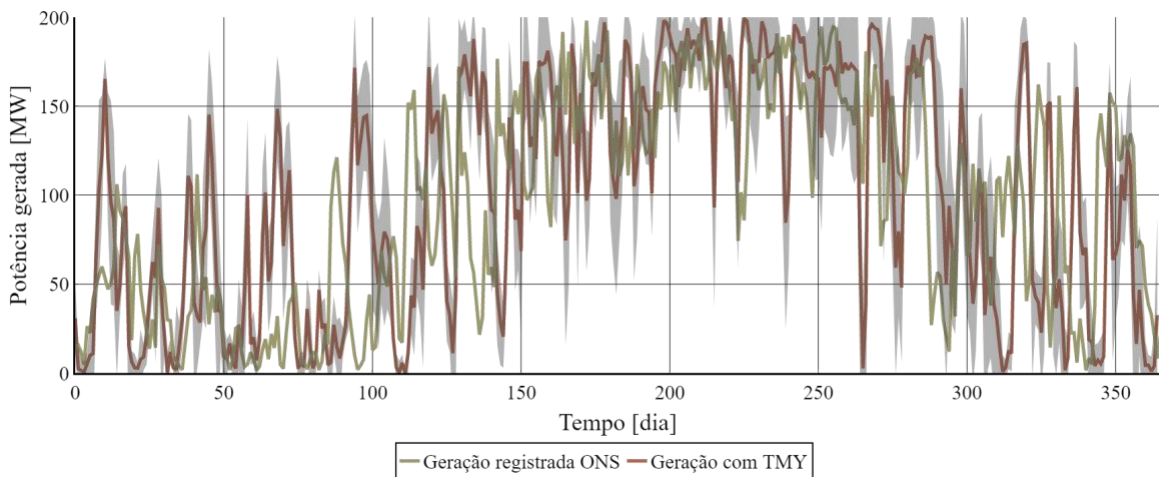
faixa foi muito mais estreita entre os dias 180 e 270. Esse resultado corrobora com a característica do vento local, que é mais constante e estável nos meses de inverno (COSERN, 2003).

A geração probabilística do Estocástico forneceu mais informações que a Figura 5.4 no sentido de que o intervalo de confiança captou a tendência de sazonalidade abrangendo as variações da geração real do complexo eólico e manteve uma correlação entre os dois fatores.

Outra avaliação foi realizada comparando o P50 da geração de TMY e de ONS com a metodologia de incerteza estatística do desvio padrão, apresentada pela Figura 5.6.

Figura 5.6 P50 da geração TMY e ONS com limites do desvio padrão do TMY

#### Geração anual P50 em base diária com limites do Desvio Padrão do TMY



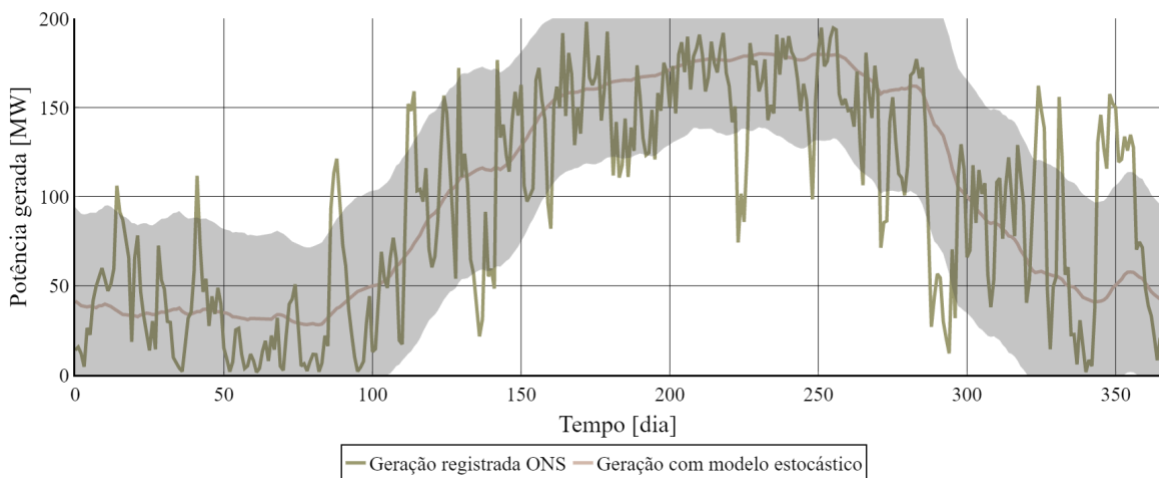
Fonte: Autor

O resultado se mostrou semelhante ao que foi encontrado na Figura 5.4. O intervalo de confiança do TMY abrangeu 44,26% dos pontos da geração de ONS e não forneceu informações adicionais.

A Figura 5.7 apresenta a comparação entre o P50 da geração probabilística do Estocástico e o P50 da geração de ONS com a metodologia de incerteza estatística do desvio padrão.

Figura 5.7 P50 da geração do Estocástico e ONS com limites do desvio padrão do Estocástico

#### Geração anual P50 em base diária com limites do Desvio Padrão



Fonte: Autor

O intervalo de confiança abrangeu 82,24% dos pontos da geração de ONS, acompanhou a tendência da sazonalidade e a sua faixa se manteve constante ao longo do ano. Os valores baixos de geração foram mais bem abrangidos pelo intervalo de confiança em comparação à Figura 5.5, em contrapartida, mais valores altos de geração ficaram de fora.



## 6 CONCLUSÃO

O processo de Transição Energética pelo mundo trouxe para o Brasil um processo de reestruturação do SEB e a implementação do PLD horário foi a que mais se destacou. O crescimento da geração eólica se manteve constante pelos últimos anos, mas nesse novo contexto do SEB é questionada a atratividade econômica dos empreendimentos eólicos. Um dos questionamentos foi o aumento da exposição ao risco dos agentes geradores devido à imprecisão do modelo de TMY para representar a geração de um complexo ou parque eólico.

Para manter a geração eólica como um empreendimento atrativo, o presente trabalho investigou se a geração pontual do TMY é realmente imprecisa na representação da geração e propôs uma metodologia mais complexa para substituição: geração probabilística com o método de Monte Carlo. A análise de incerteza por intervalo de confiança em dois escopos foi adotada visando explorar diferentes alternativas que sejam complementares ao estudo.

Os resultados mostraram que a geração pontual e os intervalos de confiança do TMY não foram capazes de captar as variações da geração ao longo do ano. A geração pontual real abrangida pelo intervalo de confiança por percentil foi de 44,93% e por desvio padrão foi de 44,26%, apresentando uma maior incerteza agregada ao modelo. O modelo estocástico conseguiu captar a maioria dos picos de geração com a análise por percentil e conseguiu abranger melhor as quedas de geração pelo desvio padrão. A geração pontual real abrangida pelo intervalo de confiança por percentil foi de 77,53% e por desvio padrão foi de 82,24%, apresentando uma menor incerteza agregada ao modelo.

O objetivo da realização desse estudo foi propor um modelo que seja mais assertivo e que possa oferecer mais informações e dados para o tomador de decisão do mercado, auxiliando-o a explorar diferentes formas de análise do seu empreendimento e a diminuir a sua exposição aos riscos. Com o escopo determinado pelo presente trabalho, os resultados mostraram que o modelo estocástico consegue simular mais cenários e captar melhor as variabilidades do complexo eólico.

## 7 TRABALHOS FUTUROS

Para trabalhos futuros, sugere-se utilizar uma fonte de dados medidos próxima ao local, de forma a reduzir a incerteza dos dados de entrada. Também, recomenda-se estudar os resultados obtidos com essa metodologia juntamente com os diferentes modelos de contrato de energia.

## 8 RECONHECIMENTOS

Agradeço a DNV pela permissão de uso das ferramentas e pelo suporte técnico para a realização deste trabalho.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AIEN, M.; HAJEBRAHIMI, A.; FOTUHI-FIRUZABAD, M. A comprehensive review on uncertainty modeling techniques in power system studies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 57, p. 1077–1089, maio 2016.
- ANDERSON, M.; BASS, J. **A Review of MCP Techniques**, 2004.
- ANEEL. **SIGEL**. Disponível em: <<https://sigel.aneel.gov.br/Down/>>. Acesso em: 20 set. 2021.
- BARRIATTO, L.; HARTMANN, S.; TILMAN, F. **STOCHASTIC MODELLING APPLIED TO HYBRID ENERGY PROJECTS IN BRAZIL**, 2021.
- BERRAR, D. Introduction to the Non-Parametric Bootstrap. In: **Encyclopedia of Bioinformatics and Computational Biology**. [s.l.] Elsevier, 2019. p. 766–773.
- BURTON, T. et al. **Wind Energy Handbook**. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2011.
- CARTA, J. A.; VELÁZQUEZ, S.; CABRERA, P. A review of measure-correlate-predict (MCP) methods used to estimate long-term wind characteristics at a target site. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 27, p. 362–400, nov. 2013.
- CCEE. **Preço horário**. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/como\\_ccee\\_atua/precos/preco\\_horario?\\_afzLoop=7498000930115&\\_adf.ctrl-state=ttjhdrob\\_14#!%40%40%3F\\_afzLoop%3D7498000930115%26\\_adf.ctrl-state%3Dttjhdrob\\_18](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/preco_horario?_afzLoop=7498000930115&_adf.ctrl-state=ttjhdrob_14#!%40%40%3F_afzLoop%3D7498000930115%26_adf.ctrl-state%3Dttjhdrob_18)>. Acesso em: 13 abr. 2021.
- CGIAR-CSI. **Shuttle Radar Topographic Mission**. Disponível em: <<https://srtm.csi.cgiar.org>>. Acesso em: 5 set. 2021.
- CLARK, M. et al. The Schaake Shuffle: A Method for Reconstructing Space–Time Variability in Forecasted Precipitation and Temperature Fields. **Journal of Hydrometeorology**, v. 5, n. 1, p. 243–262, fev. 2004.
- COPEL. **CHAMADA PÚBLICA DE COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA 01/2020**, 2020. Disponível em: <<https://drudu6g9smo13.cloudfront.net/wp-content/uploads/2020/01/EDITAL-coom-comuni-4.pdf?x97533>>
- COPERNICUS. **Global Land Cover**. Disponível em: <<https://doi.org/10.5281/zenodo.3939050>>. Acesso em: 26 set. 2021.
- COSERN. **Atlas Eólico**, 2003. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas\\_eolico/atlas\\_eolico\\_rn.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/atlas_eolico_rn.pdf)>
- DINLER, A. A new low-correlation MCP (measure-correlate-predict) method for wind energy forecasting. **Energy**, v. 63, p. 152–160, dez. 2013.
- E3P. **Typical Meteorological Year**. Disponível em: <<https://e3p.jrc.ec.europa.eu/articles/typical-meteorological-year-tmy>>. Acesso em: 11 abr. 2021.
- EBERLY COLLEGE OF SCIENCE. **STAT 555**. Disponível em: <<https://online.stat.psu.edu/stat555/node/119/>>. Acesso em: 22 ago. 2021.
- ECMWF. **ERA Report Series, The ERA-Interim Archive**UK, 2011.
- EFRON, B. Bootstrap Methods: Another Look at the Jackknife. **The Annals of Statistics**, v. 7, n. 1, 1 jan. 1979.
- EPE. **Instruções para as medições anemométricas e climatológicas Leilão de Energia de Reserva 2009**, 2009. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-90/NT-DEA-14-09\\_Leilão\\_Eólicas-Instruções.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-90/NT-DEA-14-09_Leilão_Eólicas-Instruções.pdf)>. Acesso em: 5 nov. 2021
- EPE. **BEN 50 anos**, 2020a. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/ben-50-anos>>

EPE. **Balço Energético Nacional 2020: Relatório síntese, ano base 2019.** Empresa de Pesquisa Energética, 2020b. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>>

EPE. **PDE 2030** Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. [s.l: s.n.].

GALLON, G. P. **ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE O POTENCIAL EÓLICO PREVISTO E A ENERGIA PRODUZIDA PELO COMPLEXO EÓLICO RIO DO FOGO**, 2015.

GAMESA, S. **Benchmark in the sector for medium- and low-wind sites**, 2021. Disponível em: <<https://www.siemensgamesa.com/-/media/siemensgamesa/downloads/en/products-and-services/onshore/brochures/siemens-gamesa-onshore-wind-turbine-sg-2-1-114-en.pdf>>

GARCÍA-GARCÍA, P.; CARPINTERO, Ó.; BUENDÍA, L. Just energy transitions to low carbon economies: A review of the concept and its effects on labour and income. **Energy Research & Social Science**, v. 70, p. 101664, dez. 2020.

HARARI, Y. N. **Sapiens - Uma Breve História da Humanidade**, 2019.

HESTERBERG, T. C. What Teachers Should Know About the Bootstrap: Resampling in the Undergraduate Statistics Curriculum. **The American Statistician**, v. 69, n. 4, p. 371–386, 2 out. 2015.

JACKSON, P. S.; HUNT, J. C. R. Turbulent wind flow over a low hill. **Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society**, v. 101, n. 430, p. 929–955, out. 1975.

KUBIK, M. L. et al. Exploring the role of reanalysis data in simulating regional wind generation variability over Northern Ireland. **Renewable Energy**, v. 57, p. 558–561, set. 2013.

MME. **PORTARIA Nº 301, DE 31 DE JULHO DE 2019**. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-301-de-31-de-julho-de-2019-208356624>>. Acesso em: 13 abr. 2021.

MULLER, A. **Simulação Estocástica: Método de Monte Carlo**, 2008.

NASA. **Modern Era Retrospective-analysis for Research and Applications**. Disponível em: <<http://gmao.gsfc.nasa.gov/merra/>>. Acesso em: 20 set. 2021.

NASA. **GMAO**. Disponível em: <<https://gmao.gsfc.nasa.gov>>. Acesso em: 1 maio. 2021.

NEWMAN, J. **Friends Dont Let Friends Use 8760s**, 2021.

PETRY, ADRIANE PRISCO; MATTUELLA, J. M. L. **Análise do Potencial Eólico e Estimativa da Geração de Energia Empregando o “Software” Livre Alwin**, 2007.

PISHGAR-KOMLEH, S. H.; KEYHANI, A.; SEFEEDPARI, P. Wind speed and power density analysis based on Weibull and Rayleigh distributions (a case study: Firouzkooch county of Iran). **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 42, p. 313–322, fev. 2015.

SEIJO, GABRIEL; LEITE, ALEXANDRE; SCHÖNBERGER, P. O impacto do PLD Horário nos PPAs existentes. **Canal Energia**, 2021.

UPTON, G.; COOK, I. **A Dictionary of Statistics**. [s.l.] Oxford University Press, 2008.

VARGAS, S. A. **Previsão da distribuição da densidade de probabilidade da geração de energia eólica usando técnicas não paramétricas** PUC-RIOMAXWELL, , 2015.

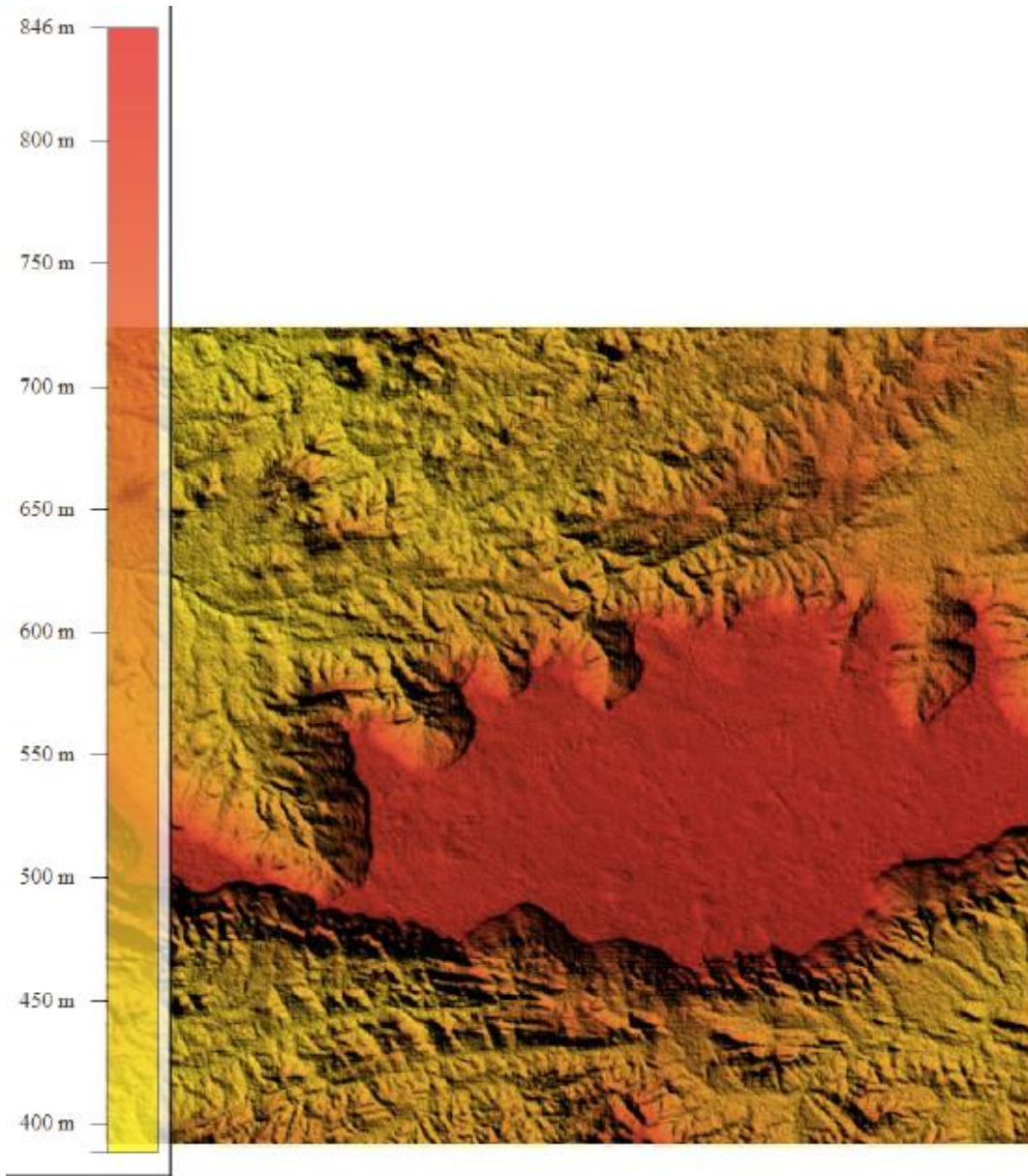
WINDFARMER. **"Theory manual"** Bristol, UK, 2009.

### APÊNDICE A – LAYOUT DO COMPLEXO



UTM: 24 S  
Datum: WGS84

**APÊNDICE B – MAPA DE ELEVAÇÃO**



**APÊNDICE C – MAPA DE RUGOSIDADE**

