



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO  
ESCOLA DE MINAS  
COLEGIADO DO CURSO DE ENGENHARIA DE CONTROLE E  
AUTOMAÇÃO - CECAU**



**MATHEUS MARINI**

**AVALIAÇÃO DA VIDA ÚTIL DE TRANSFORMADORES DA  
SUBESTAÇÃO DE UMA USINA EÓLICA: UM ESTUDO DE CASO NO  
NORDESTE BRASILEIRO**

**MONOGRAFIA DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE CONTROLE E  
AUTOMAÇÃO**

**Ouro Preto, 2022**

**MATHEUS MARINI**

**AVALIAÇÃO DA VIDA ÚTIL DE TRANSFORMADORES DA  
SUBESTAÇÃO DE UMA USINA EÓLICA: UM ESTUDO DE CASO NO  
NORDESTE BRASILEIRO**

**Monografia apresentada ao Curso de Engenharia de Controle e Automação da Universidade Federal de Ouro Preto como parte dos requisitos para a obtenção do Grau de Engenheiro de Controle e Automação.**

Orientador: Prof. Bruno Randazzo Baroni, Dr.Sc.

**Ouro Preto  
Escola de Minas – UFOP  
2022**

## SISBIN - SISTEMA DE BIBLIOTECAS E INFORMAÇÃO

M339a Marini, Matheus.

Avaliação da vida útil de transformadores da subestação de uma usina eólica [manuscrito]: um estudo de caso no nordeste brasileiro. / Matheus Marini. - 2022.

75 f.: il.: , gráf., tab..

Orientador: Prof. Dr. Bruno Baroni.

Monografia (Bacharelado). Universidade Federal de Ouro Preto. Escola de Minas. Graduação em Engenharia de Controle e Automação .

1. Transformador - Vida útil. 2. Energia Eólica. 3. Transformador - Dimensionamento. I. Baroni, Bruno. II. Universidade Federal de Ouro Preto. III. Título.

CDU 681.5

Bibliotecário(a) Responsável: Maristela Sanches Lima Mesquita - CRB-1716



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO  
REITORIA  
ESCOLA DE MINAS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CONTROLE E  
AUTOMACAO



## FOLHA DE APROVAÇÃO

**Matheus Marini**

### **Avaliação da Vida Útil de Transformadores da Subestação de Uma Usina Eólica: Um Estudo de Caso no Nordeste Brasileiro**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia de Controle e Automação da Universidade Federal de Ouro Preto como requisito parcial para obtenção do título de bacharel em engenharia de controle e automação

Aprovada em 13 de junho de 2022

Membros da banca

Dr. Bruno Randazzo Baroni - Orientador (Universidade Federal de Ouro Preto)

Dr. Paulo Marcos de Barros Monteiro - (Universidade Federal de Ouro Preto)

Dr. Agnaldo Jose da Rocha Reis - (Universidade Federal de Ouro Preto)

Dr. Bruno Nazário Coelho - (Universidade Federal de Ouro Preto)

Bruno Randazzo Baroni, orientador do trabalho, aprovou a versão final e autorizou seu depósito na Biblioteca Digital de Trabalhos de Conclusão de Curso da UFOP em 01/07/2022



Documento assinado eletronicamente por **Bruno Randazzo Baroni, PROFESSOR DE MAGISTERIO SUPERIOR**, em 14/07/2022, às 12:13, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [http://sei.ufop.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](http://sei.ufop.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **0343284** e o código CRC **ECC26CDC**.

Referência: Caso responda este documento, indicar expressamente o Processo nº 23109.007687/2022-15

SEI nº 0343284

R. Diogo de Vasconcelos, 122, - Bairro Pilar Ouro Preto/MG, CEP 35400-000  
Telefone: 3135591533 - www.ufop.br

*Este trabalho é dedicado aos meus pais e colegas,  
pelo apoio incondicional nessa jornada.*

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus, por iluminar meu caminho e me ajudar a superar todos os obstáculos nessa trajetória e me dar forças para vencer os desafios encontrados. Aos meus pais, por acreditarem e me incentivarem ao longo desse caminho, nos momentos bons e nos difíceis; ao meu irmão, Otávio Marini, por ser um alívio nos momentos difíceis e me alegrar todos os dias com sua leveza. Aos professores do DECAT, por todo o apoio e ensinamentos que me permitiram ser um profissional íntegro e competente. Ao professor Bruno Baroni, pela orientação sempre presente e confiança na minha capacidade técnica e acadêmica.

*“O trabalho duro ganha do talento quando o talento não trabalha duro.” (Kevin Durant)*

## RESUMO

O consumo de energia elétrica tem crescido de forma acelerada na última década, fazendo com que a humanidade cada dia mais dependa dela para realizar suas tarefas diárias. O atual contexto mundial requer a busca por fontes energéticas mais sustentáveis e mais baratas, para que a energia elétrica seja amplamente acessível. Em linhas gerais, o sistema elétrico do Brasil é dividido em geração, transmissão e distribuição. Em todas essas etapas, os transformadores são utilizados para viabilizar o processo de transporte de energia. Os transformadores de potência são os ativos mais caros em subestações elétricas; portanto, estudar a depreciação desses equipamentos frente às peculiaridades climáticas é um tema de suma importância, pois possibilita dimensioná-los da melhor forma possível, buscando uma maior eficiência em seu funcionamento. Nesse sentido, este trabalho apresenta análises de correlacionamento entre o envelhecimento de um transformador com ventilação forçada de uma usina eólica do nordeste brasileiro com a variação da velocidade do vento. O objetivo principal é verificar se a oscilação de potência existente nos complexos eólicos acelera a degradação do transformador, identificando assim um fator de correto dimensionamento dos transformadores, prevenindo altos custos de manutenção e operação das empresas geradoras desse tipo de energia. Tais verificações são realizadas utilizando normas internacionais com equivalência no país, que consideram a potência aparente e a temperatura ambiente como principais fatores para o cálculo do envelhecimento. Os resultados mostram que a temperatura do ponto mais quente do enrolamento pode chegar a aproximadamente 130 °C, o que reduz a vida útil do transformador. Para que o transformador opere por 35 anos este trabalho conclui que a potência do transformador da subestação deve ser aproximadamente 0,8 da potência nominal do parque eólico.

**Palavras-chaves:** Vida útil de transformador. Energia Eólica. Dimensionamento de transformador.



## ABSTRACT

Electricity consumption has grown rapidly in the last decade, making humanity increasingly dependent on it to perform its daily tasks. The current global context requires the search for more sustainable and cheaper energy sources, so that electrical energy is widely accessible. In general terms, the Brazilian electrical system is divided into generation, transmission and distribution. In all these stages, transformers are used to make the energy transport process viable. Power transformers are the most expensive assets in electrical substations; therefore, studying the depreciation of these equipments in the face of climatic peculiarities is a topic of paramount importance, as it makes it possible to dimension them in the best possible way, seeking greater efficiency in their operation. In this sense, this work presents correlation analyzes between the aging of a transformer with forced ventilation of a wind farm in northeastern Brazil and the variation of wind speed. The main objective is to verify if the power oscillation existing in the wind farms accelerates the degradation of the transformer, thus identifying a factor of correct dimensioning of the transformers, preventing high maintenance and operation costs of the companies that generate this type of energy. Such verifications are carried out using international standards with equivalence in the country, which consider apparent power and ambient temperature as the main factors for calculating aging. The results show that the temperature of the hottest point of the winding can reach approximately 130 °C, which reduces the life of the transformer. For the transformer to operate for 35 years, this work concludes that the power of the substation transformer must be approximately 0.8 of the rated power of the wind farm.

**Key-words:** Transformer Lifespan. Wind Energy. Transformer sizing.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Sistema interligado nacional. Fonte: (SILVA et al., 2022) . . . . .	20
Figura 2 – Estrutura básica de sistemas elétricos de potência. Fonte:(TEIXEIRA; FERREIRA, 2014) - Adaptado . . . . .	21
Figura 3 – Formas de geração. Fonte: (TORTELLI, 2009) . . . . .	21
Figura 4 – Geração convencional. Fonte: (TORTELLI, 2009) . . . . .	21
Figura 5 – Geração renovável. Fonte: (TORTELLI, 2009) . . . . .	22
Figura 6 – Parques eolicos no brasil. Fonte: (MOURA-FÉ; PINHEIRO, 2013) . . . . .	23
Figura 7 – Etapas de funcionamento de um aerogerador. Fonte: ((PAVINATTO, 2005)).	24
Figura 8 – Transformador de uma usina de distribuição. Fonte: Própria . . . . .	25
Figura 9 – Fluxograma do desenvolvimento. Fonte: Própria . . . . .	29
Figura 10 – Modelo de um Neurônio Artificial. Fonte: (LIMA et al.,2009). . . . .	32
Figura 11 – RNN X Rede tradicional. Fonte: (OLAH, 2015) . . . . .	32
Figura 12 – Diagrama de um bloco de memória LSTM. Fonte: (OLAH, 2015) . . . . .	33
Figura 13 – Erro ao aplicar o método da norma IEEE57.91-2011. Fonte: (JARDINI et al., 2005) . . . . .	36
Figura 14 – Diagrama de blocos do método da variação continua.Fonte (ABNT, 2017). . . . .	37
Figura 15 – Comparação das temperaturas medidas e calculadas através da norma IEC60076-7. Fonte: (ABNT, 2017) . . . . .	39
Figura 16 – Estrutura operativa simplificada da subestação analisada. Fonte: Própria . . . . .	43
Figura 17 – Dados reais x Predição da rede neural LSTM para potência aparente. Fonte: Própria . . . . .	50
Figura 18 – Dados reais x Predição da rede neural LSTM para velocidade do vento. Fonte: Própria . . . . .	50
Figura 19 – Dados reais x Predição da rede neural LSTM para temperatura ambiente. Fonte: Própria . . . . .	51
Figura 20 – Relação da temperatura "Hot Spot"com a velocidade do vento, dia aleatório sem ventilação forçada para o transformador 1. Fonte: Própria. . . . .	53
Figura 21 – Relação da temperatura "Hot Spot"com a velocidade do vento, dia aleatório com 1º estágio da ventilação forçada para o transformador 1. Fonte: Própria. . . . .	53
Figura 22 – Relação da temperatura "Hot Spot"com a velocidade do vento, dia aleatório com 2º estágio da ventilação forçada para o transformador 1. Fonte: Própria . . . . .	54
Figura 23 – Perca de vida útil em horas pela norma IEC60076-7 para o transformador 1. Fonte: Própria . . . . .	55
Figura 24 – Relação da temperatura "Hot Spot"com a velocidade do vento, dia aleatório sem ventilação forçada para o transformador 2. Fonte: Própria. . . . .	57

Figura 25 – Relação da temperatura "Hot Spot" com a velocidade do vento, dia aleatório com 1º estágio da ventilação forçada para o transformador 2. Fonte: Própria.	57
Figura 26 – Relação da temperatura "Hot Spot" com a velocidade do vento, dia aleatório com 2º estágio da ventilação forçada para o transformador 2. Fonte: Própria	58
Figura 27 – Perca de vida útil em horas pela norma IEC60076-7 para o transformador 2. Fonte: Própria . . . . .	59

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Intervalo sem dados representativos . . . . .	30
Tabela 2 – Variáveis do modelo topo do óleo - IEEE C57.91-2011. . . . .	35
Tabela 3 – Variáveis do modelo de variação contínua - IEC60076-7. . . . .	38
Tabela 4 – Parâmetros utilizados na norma - IEC60076-7. Fonte: Própria . . . . .	40
Tabela 5 – Parâmetros utilizados na norma - IEEE C57.91-2011. . . . .	41
Tabela 6 – Variáveis de perda de vida útil da norma IEEE. . . . .	41
Tabela 7 – Variáveis de perda de vida útil da norma IEC. . . . .	42
Tabela 8 – Potência nominal para o transformador 1, de acordo com os estágios da ventilação forçada. Fonte: Própria . . . . .	52
Tabela 9 – Condições de ativação da ventilação forçada para o transformador 1. Fonte: Própria . . . . .	52
Tabela 10 – Potência nominal para o transformador 2, de acordo com os estágios da ventilação forçada. Fonte: Própria . . . . .	56
Tabela 11 – Condições de ativação da ventilação forçada para o transformador 2. Fonte: Própria . . . . .	56
Tabela 12 – Potência sugerida. Fonte: Própria . . . . .	60

## LISTA DE ALGORITMOS

1 Modelo da norma IEEE C57.91-2011 462 Modelo da norma IEC 60076-7 473 Fator de Dimensionamento 48

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABE Eólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
AT	Alta Tensão
API	Application Programming Interface
BT	Baixa Tensão
CSV	Comma-separated values
DTR	Dynamic Transformer Rating
EAT	Extra Alta Tensão
GD	Geração Distribuída
GW	Giga Watts
IA	Inteligência Artificial
kV	Kilo Volts
LSTM	Long Short-Term Memory
MVA	Mega Volts Ampere
ODS	Objetivos de desenvolvimento sustentável
ODAN restrito	Transformador do tipo Óleo Dirigido/Ar Natural localizado em ambiente fechados
ODAN	Transformador do tipo Óleo Dirigido/Ar Natural localizado em ambiente abertos
ODAF restrito	Transformador do tipo Óleo Dirigido/Ar Forçado localizado em ambiente fechados
ODAF	Transformador do tipo Óleo Dirigido/ Ar Forçado localizado em ambiente abertos
ODWF	Transformador do tipo Óleo Dirigido/Água Forçada
OFWF	Transformador do tipo Óleo Forçado/Água Forçada

ONAN restrito	Transformador do tipo Óleo Natural/Ar Natural localizado em ambiente fechados
ONAN	Transformador do tipo Óleo Natural/Ar Natural localizado em ambiente abertos
ONAF restrito	Transformador do tipo Óleo Natural/Ar Forçado localizado em ambiente fechados
ONAF	Transformador do tipo Óleo Natural/Ar Forçado localizado em ambiente abertos
ONU	Organização das Nações Unidas
OFAN restrito	Transformador do tipo Óleo Forçado/Ar Natural localizado em ambiente fechados
OFAN	Transformador do tipo Óleo Forçado/Ar Natural localizado em ambiente abertos
OFAF restrito	Transformador do tipo Óleo Forçado/Ar Forçado localizado em ambiente fechados
OFAF	Transformador do tipo Óleo Forçado/Ar Forçado localizado em ambiente abertos
PLC	Controlador Lógico Programavel
P.U	Por Unidade
RMS	Root Mean Square
RNA	Rede Neural Artificial
RNN	Recurrent Neural Networks
SBESE	Simpósio Brasileiro de Sistemas Eletricos
SIN	Sistema Interligado Nacional
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potência

## LISTA DE SÍMBOLOS

$\theta_H$	Temperatura no Hot Spot
$\theta_a$	Temperatura Ambiente
$\Delta\theta_H$	Diferença entre Hot Spot e temperatura do óleo
$\Delta\theta_{TO}$	Variação da temperatura no topo do óleo
$\Delta\theta_{TO,u}$	Temperatura no topo do óleo final
$\Delta\theta_{TO,i}$	Temperatura no topo do óleo inicial
$t$	Passo do tempo
$\tau_{TO}$	Constante de tempo do óleo
$\Delta\theta_{TO,R}$	Elevação da temperatura no topo do óleo em carga nominal
$k_U$	Carga aplicada final
$R$	Relação entre perdas em carga e a vazio
$\Delta\theta_{H,u}$	Diferença entre Hot Spot e temperatura do óleo final
$\Delta\theta_{H,i}$	Diferença entre Hot Spot e temperatura do óleo inicial
$\tau_w$	Constante de tempo do enrolamento
$\Delta\theta_{H,R}$	Elevação da temperatura "hot spot" do enrolamento em carga nominal
$m$	Constante de não linearidade
$n$	Constante de não linearidade
$\theta_h$	Temperatura Hot Spot
$\theta_o$	Temperatura no topo do óleo
$\theta_a$	Temperatura ambiente
$\Delta\theta_h$	Diferença entre Hot Spot e a temperatura no topo do óleo
$\Delta\theta_{h1}$	Diferença entre Hot Spot e a temperatura no topo do óleo no termo 1
$\Delta\theta_{h2}$	Diferença entre Hot Spot e a temperatura no topo do óleo no termo 2
$\Delta\theta_{hr}$	Diferença entre Hot Spot e a temperatura no topo do óleo em carga nominal



$\Delta\theta_{or}$	Elevação da temperatura do topo do óleo em regime permanente nas perdas nominais
$\tau_o$	Constante de tempo do óleo
$\tau_w$	Constante de tempo do enrolamento
$D_t$	Passo de tempo
$R$	Relação entre perdas em carga e a vazio
$k$	Carga aplicada
$k_{11}$	Constante do modelo térmico
$k_{21}$	Constante do modelo térmico
$k_{22}$	Constante do modelo térmico
$x$	Expoente do óleo
$y$	Expoente do enrolamento
$\theta_H$	Temperatura Hot Spot
$\Delta t_n$	Passo do tempo
$F_{AA}$	Fator de aceleração do envelhecimento
$F_{EQA}$	Fator de envelhecimento equivalente
$LOL(\%)$	Loss of Life em porcentagem
$V$	Taxa de envelhecimento
$\theta_h$	Temperatura Hot Spot
$LOL$	Loss of Life
$RMSE_{Potencia\ Aparente}$	Erro em RMSE da Potência Aparente
$RMSE_{Velocidade\ do\ Vento}$	Erro em RMSE da Velocidade do Vento
$RMSE_{Temperatura\ Ambiente}$	Erro em RMSE da Temperatura Ambiente

# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>19</b>
1.1	Contextualização e Motivação	19
1.2	Estrutura básica de sistemas elétricos de potência	20
1.2.1	<i>Sistema de Geração</i>	21
1.2.2	<i>Sistema de Transmissão</i>	22
1.2.3	<i>Sistema de Distribuição</i>	22
1.3	Parques eólicos	23
1.3.1	<i>Aerogeradores</i>	24
1.3.2	<i>Subestação de distribuição</i>	24
1.4	Objetivos	25
1.5	Contribuição	26
1.6	Estrutura do trabalho	26
<b>2</b>	<b>ESTADO DA ARTE</b>	<b>27</b>
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>29</b>
3.1	Obtenção de dados através do sistema SCADA	30
3.2	Tratamento dos dados	31
3.2.1	<i>Redes Neurais</i>	31
3.2.2	<i>Rede Neural Long Short-Term Memory</i>	32
3.3	Envelhecimento dos transformadores	33
3.3.1	<i>Modelo Topo do Óleo (Clausula 7 – IEEE C57.91-2011)</i>	35
3.3.2	<i>Método da variação contínua – IEC60076-7</i>	36
3.4	Constantes aplicadas aos modelos para os transformadores analisados	39
3.5	Cálculo da perda de vida útil	41
3.5.1	<i>IEEE C57.91-2011</i>	41
3.5.2	<i>IEC60076-7</i>	42
3.6	Considerações Finais	42
<b>4</b>	<b>DESENVOLVIMENTO</b>	<b>43</b>
4.1	Subestação analisada	43
4.1.1	<i>Coleta de dados</i>	44
4.1.2	<i>Preparação dos dados pela IA</i>	44
4.1.2.1	TensorFlow e Keras	44
4.1.3	<i>Modelos térmicos</i>	45
4.1.3.1	HotSpot IEEE	45

4.1.3.2	HotSpot e Envelhecimento IEC . . . . .	46
4.1.4	<i>Fator de dimensionamento</i> . . . . .	47
<b>5</b>	<b>RESULTADOS</b> . . . . .	<b>49</b>
5.1	Rede Neural LSTM . . . . .	49
5.2	Transformador 1 . . . . .	51
5.2.1	<i>Ventilação forçada</i> . . . . .	52
5.2.2	<i>Aplicação dos modelos térmicos</i> . . . . .	52
5.2.3	<i>Cálculo da vida útil</i> . . . . .	54
5.3	Transformador 2 . . . . .	56
5.3.1	<i>Ventilação forçada</i> . . . . .	56
5.3.2	<i>Aplicação dos modelos térmicos</i> . . . . .	56
5.3.3	<i>Cálculo da vida útil</i> . . . . .	58
5.4	Fator de Dimensionamento . . . . .	59
<b>6</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b> . . . . .	<b>61</b>
6.1	Conclusão . . . . .	61
6.2	Trabalhos Futuros . . . . .	61
<b>7</b>	<b>APÊNDICE A</b> . . . . .	<b>62</b>
7.1	Artigo Simpósio Brasileiro de Sistemas Eletricos . . . . .	62
	<b>REFERÊNCIAS</b> . . . . .	<b>71</b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Contextualização e Motivação

A energia elétrica é de grande importância para diversos setores da economia, sendo também um dos indicadores de desenvolvimento da população mundial. Segundo [Neto, Corrêa e Perobelli \(2016\)](#), o consumo é outro fator importante para o crescimento econômico de um país. O estudo de [Bardelin \(2004\)](#) mostra que o aumento do consumo de energia no Brasil é contínuo; entretanto a matriz de geração não tem conseguido acompanhar esse crescimento.

Fato visto durante as crises de racionamento de energia em 2001-2002, que afetou 24% da população Brasileira e repetiu-se no ano de 2021. Quando se olha para a tendência global, vê-se que não basta apenas expandir a matriz de geração; é preciso diversificá-la também. Uma das possibilidades para a diversificação do sistema elétrico nacional é o uso da energia eólica. Uma fonte considerada limpa e que está em expansão em grande parte do mundo.

Em 2015, a [Unidas \(2016\)](#) aconselhou aos países membros uma nova agenda de desenvolvimento sustentável para os próximos 15 anos, chamada Agenda 2030, composta por 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS). Nessa agenda o objetivo 7, “Energia Limpa e Sustentável”, estabelece na meta 7.2 “garantir o acesso a fontes de energia fiáveis, sustentáveis e modernas para todos”. No Brasil, a meta foi adequada para a realidade nacional, pois a participação de energias renováveis na matriz energética nacional é bastante elevada – 41,2%, em 2015, de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética – quando comparada a outros países. Segundo o Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada, em 2012, o Brasil já ocupava a 12ª posição no ranking das nações que menos emitem gases de efeito estufa em virtude da produção e uso de energia renovável. O Instituto também destaca que a participação das energias renováveis no Brasil na geração elétrica é de 78%, sendo visto como país de vanguarda nesse quesito, já que no mundo é de apenas 22%.

Segundo a Associação Brasileira da Energia Eólica (ABE Eólica), a energia eólica hoje representa 10,3% da matriz elétrica brasileira, sendo a segunda maior fonte energética do país, ficando atrás apenas da hidrelétrica que representa 58,7% da matriz nacional. A popularidade da energia eólica cresceu de forma acelerada nos últimos 10 anos. Em 2011, o Brasil produziu 1 GW e, no ano de 2021, foram produzidos 18 GW.

Esse crescimento acelerado justifica a necessidade da realização de pesquisas para averiguar como a vida útil dos transformadores impacta nos custos de viabilização da geração de energia eólica e conseqüentemente nos custos do sistema. Para uma maior compreensão do sistema nacional elétrico, será apresentada a estrutura básica dos sistemas elétricos de potência.

## 1.2 Estrutura básica de sistemas elétricos de potência

O setor elétrico possui peculiaridades que não são encontradas em nenhum outro setor primário como, por exemplo: a) Pelo fato da energia não ser estocável, as baterias podem ser aplicadas, porém ainda não são aplicadas no sistema de distribuição, sendo necessário produzir a quantidade exata que está sendo consumida com a menor quantidade de perdas possíveis no transporte; b) O sistema deve ser dimensionado pelo pico de demanda, pois não pode funcionar em sobrecarga; c) Existe uma variação aleatória na demanda, fazendo com que a produção seja ajustada em tempo real. Esses fatores colaboraram para a criação de um sistema unificado conhecido como sistema elétrico de potência. Segundo [Tortelli \(2009\)](#), esse sistema pode ser definido da seguinte forma:

“Conjunto de equipamentos que operam de maneira coordenada com a finalidade de fornecer energia elétrica aos consumidores, dentro de certos padrões de qualidade (confiabilidade, disponibilidade), segurança e custos, com o mínimo impacto ambiental.”([TORTELLI, 2009](#))

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é o sistema elétrico de potência encontrado no Brasil, sendo ele extremamente complexo, como pode ser visto na figura 1 e como demonstrado por [Zambelli \(2009\)](#).

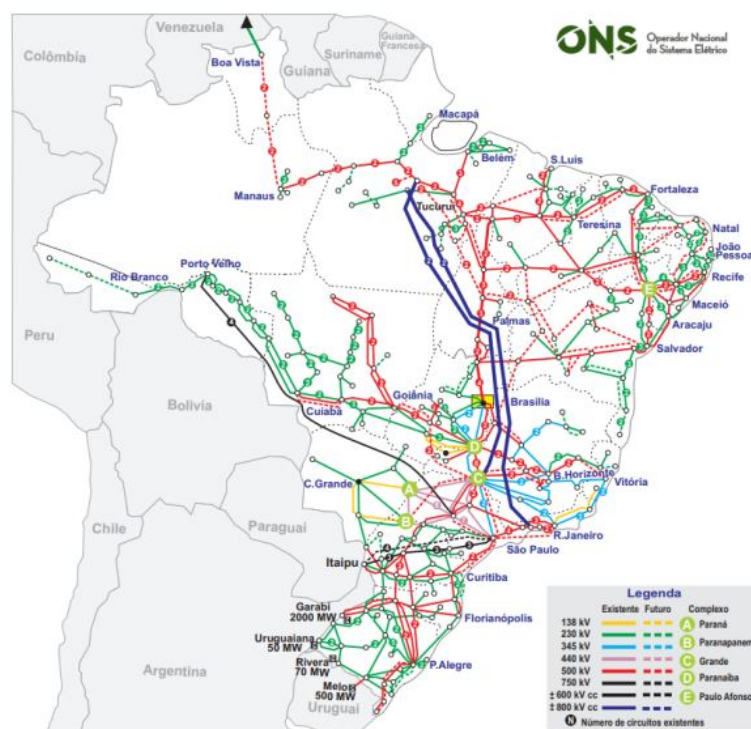


Figura 1 – Sistema interligado nacional. Fonte: ([SILVA et al., 2022](#))

O sistema elétrico de potência é dividido em três setores principais, como pode ser visto na figura 2.

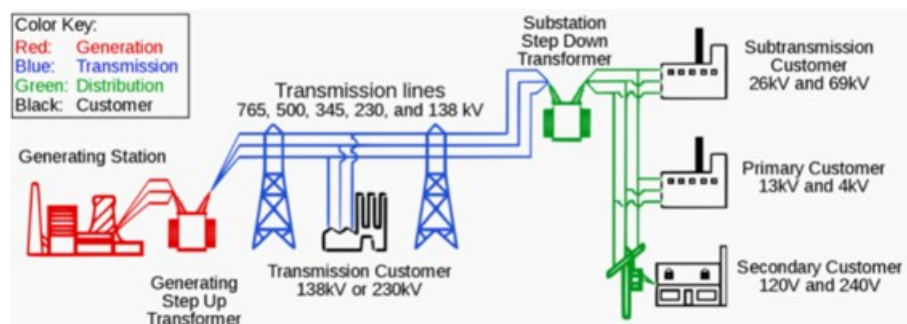


Figura 2 – Estrutura básica de sistemas elétricos de potência. Fonte: ((TEIXEIRA; FERREIRA, 2014) - Adaptado

Por meio da figura 2, nota-se que o sistema é classificado de acordo com a sua tensão ou função:

### 1.2.1 Sistema de Geração

Segundo Tortelli (2009), o sistema de geração é composto por usinas geradoras e subestações elevadoras. No cenário brasileiro, as principais formas de geração de energia são os modelos térmicos e mecânicos, como demonstrado pela figura 3.

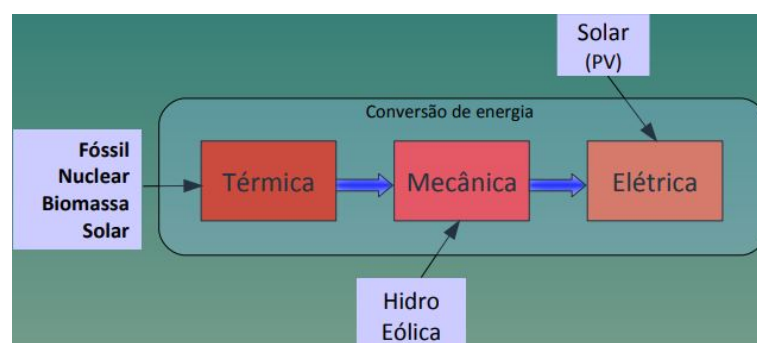


Figura 3 – Formas de geração. Fonte: (TORTELLI, 2009)

Dentro da conversão de energia, é válido ressaltar que existe a geração convencional, na qual a saída do sistema é após um gerador de máquina síncrona, e o sistema de geração não convencional, que possui mais uma etapa após a saída do gerador. Esses aspectos podem ser vistos nas figuras 4 e 5.

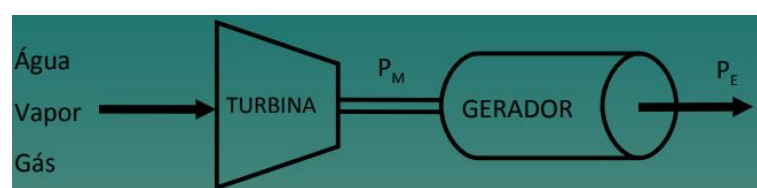


Figura 4 – Geração convencional. Fonte: (TORTELLI, 2009)

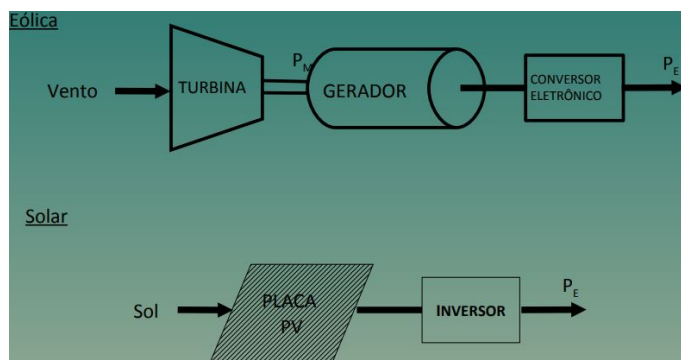


Figura 5 – Geração renovável. Fonte: (TORTELLI, 2009)

### 1.2.2 Sistema de Transmissão

Segundo Tortelli (2009), o sistema de transmissão é composto basicamente por:

- Linhas de transmissão;
- Transformadores;
- Compensadores harmônicos;

Ainda segundo Tortelli (2009), a principal função do sistema de transmissão é interligar as unidades de geração até as subestações de distribuição. As tensões típicas do sistema de transmissão são:

- 230kV;
- 345kV;
- 440kV;
- 500kV;
- 765kV;

### 1.2.3 Sistema de Distribuição

Em Tortelli (2009) classifica os principais componentes do sistema de distribuição em:

- Linhas de distribuição;
- Transformadores;
- Compensadores harmônicos;

O sistema de distribuição pode ser separado em dois tipos:

- Rede Primária;
  - Interliga a subestações aos transformadores de distribuição;
  - Atender grandes consumidores em altas e medias tensões;
- Rede secundaria;
  - Atender os consumidores de baixas tensão;

### 1.3 Parques eólicos

A força dos ventos era uma das principais fontes de força motriz ao longo da história, fato evidenciado pela existência dos moinhos de ventos. Segundo [Castro, Renováveis e Descentralizada \(2007\)](#), após a revolução industrial a força do vento foi substituída pelo carvão, petróleo e gás, utilizados como combustível para as máquinas industriais. Foi na década de 70 que, a partir da crise do petróleo, a necessidade de diversificar o sistema elétrico surgiu. [Silva \(2019\)](#) explica que a energia eólica é a transformação da energia produzida pelos ventos em energia mecânica através de aerogeradores – similares a moinhos de vento – que, por sua vez, transformam essa energia mecânica em energia elétrica por meio da utilização geradores, com os conceitos de geração de energia já conhecidos. Segundo [Minski et al. \(2018\)](#), a energia eólica é uma fonte limpa e renovável para a produção de energia elétrica, sendo um modelo que emite uma baixa quantidade de gases poluentes e ocupa um menor espaço físico do que as fontes de energia solar e hídrica. Esse tipo de energia é considerado uma das fontes renováveis mais promissoras no mundo, sendo muito aplicada em diversos países da Europa, como evidenciado por [Castro, Renováveis e Descentralizada \(2007\)](#), as turbinas eólicas são organizadas dentro de parques com 4 ou 5 aerogeradores, apesar de cada vez mais serem vistos parques com 50 ou 60 aerogeradores juntos, como podemos ver na figura 6.



Figura 6 – Parques eólicos no Brasil. Fonte: ([MOURA-FÉ; PINHEIRO, 2013](#))



Vemos ainda em [Minski et al. \(2018\)](#) que a composição de um parque eólico consiste em um conjunto de aerogeradores – uma subestação elevadora além de todos os sistemas de controle e monitoramento do parque.

### 1.3.1 Aerogeradores

O funcionamento dos aerogeradores consiste em converter a energia do vento em energia elétrica. Cada aerogerador recebe a energia cinética do vento e através de suas pás converte em energia mecânica, que move um gerador elétrico, como pode ser visto na figura 7.

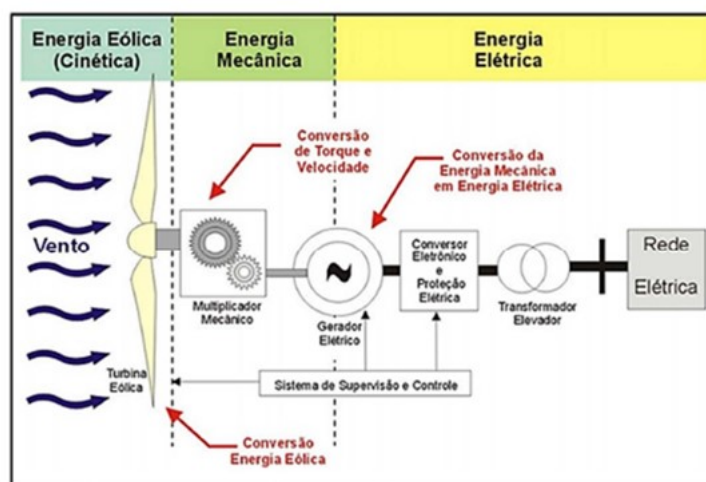


Figura 7 – Etapas de funcionamento de um aerogerador. Fonte: (([PAVINATTO, 2005](#))).

### 1.3.2 Subestação de distribuição

A função de uma subestação de distribuição em um complexo eólico é receber toda a energia gerada pelos aerogeradores, que geralmente produzem essa energia em baixa tensão ([MINSKI et al., 2018](#)). A alta tensão (AT) equivale a tensões entre 115 e 230 kV; já a extra alta tensão (EAT) está na faixa entre 345 e 765 kV. É mostrado por [Stevenson \(1974\)](#) que na subestação de transmissão é feita a elevação da tensão, que pode ficar entre 230 kV a 500 kV. Em [Chapman \(2013\)](#), é descrito que o início dos transformadores está relacionado com o surgimento de estações de geração de energia de corrente alternada, que por sua vez proporcionaram a transmissão de energia em longas distâncias. Isso deve-se ao fato de que, para um transformador poder aumentar a tensão de um sistema, ele também deve diminuir sua corrente, garantindo que a potência de entrada e saída sejam iguais, em transformadores ideais. Segundo [Chapman \(2013\)](#):

“Em um sistema de energia elétrica, as perdas de transmissão são proporcionais ao quadrado da corrente que circula nas linhas. Desse modo, usando transformadores, uma elevação da tensão de transmissão por um fator de 10 permitirá reduzir as perdas de transmissão elétrica em 100 vezes devido à redução das correntes de transmissão pelo mesmo fator.”([CHAPMAN, 2013](#)),p.67

As empresas do mercado de energia no mundo buscam uma redução de custos, visando uma maior produtividade e uma maior disponibilidade dos equipamentos. Essas empresas têm

como objetivo estabelecer uma relação de custo-benefício que satisfaçam seus investimentos. [Silva et al. \(2005\)](#) e [Fitzgerald \(2003\)](#) apontam os transformadores como importantes componentes do sistema de corrente alternada de potência, que permitem a geração e a transferência de energia elétrica com tensões mais econômicas. É também demonstrado por [Filho \(2000\)](#) que a utilização dos transformadores vai desde as usinas de geração, onde as tensões são elevadas para garantir a transmissão de potência de forma mais econômica, até as tomadas utilizadas em nosso cotidiano. A figura 8 demonstra como é um transformador de alta tensão utilizado em subestações de transmissão.



Figura 8 – Transformador de uma usina de distribuição. Fonte: Própria

Em [Assuncao \(2007\)](#), é destacado que há uma grande quantidade de transformadores instalados em concessionárias do ramo de energia elétrica. Por tratar-se de um instrumento com expectativa de vida limitada, é possível que ocorra a necessidade de troca do equipamento ou manutenção não programada devido a algum problema de operação. Apesar dos transformadores de potência serem dispositivos de alta confiabilidade, é desejável reduzir cada vez mais possíveis falhas, tendo em vista o grande problema que se apresenta quando há um defeito inesperado. Um dos parâmetros considerados para projetar a potência nominal de um transformador é a temperatura ambiente constante, usualmente igual a 30°C. Porém, as características naturais reais do local onde o transformador será instalado são diferentes. Então, a capacidade de carregamento do transformador é limitada pela sua capacidade térmica e não apenas pela capacidade nominal.

#### 1.4 Objetivos

Este trabalho tem por objetivo avaliar como a variação da velocidade do vento em um complexo eólico afeta a degradação da vida útil do transformador de potência na subestação. Para isso, foram tratados os seguintes objetivos específicos:

1. Avaliação da vida útil do transformador utilizando a metodologia (IEC, 2018) e (IEEE, 2010);
2. Utilização de um estudo de caso real baseado em um complexo eólico nacional;
3. Desenvolvimento de um fator de dimensionamento para transformadores de usinas eólicas.

## 1.5 Contribuição

Os efeitos da geração distribuída (GD) na rede elétrica, como perdas, sobretensão e sobrecargas, tem sido bastante estudado. No entanto, existem poucos trabalhos sobre o impacto da GD na vida útil dos equipamentos, em especial dos transformadores. Ainda, poucos trabalhos utilizam uma abordagem real de uma usina eólica de grande porte e não atendem ao passo de tempo mínimo recomendado pelas normas, o que compromete toda a análise. O presente trabalho avalia como as características climáticas presentes da região do nordeste brasileiro afetam a perda de vida útil de transformadores submersos a óleo. As simulações criteriosas aplicadas nesse estudo permitem encontrar um fator de dimensionamento ideal para que os transformadores utilizados na região nordeste, considerando as condições climáticas, possam ter uma vida útil de 35 anos.

Este trabalho revela um tema de suma importância para as empresas geradoras de energia eólica que buscam encontrar maneiras de viabilizar cada vez mais suas operações e implementações sob uma perspectiva financeira; logo, a busca por um fator de dimensionamento ideal, realizada nesse trabalho, com o objetivo de reduzir os custos de operação, manutenção e instalação de transformadores submersos a óleo é de suma importância.

## 1.6 Estrutura do trabalho

No capítulo 1, foi apresentada a introdução geral e a motivação ao tema. Além disso, foram descritos os principais objetivos e contribuições referentes ao trabalho. O capítulo 2 apresenta revisão da literatura; o capítulo 3 apresenta os principais modelos utilizados para o cálculo do envelhecimento do transformador e a metodologia aplicada neste trabalho; o capítulo 4 apresenta as etapas de desenvolvimento desse trabalho; o capítulo 5 apresenta os resultados obtidos, e as conclusões são discutidas no capítulo 6. Por fim, no capítulo 7, é apresentado um artigo fruto desta pesquisa publicado no Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE).

## 2 ESTADO DA ARTE

A redução de custos dentro do sistema elétrico é um dos assuntos mais relevantes dentro do setor, como é visto em [Ward \(2001\)](#). No que tange aos custos dos sistema de geração, distribuição e transmissão de energia, [Metwally \(2011\)](#) aponta que os transformadores de potência representam os ativos mais caros em uma subestação de geração e transmissão. A redução de custos desses ativos tem sido de grande interesse de pesquisadores, pois a vida útil dos transformadores está relacionada a degradação do isolamento ([IEEE, 2010](#)) e ([IEC, 2018](#)), que pode levar à inutilização desses ativos de forma precoce. Tal degradação é resultado de diversos fatores como:

- Temperatura do ponto mais quente do enrolamento;
- Umidade presente no tanque de óleo;
- Teor de oxigênio no tanque de óleo.

A pesquisa de [Zarei et al. \(2019\)](#) destaca que as novas técnicas aplicadas a transformadores submersos em óleo, a umidade e o teor de oxigênio deixaram de ser fatores significativos na degradação do isolamento, e o ponto mais quente do enrolamento já é o principal fator a ser considerado na análise da vida útil dos transformadores.

Na atualidade, os transformadores são construídos e dimensionados de forma conservadora para serem capazes de suportar condições de carga e temperatura extremas, ou seja os transformadores são dimensionado para poderem trabalhar em sobrecarga durante curtos períodos de tempo. Estes fatores estão diretamente relacionados à capacidade nominal e à degradação do isolamento, por afetarem diretamente a temperatura do ponto mais quente do enrolamento. Em [Lahoti \(1981\)](#), tem-se que transformadores do tipo *dynamic transformer rating* (DTR) são capazes de suportar cargas acima da sua capacidade nominal por certo período de tempo, o que, segundo [Ward \(2001\)](#), é de extrema importância, por permitir que transformadores com cargas nominais menores possam ser usados, diminuindo assim os custos.

Para a correta utilização de transformadores do tipo DTR, é necessário o uso de modelos térmicos precisos, sendo reconhecidos internacionalmente os apresentados nas normas:

- IEEE C57.91-2011 ([IEEE, 2010](#));
- IEC60076-7 ([IEC, 2018](#));

Tais modelos utilizam dados medidos em campo, sendo ainda escassas as pesquisas acadêmicas relacionadas a esses modelos térmicos. A aplicação desses modelos para fontes de

geração solar não possui grande representatividade para usinas eólicas, uma vez que a geração de energia solar segue um ciclo bem definido de 24 horas, diferentemente das fontes eólicas, já que a velocidade do vento é imprevisível. Contudo, os estudos de [Baroni et al. \(2021b\)](#) e [Manito, Pinto e Zilles \(2016\)](#) aplicam as principais metodologias para o cálculo da perda de vida útil dos transformadores do tipo de distribuição, analisando os efeitos da geração fotovoltaica no envelhecimento. Todavia, no estudo de [Manito, Pinto e Zilles \(2016\)](#), é usando um passo de tempo superior ao recomendado nas normas.

Além disso, os estudos utilizam curvas de cargas típicas para um dia, o que não representa a realidade dos consumidores. O estudo de [Zarei et al. \(2019\)](#) descreve que esses modelos, quando aplicados a usinas eólicas, utilizam intervalo de dados superior ao recomendado pelas normas. A análise da vida útil de transformadores é um tema recorrente para transformadores do tipo de distribuição, sendo ainda escassas as pesquisas que analisam transformadores de grande porte.

Nos estudos citados, houve ainda uma etapa de interpolação de dados para atender ao intervalo mínimo exigido pelas normas e os dados referentes à temperatura ambiente, utilizados por ambas as normas, são coletados de medidores que não estão presentes na mesma localidade dos transformadores, vindos de estações meteorológicas controladas por outras instituições que não sejam os agentes geradores, fato que pode causar divergências nos resultados obtidos e comprometer a fidedignidade desses resultados.

Visando contribuir para a ampliação dos conhecimentos na área, o transformador que será utilizado para essa pesquisa é do tipo ONAF (Óleo natural/Ar forçado) ([IEC, 2018](#)), pois este causa variação de potência nominal nos momentos em que sua ventilação forçada está ativada, alterando a potência nominal do transformador em P.U (por unidade), buscando identificar as situações reais às quais um transformador está exposto.

Em suma, o exposto revela lacunas na literatura para avaliar o envelhecimento dos transformadores, sendo necessárias pesquisas que utilizem dados que atendam às exigências da norma e que traduzam as reais condições às quais os transformadores são expostos.

### 3 METODOLOGIA

Este trabalho busca avaliar o envelhecimento de transformadores da subestação de um parque eólico do nordeste brasileiro. O fluxograma exibido na figura 9 exemplifica os passos que serão seguidos nesse trabalho: 1º) os dados de geração, temperatura ambiente e velocidade do vento são coletados em tempo real por meio de um sistema *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA) (MÜLLER et al., 2017); 2º) os dados são tratados por uma rede neural do tipo LSTM; 3º) os modelos térmicos são aplicados de acordo com as normas 3.1º (IEC, 2018) e 3.2º (IEEE, 2010); 4º) o envelhecimento do transformador é calculado de acordo com a norma (IEC, 2018); 5º) encontrar um coeficiente que relacione: 5.1º A potência nominal de um parque eólico com a perda de vida útil dos transformadores; 5.2º A perda de vida útil com a velocidade do vento, permitindo, assim, realizar o correto dimensionamento dos transformadores.

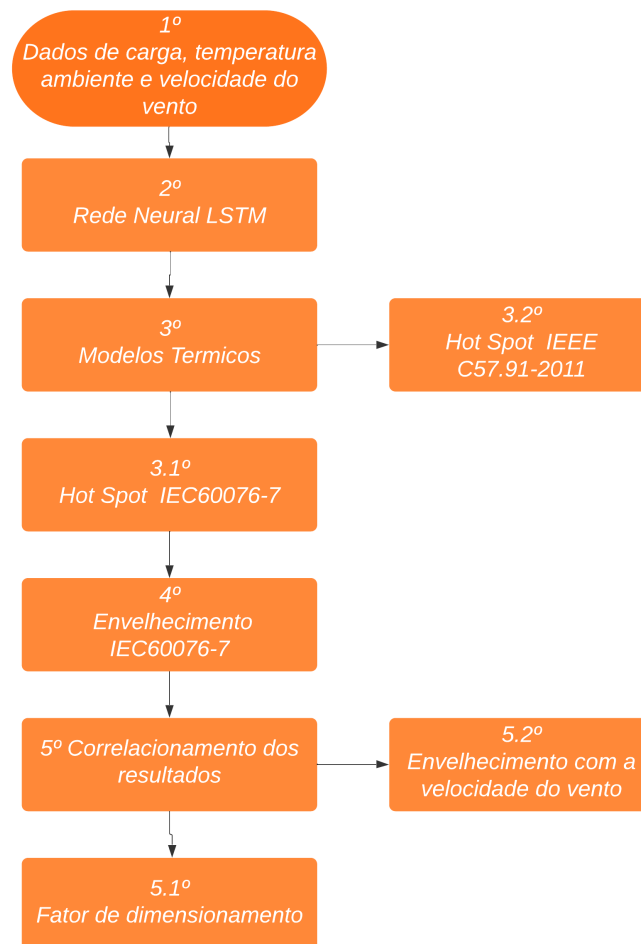


Figura 9 – Fluxograma do desenvolvimento. Fonte: Própria

### 3.1 Obtenção de dados através do sistema SCADA

A coleta de dados foi realizada em uma usina eólica de grande porte, localizada no estado do Rio Grande do Norte. A usina possui 86 aerogeradores que, juntos, somam uma potência nominal de 283,2 MVA, ligados a dois transformadores, com dois enrolamentos do tipo ONAF (Óleo natural/Ar forçado), com tensão de 34,5kV/230kV, ligados ao sistema de distribuição nacional. O transformador possui potências nominais de acordo com os estágios da ventilação forçada, em que tais estágios são controlados através de um PLC.

Os dados de entrada para os modelos térmicos (IEEE, 2010) e (IEC, 2018) usados são coletados com intervalo de um minuto entre as gravações e foram tratados por meio de um sistema SCADA, obedecendo a norma (IEC, 2018), para que o passo de tempo ( $D_t$ ), seja inferior à metade da constante de tempo ( $\tau_w$ ) do enrolamento. Os dados utilizados como entrada para os modelos térmicos são:

- Potência aplicada ao transformador, medida através de um TP (Transformador de Potencial);
- Temperatura ambiente e velocidade do vento, medida por meio de uma torre anemométrica, localizada dentro da subestação.

O sistema SCADA possui dados armazenados desde outubro de 2020, que foram utilizados para treinamento da Rede Neural, e o ano de referência para os modelos térmicos é o ano de 2021. É importante destacar que, por mais seguros e bem-preparados que sejam, os sistemas SCADA podem apresentar momentos de instabilidades como descrito por Rodrigues (2018) e Strehl (2012). A instabilidade gera intervalos nos quais os dados não são armazenados corretamente, mas esses problemas geralmente são resolvidos rapidamente. No entanto, existem situações nas quais esses intervalos podem representar dias ou semanas. Tais situações ocorreram nos intervalos apresentados na tabela 3.1 e são considerados não representativos para a análise do estudo, pois são dados não confiáveis e que podem não representar a real situação pela qual o transformador passou:

Tabela 1 – Intervalo sem dados representativos

Início	Fim	Intervalo
10/07/2021	26/07/2021	17 dias
15/09/2021	22/09/2021	8 dias
16/09/2021	09/10/2021	14 dias
12/10/2021	14/10/2021	3 dias
12/11/2021	17/11/2021	6 dias

Nestes trabalhos, os intervalos de dados faltantes serão preenchidos utilizando o método de redes neurais recorrentes, do tipo *Long Short-Term Memory* (LSTM), que apresentam resulta-



dos satisfatórios no preenchimento de dados do tipo de séries temporais, como apresentados no capítulo 3.2.1.

## 3.2 Tratamento dos dados

Segundo Osório (1999), para compreender a Inteligência Artificial é necessário distinguir dois conceitos:

- Inteligência;
- Aprendizado.

Os dois conceitos são definidos ao longo da história de diversas formas; neste estudo adota-se a definição de Clément e Larousse (1999). Os autores descrevem que inteligência pode ser definida como a “faculdade de conhecer, de aprender, de conceberam de compreender: a inteligência distingue o homem do animal” (CLÉMENT; LAROUSSE, 1999) . Através dessa definição, é possível compreender que o aprendizado é uma das características que compõem a inteligência. Em Osório (1999), tem-se a descrição do que é compreendido como as características do conceito de aprendizado, sendo elas:

- Adaptação;
- Correção;
- Otimização;
- Iteração;
- Representação.

As características citadas por Osório (1999), são os métodos que compõem a idealização do *machine learning*. E, conseqüentemente, são componentes que tentam ser replicados em máquinas através de algoritmos conhecidos como Inteligência Artificial.

### 3.2.1 Redes Neurais

Uma Rede Neural Artificial (RNA) é a tentativa de se reproduzir a estrutura do cérebro humano em um computador (SOUZA, 2014). Nessa tentativa de replicar a estrutura do cérebro humano, a estrutura mais básica que compõe a RNA é o neurônio artificial que possui a função de realizar cálculos matemáticos pré-definidos. É visto em LUDEMIR (2000) que a maioria dos modelos organizam os neurônios artificiais em camadas que, por sua vez, são interligadas por meio de um grande número de conexões. Ainda em LUDEMIR (2000), é descrito que cada conexão tem seu peso e que servem para ponderar a entrada recebida por cada neurônio da



rede. A figura 10 apresenta o modelo de um neurônio artificial, idealizado por McCulloch e Pitts (1943), onde as entradas são os dados a serem analisado pela rede e uma entrada fixa que apresenta o grau de importancia daquela camada.

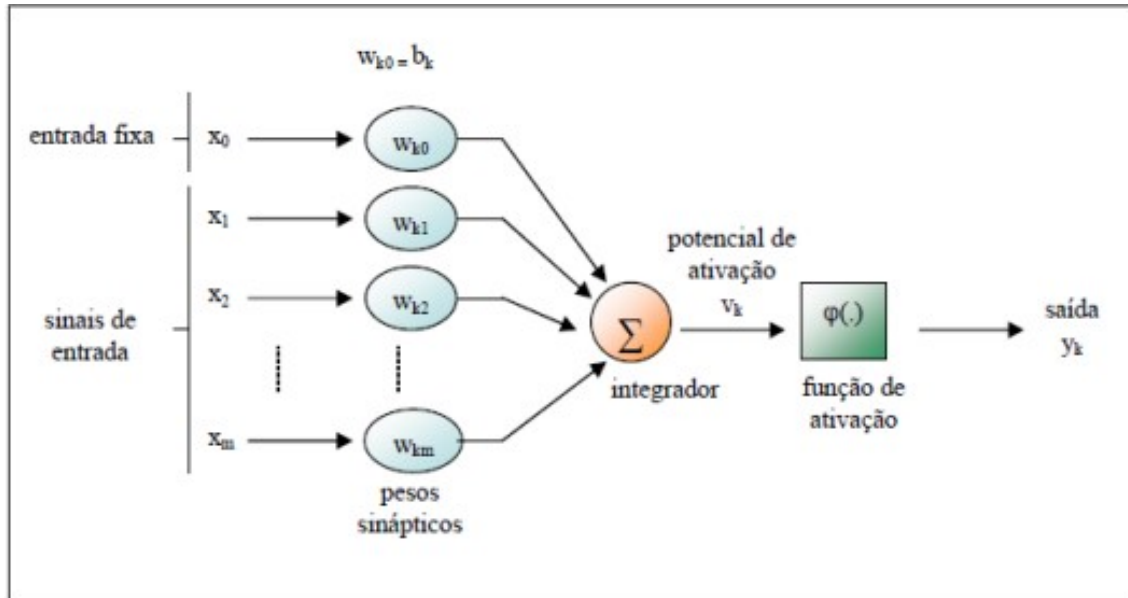


Figura 10 – Modelo de um Neurônio Artificial. Fonte: (LIMA et al.,2009).

### 3.2.2 Rede Neural Long Short-Term Memory

A inteligência artificial tem sido muito utilizada para predições de dados do tipo sequências temporais. Nas pesquisas de Muralikrishna et al. (2020) e Santos (2019), as Redes Neurais Recorrentes – *Recurrent Neural Networks* (RNN) – foram utilizadas e apresentaram resultados satisfatórios. As RNN “lembram de informações”; o que acontece em virtude de utilizarem *loops* em sua estrutura. A princípio, apesar das diferenças entre as redes neurais tradicionais e as RNN, estas últimas podem ser utilizadas como redes neurais tradicionais, uma em seguida da outra, sendo que cada etapa passa uma mensagem ao seu sucessor, como demonstra a figura 11.

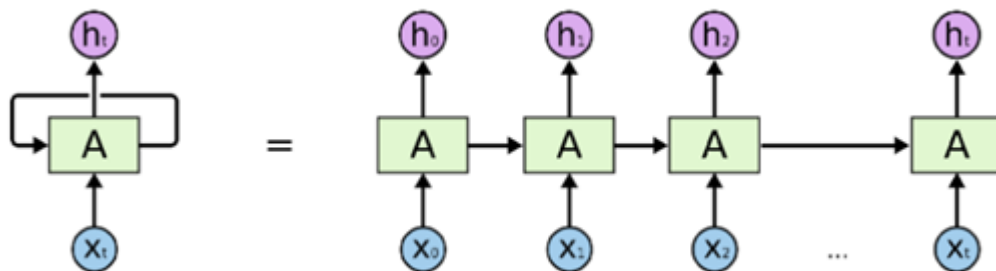


Figura 11 – RNN X Rede tradicional. Fonte: (OLAH, 2015)

Cabe destacar que, para sequências de dados muito extensas – como no caso desta pesquisa, em que o intervalo de dados coletados foi de um ano – a utilização de RNN não seria tão eficaz, como já relatado por [Junior \(2019\)](#) dado, que quanto maior a quantidade de dados, maior será a dificuldade da rede em conectar essas informações; esta situação é conhecida como gradiente de desaparecimento. As redes *Long Short-Term Memory* são um tipo especial de RNN desenvolvida [Hochreiter e Schmidhuber \(1997\)](#) e, de acordo com [Junior \(2019\)](#) e [Leite et al. \(2021\)](#), superam o gradiente de desaparecimento. As diferenças entre LSTM e as RNN convencionais ocorrem em razão das LSTM não usarem neurônios, mas sim blocos de memória que são conectados em camadas. Os blocos de memórias são mais complexos e mais inteligentes que os neurônios tradicionais, como pode ser observado na figura 12.

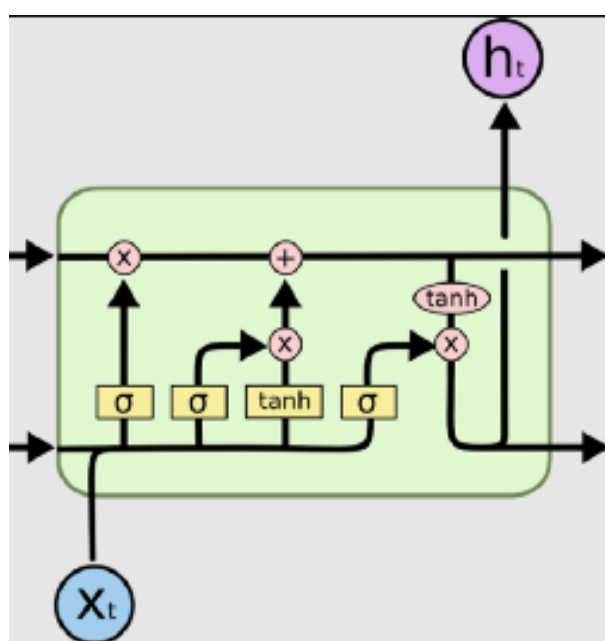


Figura 12 – Diagrama de um bloco de memória LSTM. Fonte: ([OLAH, 2015](#))

### 3.3 Envelhecimento dos transformadores

No cenário brasileiro, o dimensionamento e o cálculo da vida útil de transformadores são regulamentados pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). A norma NBR5356-7, publicada em 2017, estabelece dois critérios que inviabilizam a utilização de transformadores imersos em óleo: o primeiro é que envelhecimento não pode ser superior a 150.000 horas e o segundo diz que o transformador deve ser substituído após 35 anos, independente de sua utilização. Tem-se então que, do ponto de vista econômico, o transformador deve ser dimensionado para atingir suas 150.000 horas o mais próximo de 35 anos possível.

Para calcular o envelhecimento de transformadores submersos a óleo, devem-se utilizar os métodos de classificação dinâmica. [Lachman et al. \(2003\)](#) define esses métodos da seguinte forma: “a carga máxima que o transformador pode sustentar aceitavelmente sob carga variável

no tempo e/ou condição ambiental” (LACHMAN et al., 2003). Isso implica que o cálculo do envelhecimento do transformador seja baseado em medições em tempo real. Os estudos de Villacci et al. (2005) revelaram que o valor da temperatura do ponto mais quente – *Hottest Spot Temperature* – é mais significativo nos métodos de classificação dinâmica.

O cálculo dessa variável pode ser difícil e complexo como relatado nos trabalhos de Saha (2003); Jr, Costa e Olivas (2015). No estudo realizado por Baroni et al. (2021a), foram apresentadas as principais metodologias para calcular a temperatura HotSpot; tais métodos estão presentes nas normas internacionais IEEE C57.91-2011 (IEEE, 2010) e IEC60076-7 (IEC, 2018); a segunda norma possui equivalência com a ABNT NBR5356-7 (ABNT, 2017), publicada em 2017. Tais modelos foram aplicados nesta pesquisa, pois apresentam uma validação industrial e acadêmica reconhecida internacionalmente.

Vale ressaltar que ambas as normas apresentam metodologias distintas para o cálculo do HotSpot, porém alguns desses métodos exigem informações que são medidas apenas em ambiente controlado, enquanto um transformador é construído; sendo então esses métodos aplicáveis apenas para indústrias. Nesta pesquisa, os seguintes métodos foram adotados:

- IEEE C57.91-2011 (IEEE, 2010);
  - Clausula 7: Modelo topo do óleo.
- IEC60076-7 (IEC, 2018);
  - Método de variação contínua.

A implementação dessas metodologias, como é visto em Villacci et al. (2005), exige que as seguintes considerações sejam feitas:

1. A temperatura do óleo aumenta linearmente de baixo para cima;
2. A diferença de temperatura entre o enrolamento e o óleo é constante ao longo do enrolamento;
3. A temperatura do óleo varia de acordo com a temperatura ambiente e a temperatura do enrolamento na mesma constante de tempo;
4. Apenas o envelhecimento do isolamento do enrolamento será um fator para o cálculo de perda de vida útil e expectativa de vida do transformador.

A consideração 4 está justificada no anexo 4 da norma ABNT (2017), onde tem-se o conceito de que a degradação por ação da água, oxigênio e ácidos presentes no óleo isolante é desconsiderada se o teor de água presente no papel isolante foi inferior a 1,5% da massa total do papel isolante; fato esse que ocorre no transformador estudado neste trabalho.

### 3.3.1 Modelo Topo do Óleo (Clausula 7 – IEEE C57.91-2011)

Esse método é o mais simples dos apresentados nesta pesquisa, pois trata-se de um modelo matemático contínuo e não requer métodos iterativos. Na equação 3.1, apresentamos a equação que governa esse modelo.

$$\theta_H = \theta_a + \Delta\theta_H + \Delta\theta_{TO} \quad (3.1)$$

Nas equações 3.2 e 3.3 é apresentado como é calculada a variação de temperatura no topo do óleo ( $\Delta\theta_{TO}$ ) que é umas das variáveis presentes na equação 3.1.

$$\Delta\theta_{TO} = (\Delta\theta_{TO,u} - \Delta\theta_{TO,i}) * \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau_{TO}}}\right) + \Delta\theta_{TO,i} \quad (3.2)$$

$$\Delta\theta_{TO,U} = \Delta\theta_{TO,R} \left[ \frac{k_U^2 R + 1}{R + 1} \right]^n \quad (3.3)$$

As equações 3.4 e 3.5 apresentam como é calculada a ( $\Delta\theta_H$ ) diferença entre a temperatura no topo do óleo e a temperatura HotSpot .

$$\Delta\theta_H = (\Delta\theta_{H,u} - \Delta\theta_{H,i}) * \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau_w}}\right) + \Delta\theta_{H,i} \quad (3.4)$$

$$\Delta\theta_{H,U} = \Delta\theta_{H,R} k_U^{2m} \quad (3.5)$$

A tabela 2 traz descrições das variáveis aplicadas nesse método

Tabela 2 – Variáveis do modelo topo do óleo - IEEE C57.91-2011.

Variavel	Descrição
$\theta_H$	Temperatura no Hot Spot
$\theta_a$	Temperatura Ambiente
$\Delta\theta_H$	Diferença entre Hot Spot e temperatura do óleo
$\Delta\theta_{TO}$	Variação da temperatura no topo do óleo
$\Delta\theta_{TO,u}$	Temperatura no topo do óleo final
$\Delta\theta_{TO,i}$	Temperatura no topo do óleo inicial
$t$	Passo do tempo
$\tau_{TO}$	Constante de tempo do óleo
$\Delta\theta_{TO,R}$	Elevação da temperatura no topo do óleo em carga nominal
$k_U$	Carga aplicada final
$R$	Relação entre perdas em carga e a vazio
$\Delta\theta_{H,u}$	Diferença entre Hot Spot e temperatura do óleo final
$\Delta\theta_{H,i}$	Diferença entre Hot Spot e temperatura do óleo inicial
$\tau_w$	Constante de tempo do enrolamento
$\Delta\theta_{H,R}$	Elevação da temperatura "hot spot" do enrolamento em carga nominal
$m$	Constante de não linearidade
$n$	Constante de não linearidade

A cada variação de carga no transformador, as variáveis são calculadas novamente seguindo os passos:

- Temperatura final no topo do óleo para a nova carga;
- Variação de temperatura no topo do óleo;
- Temperatura final do HotSpot do enrolamento;
- Variação de temperatura do HotSpot do enrolamento.

É importante destacar que, para cada variação de carga, a temperatura final no topo do óleo e a temperatura final do HotSpot do enrolamento da etapa anterior é usada como condição inicial para a próxima variação. Vê-se em [Lesieutre, Hagman e Kirtley \(1997\)](#) que o modelo térmico da Cláusula 7 da norma IEEE57.91 é impreciso, devido às simplificações que são assumidas em sua concepção. Os estudos de [Lachman et al. \(2003\)](#) e [Jardini et al. \(2005\)](#) aplicam o modelo e apresentam resultados inferiores aos valores medidos. Na figura 13 percebe-se que os erros podem chegar a 16°C.

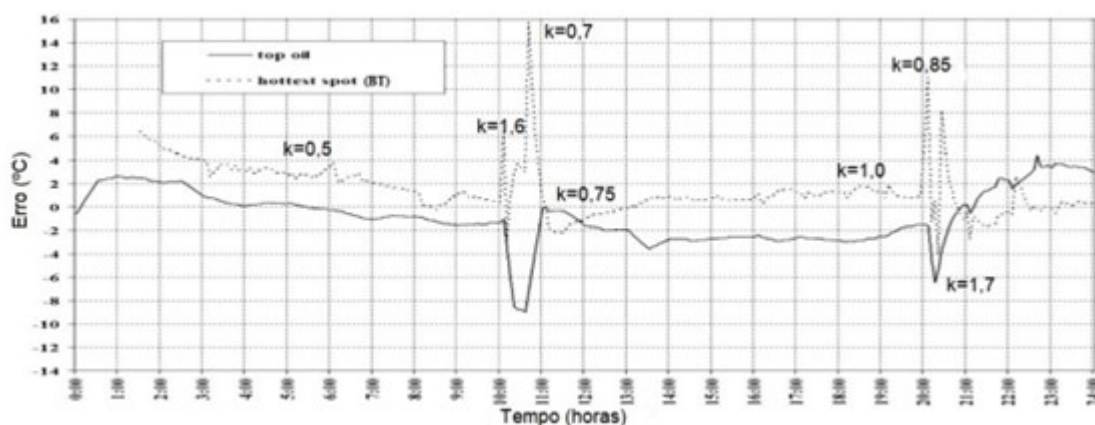


Figura 13 – Erro ao aplicar o método da norma IEEE57.91-2011. Fonte: ([JARDINI et al., 2005](#))

Outra consideração a ser feita observando a figura 13 é que o modelo da norma IEEE57.91-2011 apresenta, na maior parte do tempo, valores abaixo do esperado para a temperatura no topo do óleo e valores acima do esperado para a temperatura HotSpot.

### 3.3.2 Método da variação contínua – IEC60076-7

Este método se baseia em um diagrama simplificado da distribuição de temperatura no interior de um transformador. As variáveis básicas consideradas são: a) temperatura ambiente; b) fator de carga e c) parâmetros do transformador. O método utiliza equações diferenciais que estão presentes no diagrama de blocos da figura 14.

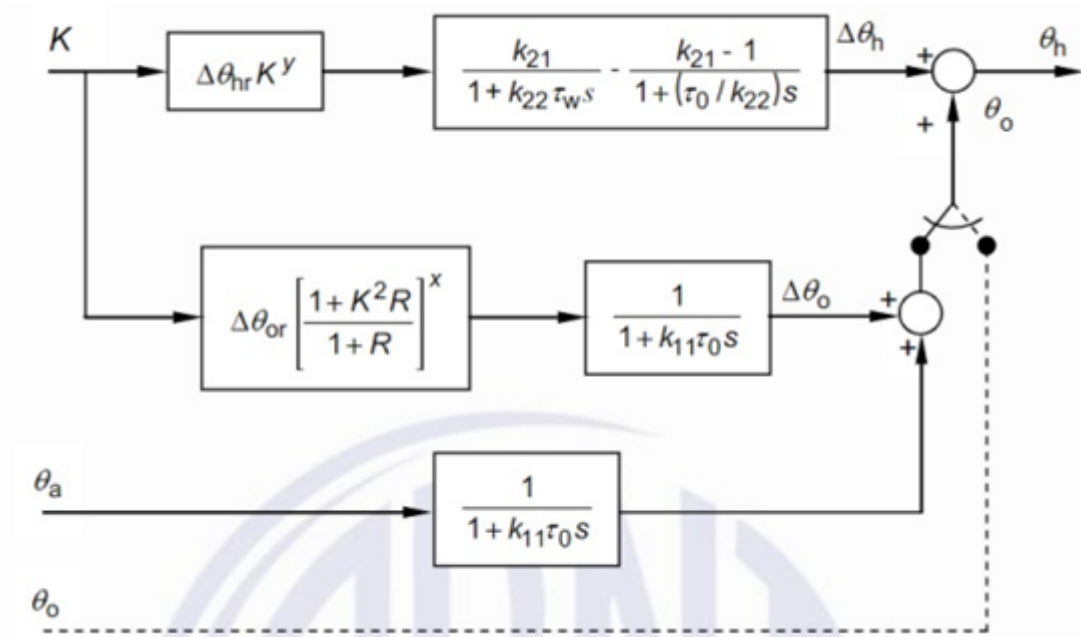


Figura 14 – Diagrama de blocos do método da variação contínua. Fonte (ABNT, 2017).

A equação 3.6 governa esse método e apresenta seus principais componentes, que permitem o cálculo da temperatura HotSpot.

$$\theta_{h(n)} = \theta_{o(n)} + \Delta\theta_{h(n)} \quad (3.6)$$

A equação 3.7 representa forma como é calculada a temperatura no topo do óleo ( $\theta_o$ ) nesse método.

$$\theta_{o(n)} = \theta_{o(n-1)} + \frac{D_t}{k_{11}\tau_o} \left[ \left[ \frac{1 + k_{(n)}^2 R}{1 + R} \right]^x * \Delta\theta_{or} - (\theta_{o(n-1)} - \theta_a) \right] \quad (3.7)$$

Já a equação 3.8 demonstra como é calculada a diferença entre a temperatura HotSpot e a temperatura no topo do óleo ( $\theta_h$ ), enquanto as equações 3.9 e 3.10 apresentam as temperaturas HotSpot em cada termo, que são utilizadas na equação 3.8.

$$\theta_{h(n)} = \theta_{o(n)} + (\Delta\theta_{h1(n)} - \Delta\theta_{h2(n)}) \quad (3.8)$$

$$\Delta\theta_{h1(n)} = \Delta\theta_{h1(n-1)} + \frac{D_t}{k_{22}\tau_w} \left[ k_{21} * \Delta\theta_{hr} k_{(n)}^y - \Delta\theta_{h1(n-1)} \right] \quad (3.9)$$

$$\Delta\theta_{h2(n)} = \Delta\theta_{h2(n-1)} + \frac{D_t}{\left(\frac{1}{k_{22}}\right)\tau_o} \left[ (k_{21} - 1) * \Delta\theta_{hr} k_{(n)}^y - \Delta\theta_{h2(n-1)} \right] \quad (3.10)$$

Para a aplicação desse método, é necessário que as condições iniciais sejam calculadas antes que a primeira iteração aconteça, ou seja, esse método necessita de dados de entradas

pré-calculados, como podemos ver na figura 14. São utilizadas, então, as equações 3.11, 3.12 e 3.13, que permitem o cálculo das condições iniciais do método. A tabela 3 apresenta as descrições das variáveis desse método.

$$\theta_{o(0)} = \left[ \frac{1 + k_{(0)}R}{1 + R} \right]^x * \Delta\theta_{or} + \theta_a \quad (3.11)$$

$$\Delta\theta_{h1(0)} = k_{21} * \Delta\theta_{or} * k_{(0)}^y \quad (3.12)$$

$$\Delta\theta_{h2(0)} = (k_{21} - 1) * \Delta\theta_{or} * k_{(0)}^y \quad (3.13)$$

Tabela 3 – Variáveis do modelo de variação contínua - IEC60076-7.

Variavel	Descrição
$\theta_h$	Temperatura Hot Spot
$\theta_o$	Temperatura no topo do óleo
$\theta_a$	Temperatura ambiente
$\Delta\theta_h$	Diferença entre Hot Spot e a temperatura no topo do óleo
$\Delta\theta_{h1}$	Diferença entre Hot Spot e a temperatura no topo do óleo no termo 1
$\Delta\theta_{h2}$	Diferença entre Hot Spot e a temperatura no topo do óleo no termo 2
$\Delta\theta_{hr}$	Diferença entre Hot Spot e a temperatura no topo do óleo em carga nominal
$\Delta\theta_{or}$	Elevação da temperatura do topo do óleo em regime permanente nas perdas nominais
$\tau_o$	Constante de tempo do óleo
$\tau_w$	Constante de tempo do enrolamento
$D_t$	Passo de tempo
$R$	Relação entre perdas em carga e a vazio
$k$	Carga aplicada
$k_{11}$	Constante do modelo térmico
$k_{21}$	Constante do modelo térmico
$k_{22}$	Constante do modelo térmico
$x$	Expoente do óleo
$y$	Expoente do enrolamento

Para cada variação na carga aplicada ao transformador, as variáveis são calculadas novamente seguindo estes passos:

- Temperatura final no topo do óleo para a nova carga;
- Variação de temperatura HotSpot no termo 1;
- Variação de temperatura HotSpot no termo 2;

A norma IEC60076-7 é considerada conservadora devido aos seguintes fatores:

- Carga aplicada nominal: resultados com boa precisão;
- Em sobrecarga: o valor medido é menor que o valor calculado;
- Baixa carga aplicada: o valor medido é menor que o valor calculado.

Essa afirmação é evidenciada na figura 15, que representa a aplicação desse modelo térmico e que está presente na própria norma ABNT (2017).

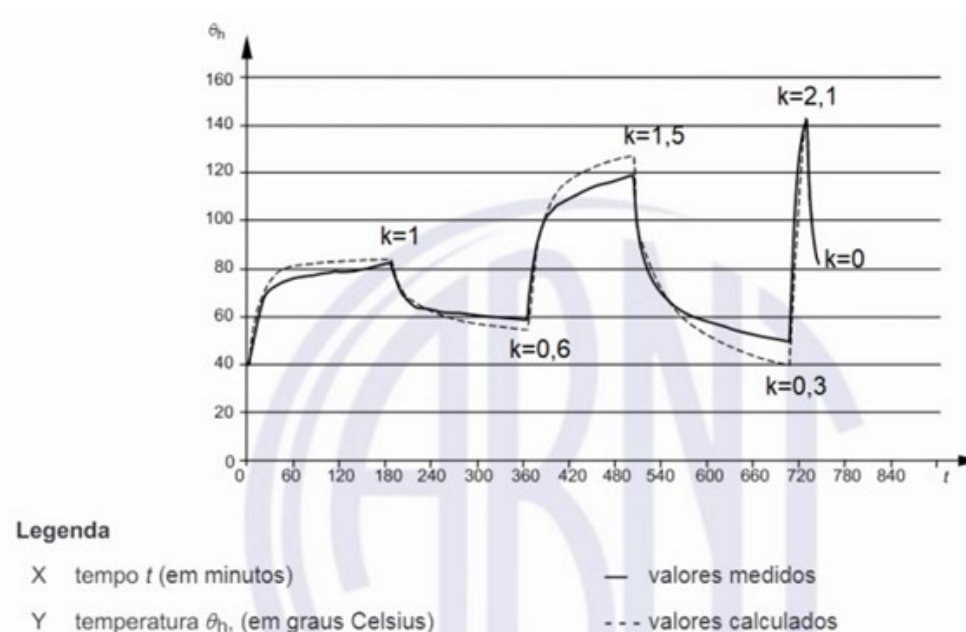


Figura 15 – Comparação das temperaturas medidas e calculadas através da norma IEC60076-7.  
Fonte: (ABNT, 2017)

### 3.4 Constantes aplicadas aos modelos para os transformadores analisados

Para que seja possível realizar os cálculos dos modelos apresentados, algumas constantes devem ser definidas de acordo com o transformador analisado. Em Agah (2011) e Abyaneh (2011), foram utilizados valores ideais que também foram aplicados aqui. Existem ainda, outros valores que são recomendados de acordo com as normas IEEE (2010) e IEC (2018) e o tipo de transformador. Na norma ABNT (2017), os transformadores são classificados de acordo com sua funcionalidade e tipo de resfriamento, conforme:

- ONAN restrito: Transformador do tipo Óleo Natural/Ar Natural localizado em ambiente fechados
- ONAN: Transformador do tipo Óleo Natural/Ar Natural localizado em ambiente abertos
- ONAF restrito: Transformador do tipo Óleo Natural/Ar Forçado localizado em ambiente fechados



- ONAF: Transformador do tipo Óleo Natural/Ar Forçado localizado em ambiente abertos
- OFAN restrito: Transformador do tipo Óleo Forçado/Ar Natural localizado em ambiente fechados
- OFAN: Transformador do tipo Óleo Forçado/Ar Natural localizado em ambiente abertos
- OFAF restrito: Transformador do tipo Óleo Forçado/Ar Forçado localizado em ambiente fechados
- OFAF: Transformador do tipo Óleo Forçado/Ar Forçado localizado em ambiente abertos
- ODAN restrito: Transformador do tipo Óleo Dirigido/Ar Natural localizado em ambiente fechados
- ODAN: Transformador do tipo Óleo Dirigido/Ar Natural localizado em ambiente abertos
- ODAF restrito: Transformador do tipo Óleo Dirigido/Ar Forçado localizado em ambiente fechados
- ODAF: Transformador do tipo Óleo Dirigido/ Ar Forçado localizado em ambiente abertos
- ODWF: Transformador do tipo Óleo Dirigido/Água Forçada
- OFWF: Transformador do tipo Óleo Forçado/Água Forçada

No presente estudo, o transformador foi do tipo ONAF e foram considerados os valores fornecidos pela norma IEC (2018). Na tabela 4, estão descritos os parâmetros da norma IEC (2018) e, na tabela 5, estão descritos os parâmetros da norma IEEE (2010):

Tabela 4 – Parâmetros utilizados na norma - IEC60076-7. Fonte: Própria

Parâmetro	Descrição	Constante
$\tau_o$	Constante de tempo do óleo	150 min
$\tau_w$	Constante de tempo do enrolamento	7 min
$D_t$	Passo de tempo	1 min
$k_{11}$	Constante do modelo térmico	0,5
$k_{21}$	Constante do modelo térmico	2
$k_{21}$	Constante do modelo térmico	2
$R$	Relação entre perdas em carga e a vazio	8
$x$	Expoente do óleo	0,8
$y$	Expoente do enrolamento	1,3
$\Delta\theta_{hr}$	Diferença entre as temperaturas do ponto mais quente e do topo do óleo em carga nominal	35 K
$\Delta\theta_{or}$	Elevação de temperatura do topo do óleo em regime permanente nas perdas nominais	45 K

Tabela 5 – Parâmetros utilizados na norma - IEEE C57.91-2011.

Parâmetro	Descrição	Constante
$\Delta\theta_{TO,R}$	Elevação da temperatura no topo do óleo, em carga nominal	45K
$\Delta\theta_{H,R}$	Elevação da temperatura "hot spot" do enrolamento, em carga nominal	35K
$R$	Relação entre perdas em carga e a vazio	8
$\tau_{TO}$	Constante de tempo do óleo	2,5 horas
$\tau_w$	Constante de tempo do enrolamento	0,116 horas
$t$	Passo de tempo	0,016 horas
$m$	Coefficiente de não linearidade	0,8
$n$	Coefficiente de não linearidade	0,9

### 3.5 Cálculo da perda de vida útil

Os modelos térmicos apresentados nas normas [IEEE \(2010\)](#) e [IEC \(2018\)](#) permitem calcular a temperatura HotSpot para as cargas aplicadas ao longo de um intervalo de tempo. Como se vê em [Villacci et al. \(2005\)](#), esse é o fator mais relevante para calcular a degradação do isolamento térmico do enrolamento de transformadores imersos a óleo; além disso, cada norma apresenta também uma metodologia para calcular o valor de perda de vida útil.

#### 3.5.1 IEEE C57.91-2011

O cálculo da perda de vida útil para norma IEEE C57.91-2011 está descrito nas equações 3.14, 3.15 e 3.16. E, na tabela 6, têm-se as descrições das suas variáveis.

$$F_{AA} = e^{\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\theta_H + 273}} \quad (3.14)$$

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA_n} * \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t} \quad (3.15)$$

$$LOL(\%) = \frac{F_{EQA} * t * 100}{Vida\ Util\ do\ Isolamento} \quad (3.16)$$

Tabela 6 – Variáveis de perda de vida útil da norma IEEE.

Variavel	Descrição
$\theta_H$	Temperatura Hot Spot
$\Delta t_n$	Passo do tempo
$F_{AA}$	Fator de aceleração do envelhecimento
$F_{EQA}$	Fator de envelhecimento equivalente
$LOL(\%)$	Perda de vida útil em porcentagem

### 3.5.2 IEC60076-7

O cálculo da perda de vida útil para norma IEC60076-7 segue as equações 3.17 e 3.18; e, na tabela 7, têm-se as descrições das suas variáveis.

$$V_{(n)} = e^{\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\theta_h + 273}} \quad (3.17)$$

$$LOL_{(n)} = L_{(n-1)} + V_{(n)} * D_t \quad (3.18)$$

Tabela 7 – Variáveis de perda de vida útil da norma IEC.

Variavel	Descrição
$V$	Taxa de envelhecimento
$\theta_h$	Temperatura Hot Spot
$LOL$	Envelhecimento

Para o cálculo desse valor, a presente pesquisa propôs um coeficiente que relaciona a potência do parque eólico com a potência do transformador da subestação, para que o transformador envelheça 150.000 horas em 35 anos, minimizando os custos de implantação, operação e manutenção.

### 3.6 Considerações Finais

Este capítulo apresentou as duas principais normas internacionais para o cálculo do envelhecimento de transformadores. O modelo topo do óleo da norma IEEE57.91-2011(IEEE, 2010) apresenta resultados imprecisos, que podem gerar uma diferença de até 16°C entre os valores reais e os valores medidos. O modelo da variação contínua da norma IEC60076-7 (IEC, 2018) possui equivalência com a norma (ABNT, 2017) e é aplicado no Brasil, porém é considerado conservador por alguns autores. Esse estudo utiliza as duas normas para o cálculo da temperatura HotSpot buscando correlacionar os resultados com a velocidade do vento, porém apenas a norma IEC60076-7 será utilizada para calcular o envelhecimento, por apresentar equivalência no Brasil.

## 4 DESENVOLVIMENTO

Neste capítulo, serão apresentadas as características e as atividades realizadas durante o desenvolvimento da pesquisa, com o intuito de apresentar as características e peculiaridades da área de pesquisa; os métodos e materiais utilizados para a coleta de dados; os algoritmos desenvolvidos para realização dos cálculos e as análises necessárias.

### 4.1 Subestação analisada

Na presente pesquisa, foi realizada uma parceria com uma empresa multinacional que atua no setor de geração de energia eólica. Essa empresa de geração possui complexos eólicos espalhados por todo o Brasil, tendo maior destaque de atuação no Nordeste. A subestação analisada está localizada no estado do Rio Grande do Norte. Tal subestação foi escolhida por possuir dados armazenados superiores a um ano de operação comercial, pela sua estabilidade de operação. Por apresentar um barramento com dois transformadores, possibilita utilizar os mesmos dados de temperatura ambiente e velocidade do vento para ambos os transformadores, reduzindo a complexidade da análise e que possibilita a replicação da pesquisa em um segundo transformador. Na figura 16 tem-se um unifilar operativo resumido da subestação.

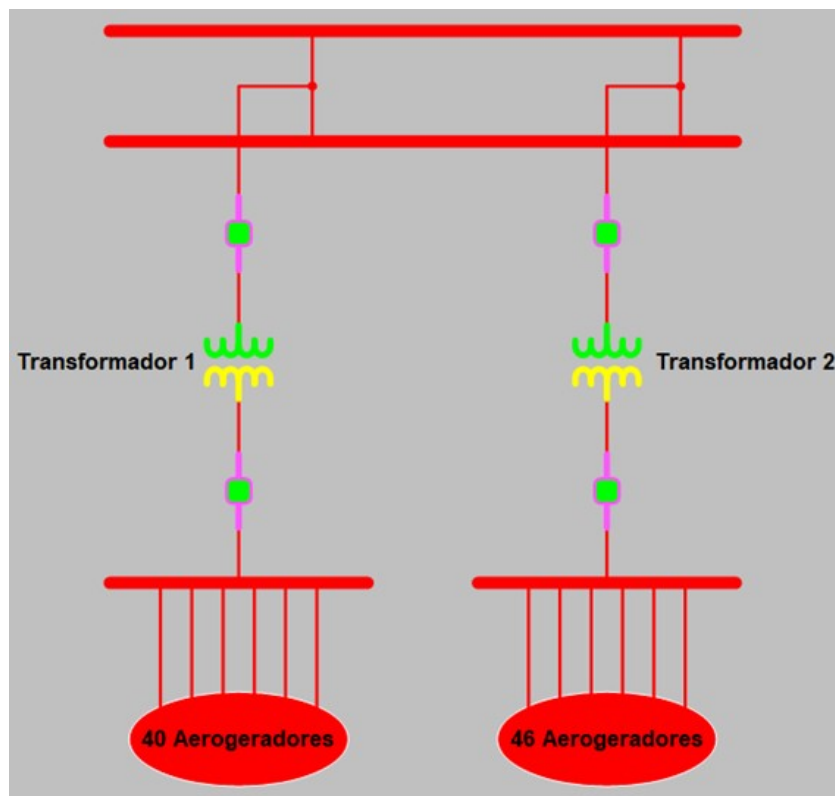


Figura 16 – Estrutura operativa simplificada da subestação analisada. Fonte: Própria

#### 4.1.1 Coleta de dados

Para a aplicação dos métodos matemáticos apresentados nas normas, os seguintes dados de entrada fazem-se necessários:

- Potência aparente aplicada ao transformador;
- Potência aparente nominal do transformador;
- Temperatura ambiente;
- Ativação dos estágios da ventilação forçada do transformador.

Como um dos objetivos deste estudo é correlacionar a perda de vida útil com a velocidade do vento, esse dado também foi coletado. A disponibilidade dos dados começou em outubro de 2020 e os dados de carga aplicada aos transformadores foram coletados através de sensores TP's e TC's antes e depois dos transformadores; já os dados de temperatura ambiente e velocidade do vento foram coletados através de torres anemométricas presentes em campo. Os dados foram unificados através de um sistema SCADA com intervalos de tempo de 1 minuto.

#### 4.1.2 Preparação dos dados pela IA

O intervalo de tempo analisado refere-se ao ano de 2021. Para tal período de dados, existem 5 intervalos de tempo superiores a 1 dia, em que os dados coletados apresentam baixa qualidade; isso pode ocorrer por diversos motivos em um sistema SCADA. Como os intervalos são grandes, os métodos de interpolação podem não transcrever a realidade. Nesta pesquisa, a solução encontrada para preencher esses intervalos de dados problemáticos foi a aplicação de uma rede neural LSTM. Para aplicação dessa rede neural, foi utilizada a linguagem de programação Python, pois ela possui bibliotecas que facilitam a aplicação de redes neurais dos mais diversos tipos. A biblioteca escolhida foi a TensorFlow (PANG; NIJKAMP; WU, 2020), que possibilita a utilização da Application Programming Interface (API) Keras (GULLI; KAPOOR; PAL, 2019), que é utilizada por diversas empresas – como é visto em Ribeiro e Quimarães (2018).

##### 4.1.2.1 TensorFlow e Keras

Como definido em Ribeiro e Quimarães (2018), a biblioteca TensorFlow é um código aberto desenvolvido pela Google Brain para pesquisa de redes neurais profundas, que se destaca pelo seu desempenho devido à aplicação de um poderoso compilador de álgebra linear. Entretanto, seu maior benefício deve-se ao fato de a biblioteca conseguir abstrair das mãos do desenvolvedor os detalhes complexos relacionados à aplicação de uma rede neural, deixando o desenvolvedor concentrar-se mais na lógica geral da aplicação. Para que seja possível aplicar a biblioteca TensorFlow em Python, é utilizada a API Keras *Deeplarning Machiene* (GULLI; PAL, 2017), que possibilita funções pré-programadas que contêm toda a lógica de diversas redes neurais.

### 4.1.3 Modelos térmicos

O subtópico 3.3 mostra que a variação da temperatura HotSpot é o principal fator que causa o envelhecimento de um transformador submerso em óleo. Nesta pesquisa, o cálculo da temperatura HotSpot se deu pelos métodos da Clausula 7 – Modelo topo do óleo – da norma IEEE C57.91-2011 (IEEE, 2010) e pelo método de variação contínua da norma IEC60076-7 (IEC, 2018); tais métodos foram selecionados por possibilitarem uma análise crítica da situação e por necessitarem de dados relativamente simples de serem coletados. Os modelos térmicos aplicados funcionam através de iterações entre equações matemáticas, e a quantidade de iterações a serem realizadas depende do período que será estudado e do intervalo de tempo entre os dados coletados.

#### 4.1.3.1 HotSpot IEEE

A variação da temperatura HotSpot pode ser calculada através do modelo topo do óleo da norma IEEE C57.91-2011 (IEEE, 2010). As equações do subtópico 3.3.1 demonstram matematicamente as etapas a serem realizadas a cada iteração.

Através do código aberto presente no algoritmo 1, são apresentadas as etapas de funcionamento do código desenvolvido no MATLAB. Como é possível observar, no algoritmo 1: a etapa inicial do código é o Input, onde são importados os arquivos que contêm os dados pelo MATLAB; são informados também os valores das constantes utilizadas pelo cálculo – que foram apresentadas na tabela 5. Na segunda etapa do código, é realizado o cálculo da carga aplicada em p.u ao transformador de acordo com os estágio de ventilação forçada. Em seguida, são realizadas as iterações para cada intervalo de dados, em que são aplicadas as equações do subtópico 3.3.1.

---

**Algorithm 1** Modelo da norma IEEE57.91-2011
 

---

**Start****Input:**

Potência

Temperatura Ambiente

Velocidade do Vento

Estágios da Ventilação Forçada

Constantes da norma definidas na Tabela 5

**for cada minuto do**  **if** *Ventilação* = 0 **then**    |  $k = potencia/90$   **else if** *Ventilação* = 1 **then**    |  $k = potencia/120$   **else**    |  $k = potencia/150$   **end****end****for cada minuto do**

| Cálculo da temperatura hotspot de acordo com subseção 3.3.1

**end**


---

## 4.1.3.2 HotSpot e Envelhecimento IEC

A variação da temperatura HotSpot pode ser calculada através do método da variação contínua da norma IEC60076-7 (IEC, 2018). As equações do subtópico 3.3.2 demonstram matematicamente as etapas a serem realizadas a cada iteração. Através do código aberto presente no algoritmo 2, são apresentadas as etapas de funcionamento do código desenvolvido no MATLAB. Como visto no algoritmo 2: a etapa inicial do código é o Input, onde são importados os arquivos que contêm os dados pelo MATLAB; são informados também os valores das constantes utilizadas pelo cálculo – elas foram apresentadas na tabela 4; em seguida, são calculadas as condições iniciais presentes nas equações do subtópico 3.3.2; na próxima etapa do código, é realizado o cálculo da carga aplicada em P.U ao transformador de acordo com os estágio de ventilação forçada; após isso, são realizadas as iterações que buscam calcular a temperatura HotSpot para cada intervalo de dados – as equações aplicadas nesta etapa são representadas no subtópico 3.3.2; na etapa seguinte, é o envelhecimento, para cada variação da temperatura HotSpot, através das equações apresentadas no subtópico 3.5.2.

---

**Algorithm 2** Modelo da norma IEC60076-7

---

**Start****Input:**

Potência

Temperatura Ambiente

Velocidade do Vento

Estágios da Ventilação Forçada

Constantes da norma definidas na Tabela 4

Equações das condições iniciais apresentadas na subseção 3.3.2

**for** *cada minuto* **do**    **if** *Ventilação = 0* **then**        |  $k = potencia/90$     **else if** *Ventilação = 1* **then**        |  $k = potencia/120$     **else**        |  $k = potencia/150$     **end****end****for** *cada minuto* **do**

| Cálculo da temperatura hotspot de acordo com subseção 3.3.2

**end****for** *cada minuto* **do**

| Cálculo do envelhecimento de acordo com subseção 3.3.2

**end**

---

## 4.1.4 Fator de dimensionamento

O algoritmo 3 apresenta um código aberto, que demonstra as etapas realizadas para calcular a potência nominal ideal para que os transformadores analisados tenham uma vida útil próxima de 35 anos – o código utiliza o modelo apresentado na norma IEC60076-7 (IEC, 2018), pois a norma possui equivalência com a ABNT (2017).



---

**Algorithm 3** Fator de Dimensionamento

---

**Start****Input:**

Potência

Temperatura Ambiente

Velocidade do Vento

Estágios da Ventilação Forçada

Constantes da norma definidas na Tabela 4

Equações das condições iniciais apresentadas na subseção 3.3.2

 $PotenciaSugerida = 90$ **while** *Loss of Life* < 35 anos **do**    **for** *cada minuto* **do**        |  $k = potencia / PotenciaSugerida$     **end**    **for** *cada minuto* **do**

| Cálculo da temperatura hotspot de acordo com subseção 3.3.2

**end**    **for** *cada minuto* **do**

| Cálculo do envelhecimento de acordo com subseção 3.3.2

**end**         $PotenciaSugerida = PotenciaSugerida + 0.5$ **end**

---

## 5 RESULTADOS

Os resultados obtidos são apresentados de acordo com a seguinte ordem: primeiro são analisados os resultados obtidos pela rede neural LSTM, para o preenchimento de intervalos sem dados armazenados; em seguida, uma análise dos resultados obtidos pelos modelos térmicos aplicados ao transformador 1 é relacionada à velocidade do vento; após isso, é apresentada a vida útil calculada para o transformador 1; em seguida, é feita uma análise do transformador 2; é, então, comparada a ativação da ventilação entre os transformadores; posteriormente, são apresentados os resultados obtidos pelos modelos térmicos aplicados no transformador 2; logo, são relacionados esses dados com a velocidade do vento; e, por último, é apresentado o coeficiente de dimensionamento de transformadores para usinas eólicas

### 5.1 Rede Neural LSTM

Para o treinamento da rede neural são utilizados dados a partir do mês de outubro de 2020 até a data dos intervalos da tabela 3.1. No modelo, sempre que o algoritmo preenche um intervalo de dados faltantes, ele continua seu aprendizado quando os dados retornam e novamente continua aprendendo até o próximo intervalo de dados faltantes.

Como o maior intervalo de dados faltantes foi de 17 dias, para que não houvesse problemas de confiabilidade no cálculo do RMS, optou-se por realizar os testes de confiabilidade considerando os dados dos 17 dias anteriores ao primeiro intervalo de dados faltantes.

As figuras 17, 18 e 19 mostram a comparação gráfica dos valores reais que foram coletados e dos obtidos pela predição.

Nas figuras 17, 18 e 19, os gráficos na cor laranja representam os valores gerados pelo algoritmo LSTM, enquanto os gráficos na cor azul representa os valores reais. Verifica-se que para a potência aparente e temperatura ambiente os formatos são muito similares, sendo que os valores gerados pela Rede Neural praticamente sobrepõem os valores reais.

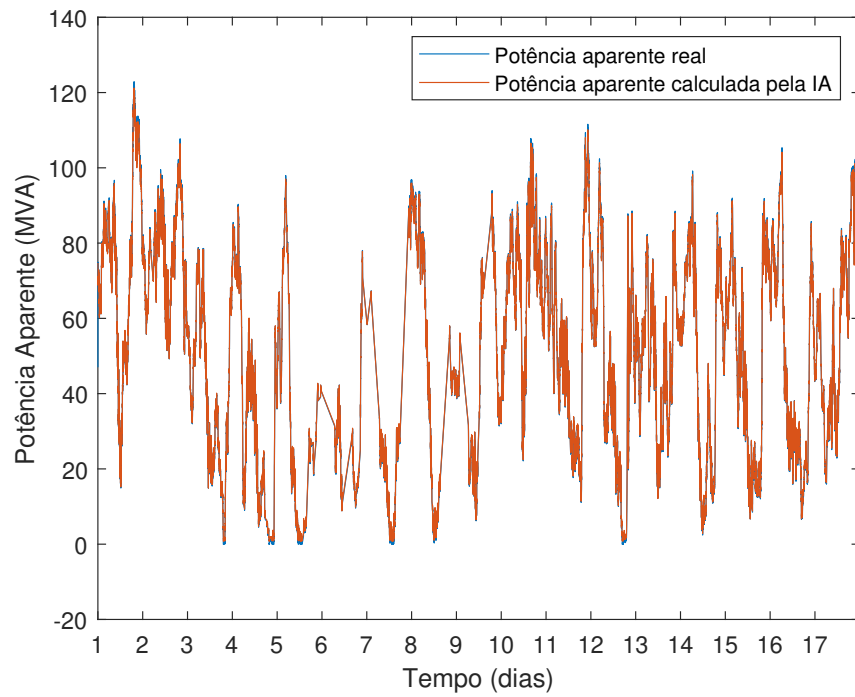


Figura 17 – Dados reais x Predição da rede neural LSTM para potência aparente. Fonte: Própria

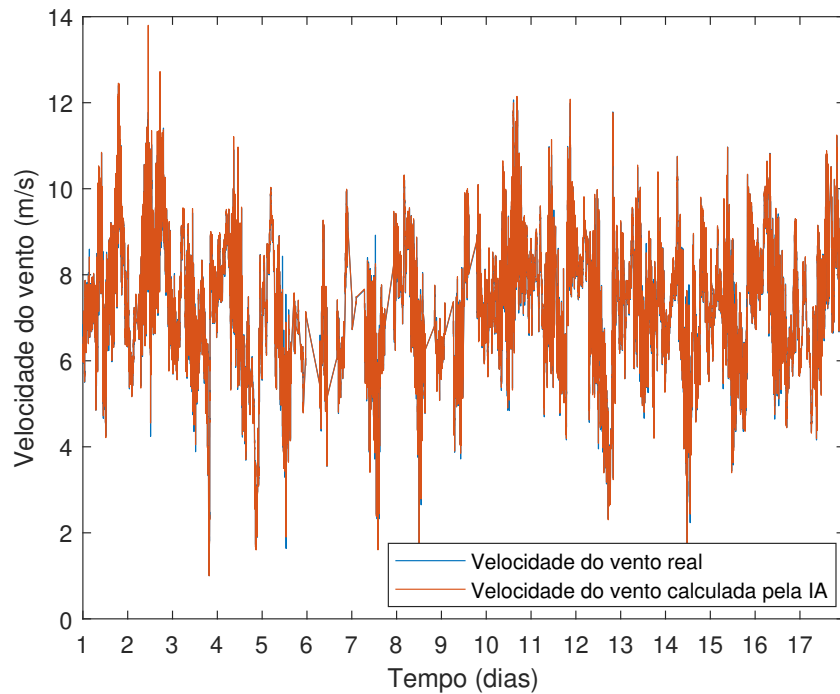


Figura 18 – Dados reais x Predição da rede neural LSTM para velocidade do vento. Fonte: Própria

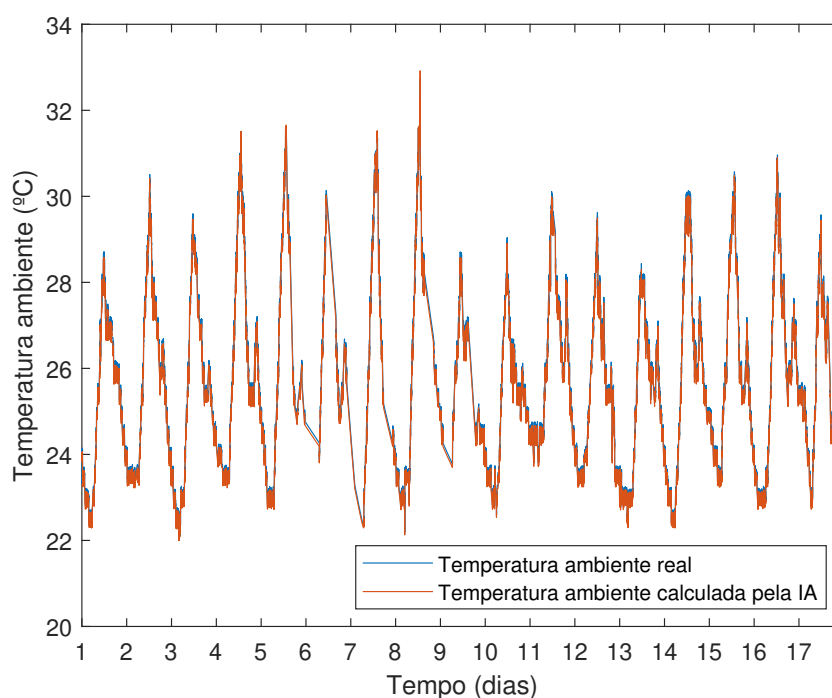


Figura 19 – Dados reais x Predição da rede neural LSTM para temperatura ambiente. Fonte: Própria

A seguir, observam-se os RMSE para cada uma das informações:

$$RMSE_{Potencia\ Aparente} = 1,89$$

$$RMSE_{Velocidade\ do\ Vento} = 0,85$$

$$RMSE_{Temperatura\ Ambiente} = 0,16$$

No que se refere à velocidade do vento, tem-se que o RMSE é de 0,85 – um valor considerado baixo. É importante destacar que os gráficos têm uma diferença visual, isso ocorre pelo fato da variação da velocidade do vento ser muito pequena, fato que dificulta a predição de pontos acentuados nos gráficos.

## 5.2 Transformador 1

O transformador 1 é um transformador trifásico do tipo ONAF (Óleo Natural/ Ar Forçado), que tem o enrolamento de baixa de 34,5 kV e o enrolamento da alta de 230 kV, ligado a 40 aerogeradores com potência nominal de 124,183 MVA. O transformador tem sua potência nominal variável devido à ativação dos seus estágios de ventilação forçada. A potência nominal, bem como as características de ativação da ventilação forçada, são apresentados na tabela 8.

Tabela 8 – Potência nominal para o transformador 1, de acordo com os estágios da ventilação forçada. Fonte: Própria

Estágios da ventilação forçada	Potência nominal
Sem ventilação forçada	90MVA
1º Estágio da ventilação forçada	120MVA
2º Estágio da ventilação forçada	150MVA

### 5.2.1 Ventilação forçada

A ventilação forçada é controlada através de um PLC fornecido pela empresa que constrói o transformador; suas configurações de ativação também são fornecidas pela mesma empresa, seguindo as condições de ativação apresentadas na tabela 9.

Tabela 9 – Condições de ativação da ventilação forçada para o transformador 1. Fonte: Própria

Estágios da ventilação forçada	Temperatura do óleo
1º Estágio da ventilação forçada	85°C
2º Estágio da ventilação forçada	95°C

Para essa pesquisa foi analisado um transformador do tipo ONAF, que possui dois estágios de ventilação forçada que quando ativos alteram momentaneamente o valor da potência aparente nominal.

### 5.2.2 Aplicação dos modelos térmicos

A primeira etapa realizada para a aplicação dos modelos térmicos citados nas normas IEC (2018) e IEEE (2010) é o cálculo da carga aplicada ao transformador em p.u (por unidade). Esse dado é encontrado dividindo a potência aparente aplicada pela potência aparente nominal, fazendo com que, se a potência aplicada for a mesma da nominal, o resultado em p.u seja igual a 1.

Para esta pesquisa, foi analisado um transformador do tipo ONAF, que possui dois estágios de ventilação forçada que, quando ativos, alteram momentaneamente o valor da potência aparente nominal do transformador. Em seguida são aplicados os modelos térmicos apresentados nas normas IEC (2018) e IEEE (2010) e as temperaturas HotSpot são calculadas no intervalo de 1 minuto para cada iteração. São escolhidos de forma aleatória três dias do ano, em que cada dia representa um estágio de ativação da ventilação forçada – representados nas figuras 20, 21 e 22. Nelas foi identificado que a velocidade do vento é um fator que influencia na temperatura HotSpot.

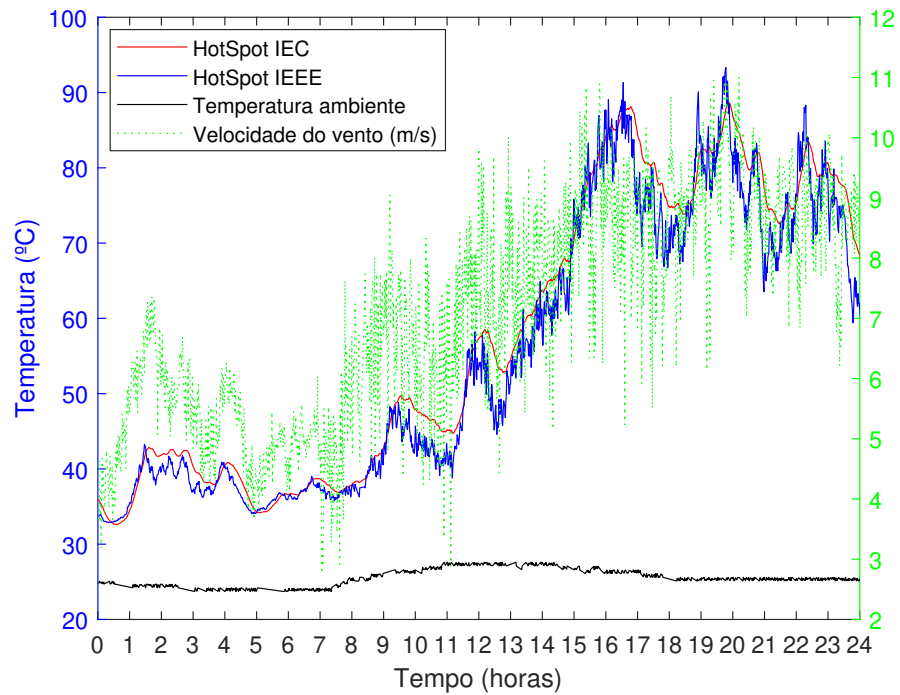


Figura 20 – Relação da temperatura "Hot Spot" com a velocidade do vento, dia aleatório sem ventilação forçada para o transformador 1. Fonte: Própria.

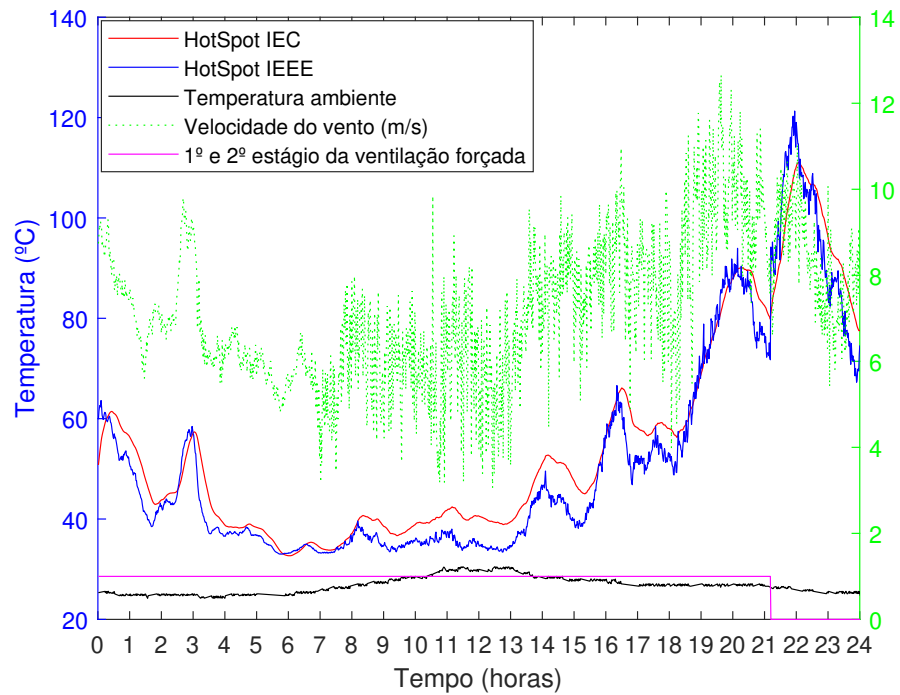


Figura 21 – Relação da temperatura "Hot Spot" com a velocidade do vento, dia aleatório com 1º estágio da ventilação forçada para o transformador 1. Fonte: Própria.

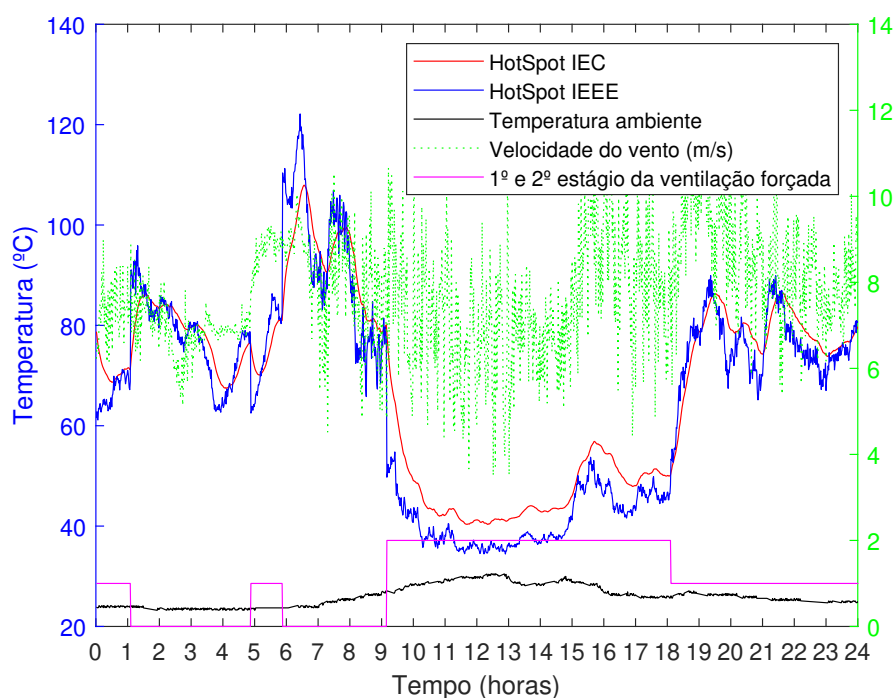


Figura 22 – Relação da temperatura "Hot Spot" com a velocidade do vento, dia aleatório com 2º estágio da ventilação forçada para o transformador 1. Fonte: Própria

Pode-se ver através das figuras 21 e 22 que a ativação da ventilação forçada influencia drasticamente no comportamento da temperatura HotSpot. Vê-se também que, através da figura 21, às 21 horas, quando o 1º estágio da ventilação é desativado, ocorre um aumento imediato na temperatura. O oposto também é válido, como demonstra a figura 22, quando o 2º estágio da ventilação forçada é ativado por volta das 9 horas. A figura 22 também apresenta temperaturas altas para esse transformador próximas aos 130°C, porém de acordo com o subtópico 5.3 da norma ABNT (2017), em momentos de sobrecarga – como o apresentado na figura (ABNT, 2017) –, a temperatura HotSpot não deve ultrapassar os 140°C, evitando a geração de bolhas de gás, que podem causar a redução da suportabilidade dielétrica do óleo.

### 5.2.3 Cálculo da vida útil

Com a aplicação das normas, também são encontradas as seguintes variáveis ( $FEQA$ ), que representam o fator de aceleração do envelhecimento equivalente na norma IEEE (2010) e ( $V$ ) representa a taxa de envelhecimento para papel termoestabilizado. Na norma IEC (2018), ambas são utilizadas para calcular a vida útil do transformador. Neste estudo, foi utilizada a vida útil da norma IEC (2018), por tratar melhor os picos de variação da velocidade do vento e por ter correspondência com a norma ABNT (2017), como pode ser visto nas figuras 20, 21 e 22.

Outro fator analisado foi a perda de vida útil – *Loss of Life* (LOL) – da norma IEC (2018) em horas, cujo resultado é apresentado na figura 23.

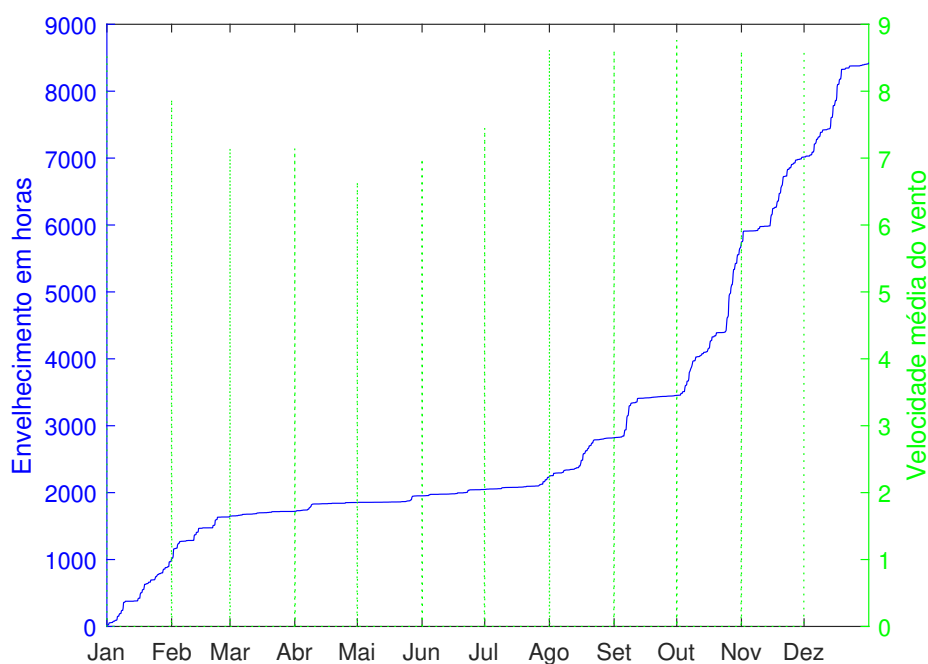


Figura 23 – Perca de vida útil em horas pela norma IEC60076-7 para o transformador 1. Fonte: Própria

Através da equação 5.1, é possível calcular o envelhecimento do ano estudado – 2021 – em porcentagem.

$$LOL(\%) = \frac{LOL_{(n)} * 100}{150000} \quad (5.1)$$

Os dados do estudo mostram que o transformador envelhece 8.426 horas, o que equivale a 5,6174% da sua vida útil ao ano, fazendo com que ele atinja as 150.000 horas em 17,8 anos, fato que revela que esse transformador está subdimensionado para a sua aplicação. Outro fator interessante de se analisar é que a velocidade média do vento acompanha o grau de inclinação da curvas das horas de envelhecimento. Um dos fatores que justifica a vida útil do transformador ser tão curta são as altas temperaturas encontradas – como a figura 22 demonstra – pois quando a temperatura HotSpot ultrapassa os 110°C, o fator de envelhecimento é maior que 1. Em temperaturas HotSpot de 130 graus, o fator de aceleração aumenta cerca de 10 vezes, como descrito na seção 5.2 da norma IEEE (2010), isso também é justificado pela natureza exponencial da equação 3.17. Outro fator que deve ser considerado para justificar essa baixa vida útil do transformador é ativação de suas ventilações forçadas estarem mal configurada ou com problema. Por isso, vê-se necessária a análise de outro transformador próximo para enriquecer os resultados, como na mesma subestação existia um outro transformador com características similares o mesmo foi escolhido para ser analisado.



### 5.3 Transformador 2

O transformador 2 é um transformador também do tipo Óleo Natural/ Ar Forçado (ONAF) trifásico, em que há o enrolamento da baixa de 34,5kV e o enrolamento da alta de 230kV, ligado a 46 aerogeradores com potência nominal de 126,3 MVA. O transformador tem sua potência nominal variável devido à ativação dos seus estágios de ventilação forçada. A potência nominal, bem como as características de ativação da ventilação forçada, são apresentadas na tabela 10:

Tabela 10 – Potência nominal para o transformador 2, de acordo com os estágios da ventilação forçada. Fonte: Própria

Estágios da ventilação forçada	Potência nominal
Sem ventilação forçada	90MVA
1º Estágio da ventilação forçada	120MVA
2º Estágio da ventilação forçada	150MVA

#### 5.3.1 Ventilação forçada

A ventilação forçada desse transformador também é controlada através de um PLC, fornecido pela empresa que fabrica o transformador. Suas configurações de ativação também são fornecidas pela empresa que o construiu, seguindo as condições de ativação apresentadas na tabela 11:

Tabela 11 – Condições de ativação da ventilação forçada para o transformador 2. Fonte: Própria

Estágios da ventilação forçada	Temperatura do óleo
1º Estágio da ventilação forçada	65°C
2º Estágio da ventilação forçada	75°C

#### 5.3.2 Aplicação dos modelos térmicos

Em seguida, são aplicados os modelos térmicos apresentados nas normas IEC (2018) e IEEE (2010) e as temperaturas HotSpot, que são calculadas com intervalo de 1 minuto para cada iteração. São escolhidos de forma aleatória três dias do ano, onde cada dia representa um estágio de ativação da ventilação forçada – representados nas figuras 24, 25 e 26 –, seguindo a mesma estrutura de apresentação dos resultados do transformador 1. Nelas também foi identificado que a velocidade do vento é um fator que influencia na temperatura HotSpot.

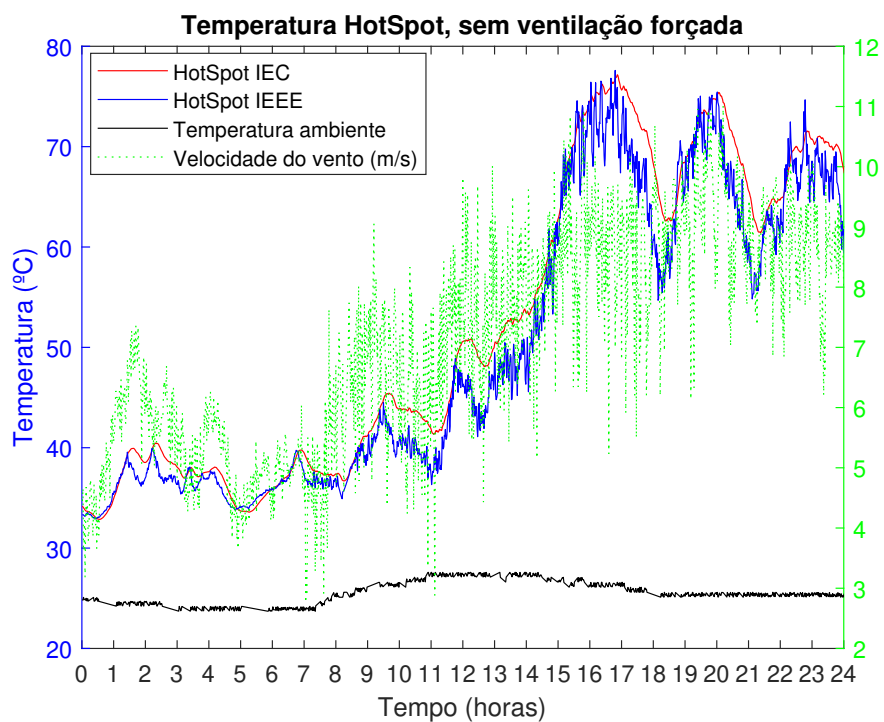


Figura 24 – Relação da temperatura "Hot Spot" com a velocidade do vento, dia aleatório sem ventilação forçada para o transformador 2. Fonte: Própria.

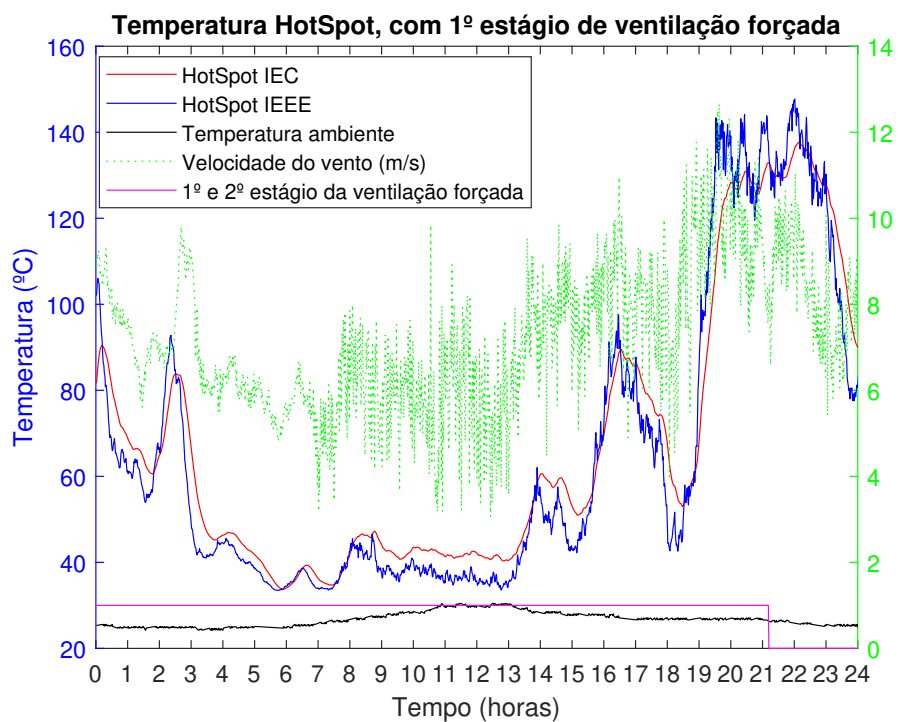


Figura 25 – Relação da temperatura "Hot Spot" com a velocidade do vento, dia aleatório com 1º estágio da ventilação forçada para o transformador 2. Fonte: Própria.

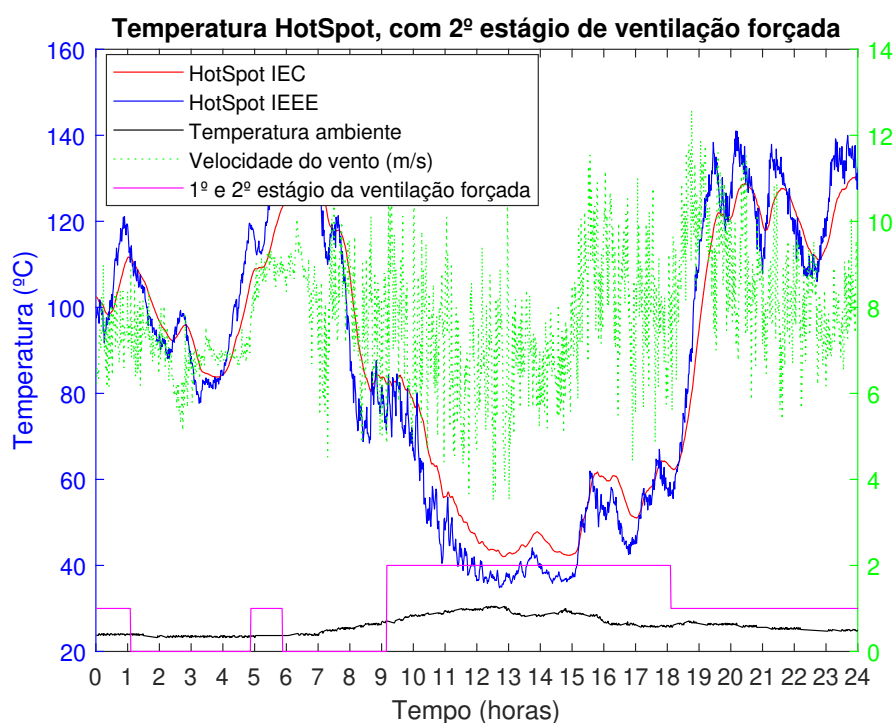


Figura 26 – Relação da temperatura "Hot Spot" com a velocidade do vento, dia aleatório com 2º estágio da ventilação forçada para o transformador 2. Fonte: Própria

Pode-se ver, através das figuras 25 e 26, que a ativação da ventilação forçada influencia drasticamente no comportamento da temperatura HotSpot da mesma forma como acontece no transformador 1. Como as figuras 26 e 22 representam as ativações das ventilações forçadas no mesmo dia, a maior diferenciação entre os transformadores acontece entre as 4 e as 7 horas, momento no qual a temperatura sobe rapidamente, chegando a aproximadamente 140°C no transformador 2, enquanto que no mesmo horário a temperatura do transformador 1 estabiliza em 130°C. Durante o restante do dia, elas apresentam curvas de temperaturas muito parecidas confirmando, assim, que os transformadores estão expostos a mesmas condições de operação.

### 5.3.3 Cálculo da vida útil

Através da figura 27, pode-se ver que ambos os transformadores apresentam a mesma tendência de envelhecimento, porém o transformador 2 envelhece menos que o transformador 1, dado que a temperatura de ativação da ventilação forçada do transformador 1 é maior que do transformador 2, o que comprova que esse fato é um fator determinístico no envelhecimento do transformador

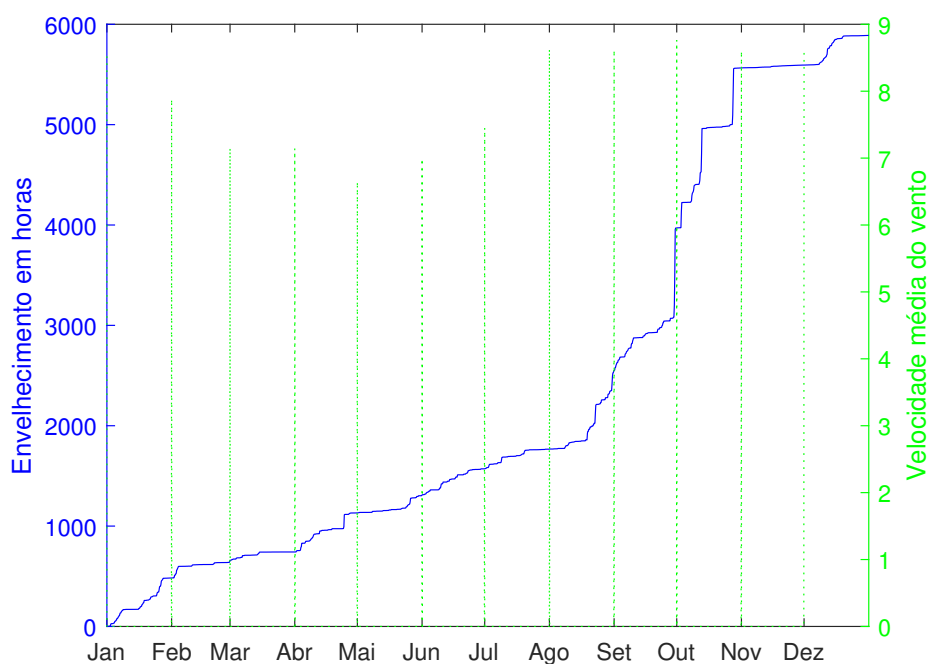


Figura 27 – Perca de vida útil em horas pela norma IEC60076-7 para o transformador 2. Fonte: Própria

Os dados do estudo mostram que o transformador atingirá as 150.000 horas em 24,5 anos, fato que revela que, assim como o transformador 1, está subdimensionado. Porém, já demonstra uma significativa melhora em relação ao transformador 1. Um dos fatores que justificam a vida útil do transformador ser tão curta são as altas temperaturas encontradas – como a figura 22 demonstra –, pois quando a temperatura HotSpot ultrapassa os 130°C, ela apresenta uma taxa de aceleração de envelhecimento de cerca de 10 vezes, conforme descrito na norma IEEE (2010).

#### 5.4 Fator de Dimensionamento

No intuito de encontrar a potência nominal que um transformador deveria ter para durar 35 anos, em um complexo eólico, foi utilizado um método iterativo, alterando as potências nominais do transformador e considerando um transformador de potência constante, ou seja, desconsiderando os estágios de ventilação forçada. Os valores desenvolvidos são para transformadores do tipo ONAN (Óleo natural/ Ar Natural) e ONAF (Óleo Natural, Ar Forçado); os resultados são exemplificados na tabela 12:

Tabela 12 – Potência sugerida. Fonte: Própria

Tipo de transformador	Potência Sugerida	Fator de dimensionamento
1º Transformador ONAF	98,4 MVA	0,7923
1º Transformador ONAN	100 MVA	0,8052
2º Transformador ONAF	106 MVA	0,8392
2º Transformador ONAN	107,2 MVA	0,8487

Os valores encontrados na tabela 12 indicam que, para o correto dimensionamento de um transformador utilizado em uma usina eólica do nordeste do Brasil para transformadores do tipo ONAN, a potência nominal do transformador 1 deve ser 0,8054 vezes menor que a potência nominal dos parques eólicos e, para transformadores do tipo OANF, a potência nominal do transformador 1 deve ser 0,7923 vezes menor que a potência nominal dos parques eólicos. Para transformadores do tipo ONAN, a potência nominal do transformador 2 deve ser 0,8487 vezes menor que a potência nominal dos parques eólicos e, para transformadores do tipo OANF, a potência nominal do transformador 2 deve ser 0,8392 vezes menor que a potência nominal dos parques eólicos. A diferença de vida útil encontrada nos transformadores é pouco simbólica quando é calculado o fator de dimensionamento, variando apenas 0,05 entre as condições extremas, o que representa então um resultado coerente, condizendo com os achados encontrados em Lahoti (1981) e Ward (2001), porém este trabalho encontra o valor ideal do transformador, cerca de 0,8 da potência nominal do parque, o que não ocorre nos estudos de Lahoti (1981) e Ward (2001).

## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

### 6.1 Conclusão

O presente estudo identificou que, com a aplicação das normas IEC (2018) e IEEE (2010), é possível inferir que a velocidade do vento pode ser um dos fatores determinísticos a ser considerado para o cálculo da vida útil de transformadores em uma planta eólica.

Através da taxa de envelhecimento, pode-se encontrar um valor que permite a comparação entre os dois transformadores. Através da taxa de envelhecimento, foi possível comparar a vida útil de dois transformadores de um parque eólico. A vida útil estimada do transformador 1 é 17,8 anos, enquanto que a expectativa para o transformador 2 exaurir é de 24,5 anos, o que representa um aumento de 1,43 vezes, como a configuração da ventilação é o único fator significativo que difere entre ambos os transformadores é possível obter duas conclusões: a configuração de temperatura para ativação da ventilação forçada do transformador 2 é melhor, pois ela é ativada com maior frequência, assim prolongando mais a sua vida útil; já a segunda conclusão é de que os transformadores funcionam de uma forma mais ONAN do que ONAF, pois ambos deveriam durar 35 anos de acordo com a potência nominal informada pelo fabricante.

### 6.2 Trabalhos Futuros

Os seguintes trabalhos futuros são propostos visando consolidar ou refutar os resultados obtidos no presente trabalho:

- Replicar o estudo realizado nesse trabalho, pois os resultados obtidos são representativos apenas para a região estudada, considerando os aspectos meteorológicos do Nordeste brasileiro;
- Entender quais devem ser as configurações ideais de temperatura para ativação da ventilação forçada;
- Criar estratégias para ativação da ventilação forçada para que o transformador opere por 35 anos.
  - Utilizar a potência como fator de ativação das ventilações forçadas

## **7 APÊNDICE A**

### **7.1 Artigo Simpósio Brasileiro de Sistemas Eletricos**

# Avaliação da vida útil de um transformador da subestação de uma usina eólica: Um estudo de caso no nordeste brasileiro

Matheus Marini \* Bruno Randazzo Baroni \*

\* Escola de Minas, Universidade Federal de Ouro Preto, MG, (e-mail: matheus.marini@aluno.ufop.edu.br).

---

**Abstract:** This article performs correlation analyzes between the aging of a transformer with forced ventilation of a northeastern wind farm in Brazil with the variation of wind speed. The main objective is to verify if the power oscillation existing in the wind farms accelerates the degradation of the transformer, thus identifying a factor of correct dimensioning of the transformers, preventing high maintenance and operation costs of the companies that generate this type of energy. Such verification's are carried out using international standards with equivalence in the country, that consider apparent power and ambient temperature as the main factors for calculating aging. The results show that the temperature of the hottest point of the winding can reach approximately 130 degrees celsius, which reduces the lifespan of the transformer. In order for the transformer to operate for 35 years, this article concludes that the power of the substation transformer must be about 0.8 of the rated power of the wind farm.

**Resumo:** O presente artigo realiza análises de correlacionamento entre o envelhecimento de um transformador com ventilação forçada de uma usina eólica do nordeste brasileiro com a variação da velocidade do vento. O objetivo principal é verificar se a oscilação de potência existente nos complexos eólicos acelera a degradação do transformador, identificando assim um fator de correto dimensionamento dos transformadores, prevenindo, altos custos de manutenção e operação das empresas geradoras deste tipo de energia. Tais verificações são realizadas utilizando normas internacionais com equivalência no país, que consideram a potência aparente e a temperatura ambiente como principais fatores para o calcula do envelhecimento. Os resultados mostram que a temperatura do ponto mais quente do enrolamento pode chegar a aproximadamente 130 °C o que reduz a vida útil do transformador. Para que o transformador opere por 35 anos este artigo conclui que a potência do transformador da subestação deve ser aproximadamente 0,8 da potência nominal do parque eólico.

*Keywords:* Transformer Lifespan; Wind Energy; Transformer sizing;

*Palavras-chaves:* Vida útil de transformador; Energia Eólica; Dimensionamento de transformador;

---

## 1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica é de grande importância para diversos setores da economia, sendo também um dos indicadores de desenvolvimento da população mundial. Segundo Neto et al. (2016), o consumo é outro fator importante para o crescimento econômico de um país. O estudo de Bardelin (2004), mostra que o crescimento do consumo de energia no Brasil é contínuo, entretanto a matriz de geração não tem conseguido acompanhar esse crescimento. Fato visto durante as crises de racionamento de energia em 2001-2002, que afetou 24% da população Brasileira e repetiu-se no último ano. Quando se olha para a tendência global, vê-se que não basta apenas expandir a matriz de geração, é preciso diversificá-la também. Uma das possibilidades para a diversificação é o uso da energia eólica. Uma fonte considerada limpa e que está em expansão em grande parte do mundo. Em 2015, ONU (2016), aconselhou aos países membros uma nova agenda de desenvolvimento sustentável para os próximos 15 anos, chamada Agenda 2030,

composta por 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS). Nesta agenda o objetivo 7 “Energia Limpa e Sustentável” estabelece na meta 7 “garantir o acesso a fontes de energia fiáveis, sustentáveis e modernas para todos”. No Brasil a meta foi adequada para a realidade nacional, pois a participação de energias renováveis na matriz energética nacional é bastante elevada - 41,2%, em 2015 de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética – EPE (2016), quando comparada a outros países. Segundo o IPEA, em 2012, o Brasil já ocupava a 12<sup>a</sup> posição no ranking das nações que menos emitem gases de efeito estufa em virtude da produção e uso de energia renovável. O Instituto também destaca que a participação das energias renováveis no Brasil na geração elétrica é de 78%, sendo que no mundo é de apenas 22%, sendo o Brasil visto como país de vanguarda nesse quesito. Segundo a Associação Brasileira da Energia Eólica (ABE Eólica), a energia eólica hoje representa 10,3% da matriz elétrica brasileira, sendo a segunda maior fonte energética do país, ficando atrás apenas da hidrelétrica que representa 58,7% da matriz na-



cional. A popularidade da energia eólica cresceu de forma acelerada nos últimos 10 anos, em 2011 o Brasil produziu 1 GW, e atualmente está produzindo 18 GW. Esse crescimento acelerado justifica a necessidade da realização de pesquisas para averiguar como a vida útil dos transformadores impacta nos custos de viabilização da geração de energia eólica e consequentemente nos custos do sistema. No que tange aos custos do sistema eólico Metwally (2011), aponta que os transformadores de potência representam os ativos mais caros em uma subestação de geração. A redução de custos desses ativos tem sido de grande interesse de pesquisadores, pois a vida útil dos transformadores está relacionada a degradação do isolamento IEEE (2010) IEC (2018), e esta resulta da temperatura do ponto mais quente do enrolamento, da umidade, e do teor de oxigênio. A pesquisa de Zarei et al. (2019) destaca que às novas técnicas aplicadas a transformadores submersos em óleo, a umidade e o teor de oxigênio, deixaram de ser fatores significativos na degradação do isolamento, e o ponto mais quente do enrolamento já é o principal fator na vida útil dos transformadores. Na atualidade os transformadores são construídos e dimensionados de forma conservadora, para serem capazes de suportar condições de carga e temperatura extremas. Estes fatores estão diretamente relacionados à capacidade nominal e a degradação do isolamento, por afetarem diretamente a temperatura do ponto mais quente do enrolamento. Em Lahoti (1981), tem-se que transformadores do tipo “dynamic transformer rating (DTR)” são capazes de suportar cargas acima da sua capacidade nominal por certo período de tempo, o que segundo Ward (2001), é de extrema importância por permitir que transformadores com potências nominais menores, possam ser utilizados, diminuindo assim os custos. Para a correta utilização de transformadores do tipo DTR é necessário o uso de modelos térmicos precisos, sendo os mais conhecidos os apresentados nas normas IEEE (2010) IEC (2018). Tais modelos utilizam dados medidos em campo, sendo ainda escassas as pesquisas acadêmicas relacionadas a esses modelos térmicos. A aplicação desses modelos térmicos para fontes de geração solar, não possui grande representatividade para usinas eólicas, uma vez que a geração de energia solar segue um ciclo bem definido de 24 horas, diferentemente das fontes eólicas, uma vez que a velocidade do vento é imprevisível. O estudo de Zarei et al. (2019), exemplifica como os modelos aplicados a usinas eólicas utilizam dados com intervalos de tempo superiores ao recomendado pelas normas. Nos estudos citados, houve ainda uma etapa de interpolação de dados para tender ao passo de tempo mínimo recomendado pelas normas, que corresponde a metade da constante de tempo do enrolamento do transformador. Para transformadores ONAF o intervalo mínimo deve ser 3,5 minutos. Os dados referentes à temperatura ambiente, utilizados por ambas as normas, são coletados de medidores que não estão presentes na mesma localidade dos transformadores, vindo de estações meteorológicas controladas por outras instituições que não sejam os agentes geradores, fato que pode causar divergências nos resultados obtidos e a fidedignidade dos resultados. Visando contribuir para a ampliação dos conhecimentos na área, o transformador utilizado para essa pesquisa é do tipo ONAF (Óleo Natural/Ar Forçado) IEC (2018), pois nesse tipo de transformador o acionamento da ventilação forçada aumenta a potência nominal do trans-

formador, buscando identificar as situações reais as quais um transformador está exposto. Em suma, o exposto revela lacunas na literatura para avaliar o envelhecimento dos transformadores, sendo necessárias pesquisas que utilizem dados que atendam às exigências da norma e que traduzam as reais condições às quais os transformadores são expostos. Desta forma, a seção 2 apresenta a metodologia utilizada para o cálculo do envelhecimento do transformador, a seção 3 apresenta os resultados, e finalmente as conclusões são discutidas na seção 4.

## 2. METODOLOGIA

Este trabalho busca avaliar o envelhecimento de um transformador da subestação de um parque eólico do nordeste brasileiro. O fluxograma exibido na figura 1 exemplifica os passos que serão realizados nesse trabalho: 1º Os dados de geração, temperatura ambiente e velocidade do vento são coletados em tempo real por meio de um sistema SCADA (“Supervisory Control and Data Acquisition”) Müller et al. (2017); 2º Os dados são tratados por uma rede neural do tipo LSTM; 3º Os modelos térmicos são aplicados de acordo com as normas 3.1º IEC (2018) e 3.2º IEEE (2010); 4º O envelhecimento do transformador é calculado de acordo com a norma IEC (2018); 5º O estudo tem como objetivo encontrar um coeficiente que relacione: 5.1º A potência nominal de um parque eólico com a perda de vida útil dos transformadores; 5.2º A perda de vida útil com a velocidade do vento, permitindo, assim, realizar o correto dimensionamento dos transformadores.

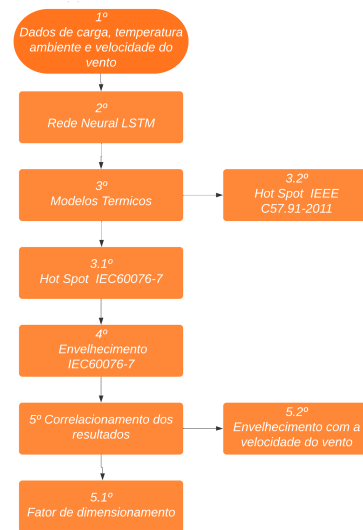


Figura 1. Fluxograma da metodologia.

### 2.1 Obtenção de dados através do sistema SCADA

A coleta de dados foi realizada em uma usina eólica de grande porte localizada no estado do Rio Grande do Norte. A usina possui 40 aerogeradores que juntos somam uma potência nominal de 124,183 MVA, ligados a um transformador com dois enrolamentos do tipo ONAF (Óleo natural/Ar forçado), com tensão de 34,5kV/230kV, ligados aos sistema de transmissão, o transformador possui potências nominais de acordo com os estágios da ventilação

forçada, os mesmos são controlados através de um PLC que é ativado nas condições apresentadas na tabela 1:

Tabela 1. Condições de ativação da ventilação forçada e suas potências nominais.

Estágios da ventilação forçada	Temperatura do óleo	Potência nominal
Sem ventilação	-	90 MVA
1º Estágio da ventilação	85°C	120 MVA
2º Estágio da ventilação	95°C	150 MVA

Os dados de entrada para os modelos térmicos IEEE (2010) IEC (2018), usados são coletados com intervalo de um minuto entre as gravações e foram tratados por meio de um sistema SCADA, obedecendo a norma IEC (2018), para que o passo de tempo ( $D_t$ ), seja inferior a metade da constante de tempo ( $\tau_w$ ) do enrolamento. Os dados utilizados como entrada para os modelos térmicos são:

- Potência aplicada ao transformador, medida através de um TP (Transformador de Potencial);
- Temperatura ambiente e velocidade do vento, medida por meio de uma torre anemométrica, localizada dentro da subestação.

O sistema SCADA possui dados armazenados desde outubro de 2020, que foram utilizados para treinamento da Rede Neural, e o ano de referência para os modelos térmicos é o ano de 2021. É importante destacar que por mais seguros e bem-preparados que sejam os sistemas SCADA, eles podem apresentar momentos de instabilidades como descrito por Rodrigues (2018) e Strehl (2012). A instabilidade gera intervalos nos quais os dados não são armazenados corretamente, esses problemas geralmente são resolvidos rapidamente. No entanto, existem situações nas quais esses intervalos podem representar dias ou semanas. Tais situações ocorreram nos intervalos apresentados na tabela 2 e são considerados não representativos para a análise do estudo, pois são dados não confiáveis e que podem não representar a real situação pela qual o transformador passou:

Tabela 2. Intervalo sem dados representativos.

Início	Fim	Intervalo
10/07/2021	26/07/2021	17 dias
15/09/2021	22/09/2021	8 dias
16/09/2021	09/10/2021	14 dias
12/10/2021	14/10/2021	3 dias
12/11/2021	17/11/2021	6 dias

A fim de solucionar esse problema não seria recomendado usar algoritmos de interpolação, para preencher os intervalos faltantes, pois não representaria a real situação. Optou-se então, pelo uso da arquitetura de redes neurais recorrentes do tipo Long Short Term Memory (LSTM), Zhao et al. (2018), que apresentou resultados confiáveis para o preenchimento de intervalos.

## 2.2 Rede Neural Long Short-Term Memory

A inteligência artificial tem sido muito utilizada para previsões de dados do tipo sequências temporais. Nas pesquisas de Muralikrishna et al. (2020) e Santos (2019), as Redes

Neurais Recorrentes (RNN – “Recurrent neural networks”) são utilizadas e apresentam resultados satisfatórios. As RNN “lembram de informações” isso acontece em virtude delas utilizarem *loops* em sua estrutura. A princípio, apesar das diferenças entre as redes neurais tradicionais e as RNN, estas últimas podem ser utilizadas como redes neurais tradicionais, uma em seguida da outra, sendo que cada etapa passa uma mensagem ao seu sucessor como demonstra a figura 2.

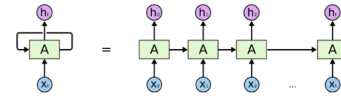


Figura 2. RNN x Rede tradicional. Fonte: Olah (2015).

Cabe destacar que para sequências de dados muito extensas, como no caso desta pesquisa, em que o intervalo de dados coletados foram de um ano, a utilização de RNN não seriam tão eficazes como já relatado por Junior (2019), dado que quanto maior a quantidade de dados, maior será a dificuldade da rede em conectar essas informações, esta situação é conhecida como gradiente de desaparecimento. As redes Long Short-Term Memory são um tipo especial de RNN desenvolvida Hochreiter and Schmidhuber (1997) e de acordo com Junior (2019) e Leite et al. (2021) superam o gradiente de desaparecimento. As diferenças entre LSTM e as RNN convencionais ocorrem em razão das LSTM não usarem neurônios, mas sim blocos de memória que são conectados em camadas. Os blocos de memórias são mais complexos e mais inteligentes que os neurônios tradicionais, como pode ser observado na figura 3.

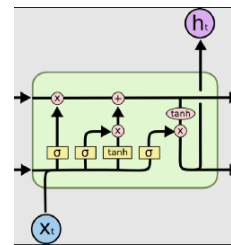


Figura 3. Diagrama de um bloco de memória LSTM. Fonte: Olah (2015).

## 2.3 Envelhecimento do transformadore

No cenário brasileiro o dimensionamento e o cálculo da vida útil de transformadores é regulamentada pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). A norma NBR5356-7 publicada em 2017, estabelece dois critérios que inviabilizam a utilização de transformadores imersos em óleo: o primeiro é que envelhecimento não pode ser superior a 150.000 horas e o segundo diz que o transformador deve ser substituído após 35 anos, independente de sua utilização. Tem-se então que do ponto de vista econômico o transformador deve ser dimensionado para atingir suas 150.000 horas o mais próximo de 35 anos possível. Para calcular o envelhecimento de transformadores submersos a óleo deve-se utilizar os métodos de classificação dinâmica. Lachman et al. (2003) define esses métodos da seguinte

forma “A carga máxima que o transformador pode sustentar aceitavelmente sob carga variável no tempo e/ou condição ambiental”. Isso implica que o cálculo do envelhecimento do transformador seja baseado em medições em tempo real. O estudos de Villacci et al. (2005), revelaram que o valor da temperatura do ponto mais quente “Hottest Spot Temperature”, é mais significativo nos métodos de classificação dinâmica. O cálculo dessa variável pode ser difícil e complexa como relatado nos trabalhos de Saha (2003) ; de Faria Jr et al. (2015). No estudo realizado por Baroni et al. (2021) foram apresentadas duas metodologias para calcular a temperatura “Hot Spot”, tais métodos estão presentes nas normas internacionais IEE C57.91-2011 (IEE-EEC57.91, 2012) e IEC60076-7 (IEC60076-7,2018), a segunda norma possui equivalência com a ABNT NBR5356-7, publicada em 2017. Tais modelos foram aplicados nesta pesquisa, pois apresentam uma validação industrial e acadêmica reconhecida internacionalmente. Vale ressaltar que ambas as normas apresentam metodologias distintas para o cálculo do “Hot Spot”, porém alguns desses métodos exigem informações que são medidas apenas em ambiente controlado, enquanto um transformador é construído, sendo então esses métodos aplicáveis apenas para indústrias. Nesta pesquisa os seguintes métodos foram adotados:

- (1) IEE C57.91-2011 (IEEEC57.91, 2012)
  - (a) Clausula 7: Modelo topo do óleo
- (2) IEC60076-7 (IEC60076-7,2018)
  - (a) Método de variação contínua

A implementação destas metodologias como vemos em Villacci et al. (2005), exige que as seguintes considerações sejam feitas:

- (1) A temperatura do óleo aumenta linearmente de baixo para cima;
- (2) A diferença de temperatura entre o enrolamento e o óleo é constante ao longo do enrolamento;
- (3) A temperatura do óleo varia de acordo com a temperatura ambiente e a temperatura do enrolamento na mesma constante de tempo;
- (4) Apenas o envelhecimento do isolamento do enrolamento será um fator para o cálculo de perda de vida útil e expectativa de vida do transformador.

A consideração 4 é justificada através do anexo 4 da norma ABNT (2017) , onde é conceituado que a degradação por ação da água, oxigênio e ácidos presentes no óleo isolante é desconsiderada se o teor de agua presente no papel isolante foi inferior a 1,5% da massa total do papel isolante, fato esse que ocorre no transformador estudado nesse artigo.

#### Modelo Topo do Óleo (Cláusula 7 - IEEE C57.91-2011)

Este método é o mais simples dos apresentados neste trabalho, pois trata-se de um modelo matemático contínuo e não requer métodos iterativos. Nas equações 1, 2, 3, 4 e 5 tem-se como é calculada a temperatura “Hot Spot” neste método e na tabela 3 tem se as descrições das variáveis desse método.

$$\theta_H = \theta_a + \Delta\theta_H + \Delta\theta_{TO} \quad (1)$$

$$\Delta\theta_{TO} = (\Delta\theta_{TO,u} - \Delta\theta_{TO,i}) * \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau_{TO}}}\right) + \Delta\theta_{TO,i} \quad (2)$$

$$\Delta\theta_{TO,U} = \Delta\theta_{TO,R} \left[ \frac{k_U^2 R + 1}{R + 1} \right]^n \quad (3)$$

$$\Delta\theta_H = (\Delta\theta_{H,u} - \Delta\theta_{H,i}) * \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau_w}}\right) + \Delta\theta_{H,i} \quad (4)$$

$$\Delta\theta_{H,U} = \Delta\theta_{H,R} k_U^2 m \quad (5)$$

Tabela 3. Variáveis do modelo topo do óleo - IEEE C57.91-2011.

Variavel	Descrição
$\theta_H$	Temperatura no Hot Spot
$\theta_a$	Temperatura Ambiente
$\Delta\theta_H$	Diferença entre Hot Spot e temperatura do óleo
$\Delta\theta_{TO}$	Varição da temperatura no topo do óleo
$\Delta\theta_{TO,u}$	Temperatura no topo do óleo final
$\Delta\theta_{TO,i}$	Temperatura no topo do óleo inicial
$t$	Passo do tempo
$\tau_{TO}$	Constante de tempo do óleo
$\Delta\theta_{TO,R}$	Elevação da temperatura no topo do óleo em carga nominal
$k_U$	Carga aplicada final
$R$	Relação entre perdas em carga e a vazio
$\Delta\theta_{H,u}$	Diferença entre Hot Spot e temperatura do óleo final
$\Delta\theta_{H,i}$	Diferença entre Hot Spot e temperatura do óleo inicial
$\tau_w$	Constante de tempo do enrolamento
$\Delta\theta_{H,R}$	Elevação da temperatura "hot spot" do enrolamento em carga nominal

A cada variação de carga no transformador as variáveis são calculadas novamente seguindo os passos:

- (1) Temperatura final no topo do óleo para a nova carga
- (2) Variação de temperatura no topo do óleo
- (3) Temperatura final do “hot spot” do enrolamento
- (4) Variação de temperatura do “hot spot” do enrolamento

Vale destacar que para cada variação de carga, a temperatura final no topo do óleo e a temperatura final do “hot spot” do enrolamento da etapa anterior é usada como condição inicial para a próxima variação.

#### Método de variação contínua - IEC60076-7

Este método se baseia em um diagrama simplificado da distribuição de temperatura no interior de um transformador. As variáveis básicas consideradas são: a) temperatura ambiente; b) fator de carga; c) parâmetros do transformador. O método utiliza equações diferenciais que estão presentes no diagrama de blocos da figura 4. As equações 6 e 7 mostram como é calculada a temperatura “Hot Spot” e a tabela 4 apresenta as descrições das variáveis desse método.

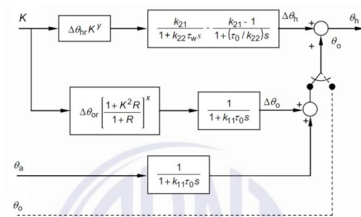


Figura 4. Diagrama de blocos do método da variação contínua. Fonte ABNT (2017).

$$\theta_{h(n)} = \theta_{o(n)} + \Delta\theta_{h(n)} \quad (6)$$

$$\theta_{h(n)} = \theta_{o(n)} + (\Delta\theta_{h1(n)} - \Delta\theta_{h2(n)}) \quad (7)$$

Tabela 4. Variáveis do modelo de variação contínua - IEC60076-7.

Variável	Descrição
$\theta_{h(n)}$	Temperatura Hot Spot
$\theta_{o(n)}$	Temperatura no topo do óleo
$\Delta\theta_{h(n)}$	Diferença entre Hot Spot e a temperatura no topo do óleo
$\Delta\theta_{h1(n)}$	Temperatura Hot Spot no termo 1
$\Delta\theta_{h2(n)}$	Temperatura Hot Spot no termo 2

Para cada variação na carga aplicada ao transformador as variáveis são calculadas novamente seguindo estes passos:

- (1) Temperatura final no topo do óleo para a nova carga
- (2) Variação de temperatura “Hot Spot” no termo 1
- (3) Variação de temperatura “Hot Spot” no termo 2

#### Constantes aplicadas aos modelos para o transformador analisado

Para que seja possível realizar os cálculos dos modelos apresentados, algumas constantes devem ser definidas, de acordo com o transformador analisado. Em Mousavi Agah (2011) e Abyaneh (2011) foram utilizados valores ideais que também foram aplicados aqui. Existem ainda, outros valores que são recomendados de acordo com a norma IEEE (2010) e IEC (2018) e o tipo de transformador. No presente estudo o transformador foi do tipo ONAF e foram considerados os valores fornecidos pelo fabricante do transformador e os valores de entrada de cada etapa do método. Na tabela 5 estão descritos os parâmetros da norma IEC (2018) e na tabela 6 estão descritos os parâmetros da norma IEEE (2010):

Tabela 5. Parâmetros utilizados na norma - IEC60076-7.

Parâmetro	Descrição	Constante
$\tau_o$	Constante de tempo do óleo	150 min
$\tau_w$	Constante de tempo do enrolamento	7 min
$D_t$	Passo de tempo	1 min
$k_{11}$	Constante do modelo térmico	0,5
$k_{21}$	Constante do modelo térmico	2
$k_{21}$	Constante do modelo térmico	2
$R$	Relação entre perdas em carga e a vazios	8
$x$	Expoente do óleo	0,8
$y$	Expoente do enrolamento	1,3
$\Delta\theta_{hr}$	Diferença entre as temperaturas do ponto mais quente e do topo do óleo em carga nominal	35 K
$\Delta\theta_{or}$	Elevação de temperatura do topo do óleo em regime permanente nas perdas nominais	45 K

Tabela 6. Parâmetros utilizados na norma - IEEE C57.91-2011.

Parâmetro	Descrição	Constante
$\Delta\theta_{TO,R}$	Elevação da temperatura no topo do óleo, em carga nominal	45K
$\Delta\theta_{H,R}$	Elevação da temperatura “hot spot” do enrolamento, em carga nominal	35K
$R$	Relação entre perdas em carga e a vazios	8
$\tau_{TO}$	Constante de tempo do óleo	2,5 horas
$\tau_w$	Constante de tempo do enrolamento	0,116 horas
$t$	Passo de tempo	0,016 horas
$m$	Coefficiente de não linearidade	0,8
$n$	Coefficiente de não linearidade	0,9

#### Cálculo da perda de vida útil

Os modelos térmicos apresentados nas normas IEEE (2010) e IEC (2018), permitem calcular a temperatura “Hot Spot” para as cargas aplicadas ao longo de um intervalo de tempo. Como vemos em Villacci et al. (2005), esse é o fator mais relevante para calcular a degradação do isolamento térmico do enrolamento de transformadores imersos a óleo, cada norma apresenta também uma metodologia para calcular o valor de perda de vida útil.

#### IEE C57.91-2011

O cálculo da perda de vida útil para norma IEE C57.91-2011 estão descritas nas equações 8, 9 e 10, e na tabela 7 temos as descrições das suas variáveis.

$$F_{AA} = e^{\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\theta_H + 273}} \quad (8)$$

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA} n * \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t} \quad (9)$$

$$LOL(\%) = \frac{F_{EQA} * t * 100}{Vida Útil do Isolamento} \quad (10)$$

Tabela 7. Variáveis de perda de vida útil da norma IEEE.

Variável	Descrição
$\theta_H$	Temperatura Hot Spot
$\Delta t_n$	Passo do tempo
$F_{AA}$	Fator de aceleração do envelhecimento
$F_{EQA}$	Fator de envelhecimento equivalente
$LOL(\%)$	Perda de vida útil em porcentagem

#### IEC60076-7

O cálculo da perda de vida útil para norma IEC60076-7, seguem nas equações 11 e 12, e na tabela 8 temos as descrições das suas variáveis.

$$V_{(n)} = e^{\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\theta_h + 273}} \quad (11)$$

$$LOL_{(n)} = LOL_{(n-1)} + V_{(n)} * D_t \quad (12)$$

Tabela 8. Variáveis de perda de vida útil da norma IEC.

Variavel	Descrição
V	Taxa de envelhecimento
$\theta_h$	Temperatura Hot Spot
LOL	Envelhecimento

Para o cálculo desse valor a presente pesquisa propõe um coeficiente que relaciona a potência do parque eólico com a potência do transformador da subestação para que o transformador envelheça 150.000 horas em 35 anos, minimizando os custos de implantação, operação e manutenção.

### 3. RESULTADOS

Os resultados obtidos são apresentados de acordo com a seguinte ordem: primeiro são analisados os resultados obtidos pela rede neural LSTM, para o preenchimento de intervalos sem dados armazenados.; em seguida uma análise dos resultados obtidos pelos modelos térmicos é relacionada a velocidade do vento, e por último é apresentado o coeficiente de dimensionamento de transformadores para usinas eólicas.

#### 3.1 Rede Neural LSTM

Para o treinamento da rede neural são utilizados dados a partir do mês de outubro de 2020 até a data dos intervalos da tabela 2. No modelo, sempre que o algoritmo preenche um intervalo de dados faltantes, ele continua seu aprendizado quando os dados retornam e novamente continua aprendendo até o próximo intervalo de dados faltantes. Como o maior intervalo de dados faltantes foi de 17 dias, para que não houvesse problemas de confiabilidade no cálculo do RMS, optou-se por realizar os testes de confiabilidade considerando os últimos 17 dias de dados disponíveis. As figuras 5, 6 e 7 mostram a comparação gráfica dos valores reais que foram coletados e dos obtidos pela predição. Nas figuras 5, 6 e 7 os gráficos na cor laranjas representam os valores gerados pelo algoritmo LSTM, enquanto os gráficos na cor azul representa os valores reais. Verifica-se que para a potência aparente e temperatura ambiente os formatos são muito similares, sendo que os valores gerados pela Rede Neural, praticamente sobrepõem os valores reais.

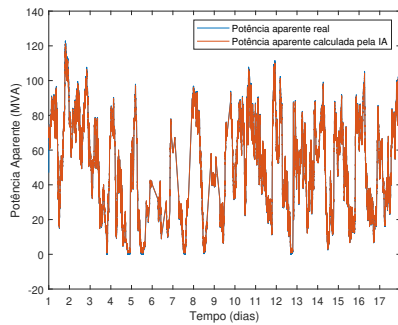


Figura 5. Dados reais x Predição da rede neural LSTM para potência aparente.

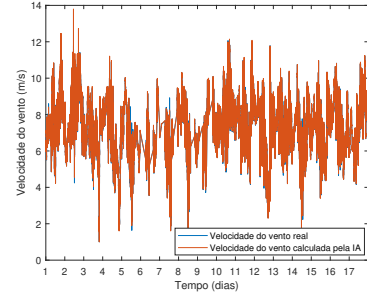


Figura 6. Dados reais x Predição da rede neural LSTM para velocidade do vento.

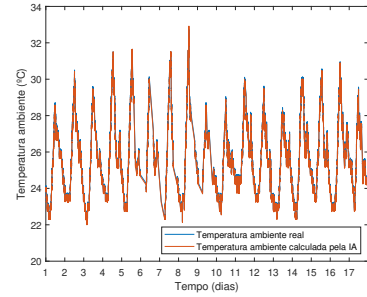


Figura 7. Dados reais x Predição da rede neural LSTM para temperatura ambiente.

A seguir vemos os RMSE para cada uma das informações:

$$\begin{aligned} RMSE_{Potencia\ Aparente} &= 1,89 \\ RMSE_{Velocidade\ do\ Vento} &= 0,85 \\ RMSE_{Temperatura\ Ambiente} &= 0,16 \end{aligned}$$

No que se refere a velocidade do vento tem-se que o RMSE é de 0,85, um valor considerado baixo. Importante destacar, que os gráficos têm uma diferença visual, isso ocorre pelo fato da variação da velocidade do vento ser muito pequena, fato que dificulta a predição de pontos acentuados nos gráficos.

#### 3.2 Aplicação de Modelos Térmicos

A primeira etapa realizada para a aplicação dos modelos térmicos citados nas normas IEEE (2010) e IEC (2018), é o cálculo da carga aplicada ao transformador em p.u (por unidade). Esse dado é encontrado dividindo a potência aparente aplicada pela potência aparente nominal, fazendo com que se a potência aplicada for a mesma da nominal o resultado em p.u seja igual a 1. Para essa pesquisa foi analisado um transformador do tipo ONAF, que possui dois estágios de ventilação forçada que quando ativos alteram momentaneamente o valor da potência aparente nominal do transformador. Em seguida são aplicados os modelos térmicos apresentados nas normas IEC (2018) e IEEE (2010) e as temperaturas “Hot Spot” são calculados no intervalo de 1 minuto para cada interação. São escolhidos de forma aleatória três dias do ano, onde cada dia representa um estágio de ativação da ventilação forçada, representados nas figuras 8, 9 e 10, nelas foi identificado que a velocidade do vento é um fator que influencia na temperatura “Hot Spot”.



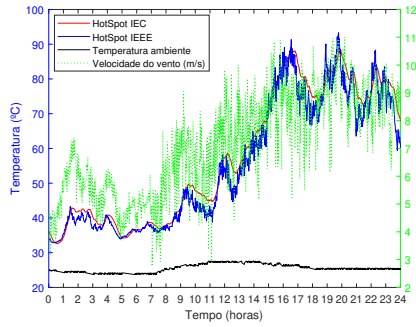


Figura 8. Relação da temperatura "Hot Spot" com a velocidade do vento, dia aleatório sem ventilação forçada.

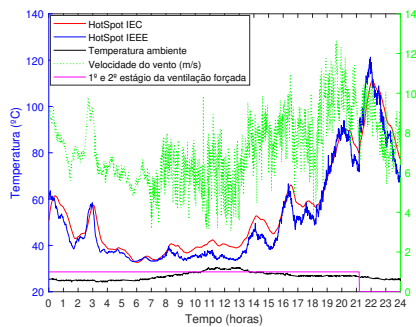


Figura 9. Relação da temperatura "Hot Spot" com a velocidade do vento, dia aleatório com o 1º estágio de ventilação forçada.

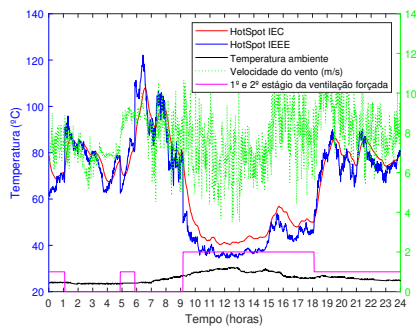


Figura 10. Relação da temperatura "Hot Spot" com a velocidade do vento, dia aleatório com o 2º estágio de ventilação forçada.

Podemos ver através das figuras 9 e 10, que a ativação da ventilação forçada influencia drasticamente no comportamento da temperatura "Hot Spot", vemos através da figura 9, que as 21 horas quando o 1º estágio da ventilação é desativa ocorre um aumento imediato na temperatura. O oposto também é válido como demonstra a figura 10, quando o 2º estágio da ventilação forçada é ativada por volta das 9 horas. A figura 10, também apresenta temperaturas altas, para esse transformador próximas aos 130°C, porém de acordo com o subtópico 5.3 da norma ABNT (2017), em momentos de sobre carga como o apresentado na figura 10, a temperatura "Hot Spot" não deve ultrapassar os 140°C, evitando a geração de bolhas de gás, que

podem causar a redução da suportabilidade dielétrica do óleo. Com a aplicação das normas também são encontradas as seguintes variáveis FEQA, que representam o fator de aceleração do envelhecimento equivalente na norma IEEE (2010) e V representa a taxa de envelhecimento para papel termoestabilizado, na norma IEC (2018), ambas são utilizadas para calcular a vida útil do transformador. Neste estudo foi utilizada a vida útil da norma IEC (2018), por tratar melhor os picos de variação da velocidade do vento, e por ter correspondência com a norma ABNT (2017), como pode ser visto nas figuras 8, 9 e 10. Outro fator analisado foi a perda de vida útil (LOL - Loss of Life) da norma IEC (2018) em horas, cujo resultado é apresentado na figura 11.

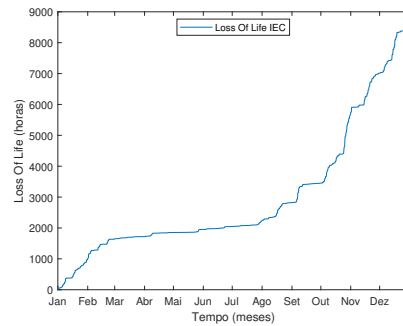


Figura 11. Perca de vida útil em horas IEC.

Através da equação 13, é possível calcular o envelhecimento do ano estudado 2021 em porcentagem.

$$LOL_{ano}(\%) = \frac{LOL_{ano} * 100}{150000} \quad (13)$$

Os dados do estudo mostram que o transformador perde 5,6174% da sua vida útil ao ano, o que faz com que ele atinja as 150.000 horas em 17,8 anos, fato que revela que esse transformador está subdimensionado para a sua aplicação. Um dos fatores que justifica a vida útil do transformador ser tão curta são as altas temperaturas encontradas como a figura 10 demonstra, pois quando a temperatura "Hot Spot" ultrapassa os 110°C. Temperatura cujo fator de envelhecimento é 1. Em temperaturas "Hot Spot" de 130 graus o fator de aceleração aumenta cerca de 10 vezes, como descrito na seção 5.2 da norma IEEE (2010), isso também é justificado pela natureza exponencial da equação 11. No intuito de encontrar a potência nominal que esse transformador deveria ter para durar 35 anos, foi utilizado um método iterativo, alterando as potencias nominais do transformador e considerando um transformador de potência constante, ou seja desconsiderando os estágios de ventilação forçada, os valores desenvolvidos são para transformadores do tipo ONAN (Óleo natural/ Ar Natural) e ONAF (Óleo Natural, Ar Forçado), os resultados são exemplificados na tabela 9:

Tabela 9. Potência sugerida.

Tipo do transformador	Potência Sugerida	Fator de dimensionamento
ONAN	98,4 MVA	0,7923
ONAF	100 MVA	0,8052

Os valores encontrados na tabela 9 indicam que para o correto dimensionamento de um transformador, utilizado em uma usina eólica, para transformadores do tipo ONAN a potência nominal do transformador deve ser 0,8054 em relação a potência nominal dos parques eólicos e para transformadores do tipo OANF a potência nominal do transformador deve ser 0,7923 em relação a potência nominal dos parques eólicos, condizendo com os achados de Lahoti (1981) e Ward (2001), porém mensurando um valor o que não é feito nos estudos de Lahoti (1981) e Ward (2001).

#### 4. CONCLUSÃO

O presente estudo identificou que com a aplicação das normas IEC (2018) e IEEE (2010) é possível inferir que a velocidade do vento pode ser um dos fatores determinísticos a ser considerado para o cálculo da vida útil de transformadores em uma planta eólica. No entanto, estudos como o aqui apresentado precisam ser aprofundados e também replicados para que os resultados obtidos possam ser consolidados ou refutados, pois os resultados obtidos são representativos apenas para a região estudada considerando os aspectos meteorológicos do Nordeste brasileiro. Ao considerar que o fator de dimensionamento de transformadores para plantas eólicas encontrado nesse estudo é diferente dos achados anteriores, pesquisas futuras que considerem apenas este fator são relevantes para o enriquecimento dos conhecimentos da área. Outrossim, os achados desta pesquisa permitem levantar a hipótese de que a variação da potência nominal do transformador causada pela ventilação forçada, deve ser melhor estudada

#### REFERÊNCIAS

- ABNT, N... (2017). Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante.
- Abyaneh, H.A. (2011). Distribution transformer loss-of-life reduction by increasing penetration of distributed generation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 26(2), 1128–1136. doi:10.1109/TPWRD.2010.2094210.
- Bardelin, C.E.A. (2004). *Os efeitos do racionamento de energia elétrica ocorrido no Brasil em 2001 e 2002 com ênfase no consumo de energia elétrica*. Ph.D. thesis, Universidade de São Paulo.
- Baroni, B.R. et al. (2021). Impacto da geração fotovoltaica nas receitas da distribuidora considerando a vida útil dos transformadores.
- de Faria Jr, H., Costa, J.G.S., and Olivas, J.L.M. (2015). A review of monitoring methods for predictive maintenance of electric power transformers based on dissolved gas analysis. *Renewable and sustainable energy reviews*, 46, 201–209.
- de Pesquisa Energética – EPE, E. (2016). Balanço energético nacional de 2016. URL <http://www-cs-faculty.stanford.edu/~uno/abcde.html>.
- Hochreiter, S. and Schmidhuber, J. (1997). Long short-term memory. *Neural computation*, 9(8), 1735–1780.
- IEC (2018). Power transformers - part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers.
- IEEE (2010). Ieee standard for general requirements for liquid-immersed distribution, power, and regulating transformers. *ieee std c57.12.00-2010* (revision of *ieee std c57.12.00-2006*).
- Junior, J.R.F. (2019). Redes neurais recorrentes — lstm. URL <https://medium.com/@web2ajax/redes-neurais-recorrentes-lstm-b90b720dc3f6>.
- Lachman, M., Griffin, P., Walter, W., and Wilson, A. (2003). Real-time dynamic loading and thermal diagnostic of power transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 18(1), 142–148. doi:10.1109/TPWRD.2002.803724.
- Lahoti, B. (1981). Evaluation of transformer loading above nameplate rating. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, (4), 1989–1998.
- Leite, S.J.O., Elétrica, E., de Oliveira, R.C.L., and de Campos, L.M.L. (2021). Predição de séries temporais da covid19: uma avaliação de redes neurais com células lstm.
- Metwally, I.A. (2011). Failures, monitoring and new trends of power transformers. *IEEE potentials*, 30(3), 36–43.
- Mousavi Agah, S.M. (2011). Quantification of the distribution transformer life extension value of distributed generation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 26(3), 1820–1828. doi:10.1109/TPWRD.2011.2115257.
- Müller, M.L. et al. (2017). Sistema supervisorio e aquisição de dados de uma usina de geração fotovoltaica.
- Muralikrishna, A., Vieira, L.E., dos Santos, R.D., and Almeida, A.P. (2020). Total solar irradiance forecasting with keras recurrent neural networks. In *International Conference on Computational Science and Its Applications*, 255–269. Springer.
- Neto, A.B.F., Corrêa, W.L.R., and Perobelli, F.S. (2016). Consumo de energia e crescimento econômico: uma análise do brasil no período 1970-2009. *Análise Econômica*, 34(65).
- Olah, C. (2015). Understanding lstm networks.
- Rodrigues, L.M.M. (2018). Atualização automática de sistemas scada em produção.
- Saha, T.K. (2003). Review of modern diagnostic techniques for assessing insulation condition in aged transformers. *IEEE transactions on dielectrics and electrical insulation*, 10(5), 903–917.
- Santos, G. (2019). *Uma aplicação de redes neurais recorrentes do tipo LSTM à previsão dos preços de curto prazo do mercado de energia elétrica brasileiro*. Ph.D. thesis.
- Strehl, L.C. (2012). Prospecção de tecnologias para aumentar a segurança em sistemas scada.
- Unidas, N. (2016). 17 objetivos para transformar o mundo. URL <https://nacoesunidas.org/pos2015/>.
- Villacci, D., Bontempi, G., Vaccaro, A., and Birattari, M. (2005). The role of learning methods in the dynamic assessment of power components loading capability. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 52(1), 280–290. doi:10.1109/TIE.2004.841072.
- Ward, B.H. (2001). A survey of new techniques in insulation monitoring of power transformers. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 17(3), 16–23.
- Zarei, T., Morozovska, K., Laneryd, T., Hilber, P., Wihlen, M., and Hansson, O. (2019). Reliability considerations and economic benefits of dynamic transformer rating for wind energy integration. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 106, 598–606.
- Zhao, H., Sun, S., and Jin, B. (2018). Sequential fault diagnosis based on lstm neural network. *Ieee Access*, 6, 12929–12939.

## REFERÊNCIAS

- ABNT, N. -. Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante. 2017. 2017. Citado 7 vezes nas páginas 9, 34, 37, 39, 42, 47 e 54.
- ABYANEH, H. A. Distribution transformer loss-of-life reduction by increasing penetration of distributed generation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2011. v. 26, n. 2, p. 1128–1136, 2011. Citado na página 39.
- AGAH, S. M. M. Quantification of the distribution transformer life extension value of distributed generation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2011. v. 26, n. 3, p. 1820–1828, 2011. Citado na página 39.
- ASSUNCAO, T. C. B. N. Contribuição à modelagem e análise do envelhecimento de transformadores de potência. 2007. Universidade Federal de Minas Gerais, 2007. Citado na página 25.
- BARDELIN, C. E. A. *Os efeitos do racionamento de energia elétrica ocorrido no Brasil em 2001 e 2002 com ênfase no consumo de energia elétrica*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2004. Citado na página 19.
- BARONI, B. R. et al. Impacto da geração fotovoltaica nas receitas da distribuidora considerando a vida útil dos transformadores. 2021. Universidade Federal de Minas Gerais, 2021. Citado na página 34.
- BARONI, B. R. et al. Impact of photovoltaic generation on the allowed revenue of the utilities considering the lifespan of transformers: A brazilian case study. *Electric Power Systems Research*, 2021. Elsevier, v. 192, p. 106906, 2021. Citado na página 28.
- CASTRO, R. M.; RENOVÁVEIS, E.; DESCENTRALIZADA, P. Introdução à energia eólica. *Energias Renováveis e Produção Descentralizada*, 2007. 2007. Citado na página 23.
- CHAPMAN, S. J. *Fundamentos de máquinas elétricas*. [S.l.]: AMGH editora, 2013. Citado na página 24.
- CLÉMENT, F.; LAROUSSE, P. *Dictionnaire lyrique ou histoire des opéras*. [S.l.]: Slatkine, 1999. Citado na página 31.
- FILHO, J. M. *Manual de Equipamentos Elétricos*. [S.l.]: Grupo Gen-LTC, 2000. Citado na página 25.
- FITZGERALD, A. Jr; CK; Umans, SD “*Máquinas Elétricas: com Introdução a Eletrônica de Potência*”. 6ª Edição. [S.l.]: New York–NY: Bookman, 2003. Citado na página 25.
- GULLI, A.; KAPOOR, A.; PAL, S. *Deep learning with TensorFlow 2 and Keras: regression, ConvNets, GANs, RNNs, NLP, and more with TensorFlow 2 and the Keras API*. [S.l.]: Packt Publishing Ltd, 2019. Citado na página 44.
- GULLI, A.; PAL, S. *Deep learning with Keras*. [S.l.]: Packt Publishing Ltd, 2017. Citado na página 44.



- HOCHREITER, S.; SCHMIDHUBER, J. Long short-term memory. *Neural computation*, 1997. MIT Press, v. 9, n. 8, p. 1735–1780, 1997. Citado na página 33.
- IEC. Power transformers - part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers. 2018. 2018. Citado 17 vezes nas páginas 26, 27, 28, 29, 30, 34, 39, 40, 41, 42, 45, 46, 47, 52, 54, 56 e 61.
- IEEE. Ieee standard for general requirements for liquid-immersed distribution, power, and regulating transformers. *ieee std c57.12.00-2010 (revision of ieee std c57.12.00-2006)*. 2010. 2010. Citado 16 vezes nas páginas 26, 27, 29, 30, 34, 39, 40, 41, 42, 45, 52, 54, 55, 56, 59 e 61.
- JARDINI, J. A. et al. Power transformer temperature evaluation for overloading conditions. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2005. IEEE, v. 20, n. 1, p. 179–184, 2005. Citado 2 vezes nas páginas 9 e 36.
- JR, H. de F.; COSTA, J. G. S.; OLIVAS, J. L. M. A review of monitoring methods for predictive maintenance of electric power transformers based on dissolved gas analysis. *Renewable and sustainable energy reviews*, 2015. Elsevier, v. 46, p. 201–209, 2015. Citado na página 34.
- JUNIOR, J. R. F. Redes neurais recorrentes — lstm. 2019. jun 2019. Disponível em: <<https://medium.com/@web2ajax/redes-neurais-recorrentes-lstm-b90b720dc3f6>>. Citado na página 33.
- LACHMAN, M. et al. Real-time dynamic loading and thermal diagnostic of power transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2003. v. 18, n. 1, p. 142–148, 2003. Citado 3 vezes nas páginas 33, 34 e 36.
- LAHOTI, B. Evaluation of transformer loading above nameplate rating. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 1981. IEEE, n. 4, p. 1989–1998, 1981. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 60.
- LEITE, S. J. O. et al. Predição de séries temporais da covid19: uma avaliação de redes neurais com células lstm. 2021. 2021. Citado na página 33.
- LESIEUTRE, B. C.; HAGMAN, W. H.; KIRTLEY, J. An improved transformer top oil temperature model for use in an on-line monitoring and diagnostic system. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 1997. IEEE, v. 12, n. 1, p. 249–256, 1997. Citado na página 36.
- LUDEMIR, T. B. Redes neurais artificiais. *TEORIA E APLICAÇÕES*, 2000. v. 2, 2000. Citado na página 31.
- MANITO, A. R.; PINTO, A.; ZILLES, R. Evaluation of utility transformers' lifespan with different levels of grid-connected photovoltaic systems penetration. *Renewable Energy*, 2016. Elsevier, v. 96, p. 700–714, 2016. Citado na página 28.
- MCCULLOCH, W. S.; PITTS, W. A logical calculus of the ideas immanent in nervous activity. *The bulletin of mathematical biophysics*, 1943. Springer, v. 5, n. 4, p. 115–133, 1943. Citado na página 32.
- METWALLY, I. A. Failures, monitoring and new trends of power transformers. *IEEE potentials*, 2011. IEEE, v. 30, n. 3, p. 36–43, 2011. Citado na página 27.
- MINSKI, G. et al. Aplicação do prazo agregado na gestão da construção de complexos eólicos. 2018. Florianópolis, SC, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 24.

MOURA-FÉ, M. M. de; PINHEIRO, M. V. de A. Os parques eólicos na zona costeira do ceará e os impactos ambientais associados. *Revista Geonorte*, 2013. v. 4, n. 13, p. 22–41, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 9 e 23.

MÜLLER, M. L. et al. Sistema supervisorio e aquisição de dados de uma usina de geração fotovoltaica. 2017. Florianópolis, SC., 2017. Citado na página 29.

MURALIKRISHNA, A. et al. Total solar irradiance forecasting with keras recurrent neural networks. In: SPRINGER. *International Conference on Computational Science and Its Applications*. [S.l.], 2020. p. 255–269. Citado na página 32.

NETO, A. B. F.; CORRÊA, W. L. R.; PEROBELLI, F. S. Consumo de energia e crescimento econômico: uma análise do brasil no período 1970-2009. *Análise Econômica*, 2016. v. 34, n. 65, 2016. Citado na página 19.

OLAH, C. Understanding lstm networks. 2015. 2015. Citado 3 vezes nas páginas 9, 32 e 33.

OSÓRIO, F. S. Redes neurais artificiais: Do aprendizado natural ao aprendizado artificial. *Tutorial–I Fórum de Inteligência Artificial/Ulbra*, 1999. 1999. Citado na página 31.

PANG, B.; NIJKAMP, E.; WU, Y. N. Deep learning with tensorflow: A review. *Journal of Educational and Behavioral Statistics*, 2020. SAGE Publications Sage CA: Los Angeles, CA, v. 45, n. 2, p. 227–248, 2020. Citado na página 44.

PAVINATTO, E. F. Ferramenta para auxílio à análise de viabilidade técnica da conexão de parques eólicos à rede elétrica. *Electrical Engineering Master Thesis. COPPE/UFRJ*, 2005. 2005. Citado 2 vezes nas páginas 9 e 24.

RIBEIRO, M. da M.; QUIMARÃES, S. S. Redes neurais utilizando tensorflow e keras. *RE3C-Revista Eletrônica Científica de Ciência da Computação*, 2018. v. 13, n. 1, 2018. Citado na página 44.

RODRIGUES, L. M. M. Atualização automática de sistemas scada em produção. 2018. 2018. Citado na página 30.

SAHA, T. K. Review of modern diagnostic techniques for assessing insulation condition in aged transformers. *IEEE transactions on dielectrics and electrical insulation*, 2003. IEEE, v. 10, n. 5, p. 903–917, 2003. Citado na página 34.

SANTOS, G. Uma aplicação de redes neurais recorrentes do tipo lstm à previsão dos preços de curto prazo do mercado de energia elétrica brasileiro. 2019. 2019. Citado na página 32.

SILVA, H. J. B. d. Contribuições no desenvolvimento de modelos de ciclo de vida para transformadores de potência de distribuição. 2019. Universidade Estadual Paulista (UNESP), 2019. Citado na página 23.

SILVA, J. R. d. et al. Modelagem para monitoramento térmico de transformadores em operação e avaliação do envelhecimento em função do perfil de carregamento. 2005. Florianópolis, SC, 2005. Citado na página 25.

SILVA, L. J. et al. Análise e simulação de intervenções em instalações do sistema interligado nacional. 2022. Florianópolis, SC, 2022. Citado 2 vezes nas páginas 9 e 20.

SOUZA, R. B. d. *Avaliação de modelos de inteligência artificial para previsão da velocidade de vento em curto prazo*. 2014 112 f. Tese (Doutorado) — Dissertação (Mestrado)-Curso de Engenharia Elétrica, Centro de Tecnologia e . . . , 2014. Citado na página 31.

STEVENSON, W. D. *Elementos de análise de sistemas de potência*. [S.l.]: McGraw-Hill do Brasil, 1974. Citado na página 24.

STREHL, L. C. *Prospecção de tecnologias para aumentar a segurança em sistemas scada*. 2012. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2012. Citado na página 30.

TEIXEIRA, C. P.; FERREIRA, V. H. Gerenciamento da demanda residencial utilizando métodos de otimização natural e considerando a geração distribuída. *Anais do V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)*, 2014. 2014. Citado 2 vezes nas páginas 9 e 21.

TORTELLI, O. L. *Sistemas elétricos de potência*. Curitiba: Universidade Federal do Paraná, 2009. 2009. Citado 4 vezes nas páginas 9, 20, 21 e 22.

UNIDAS, N. 17 objetivos para transformar o mundo. 2016. 2016. Disponível em: <<https://nacoesunidas.org/pos2015/>>. Citado na página 19.

VILLACCI, D. et al. The role of learning methods in the dynamic assessment of power components loading capability. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2005. v. 52, n. 1, p. 280–290, 2005. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 41.

WARD, B. H. A survey of new techniques in insulation monitoring of power transformers. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 2001. IEEE, v. 17, n. 3, p. 16–23, 2001. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 60.

ZAMBELLI, M. d. S. *Planejamento da operação energética do sistema interligado nacional baseado em modelo de controle preditivo*. 2009. [sn], 2009. Citado na página 20.

ZAREI, T. et al. Reliability considerations and economic benefits of dynamic transformer rating for wind energy integration. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2019. Elsevier, v. 106, p. 598–606, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 28.