



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
MESTRADO ACADÊMICO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DEIVID SOUZA MARINS

**AUMENTO DA CAPACIDADE OPERATIVA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO
DE USO EXCLUSIVO EM PARQUES EÓLICOS - UM ESTUDO DE CASO NO
NORDESTE BRASILEIRO**

FORTALEZA

2022

DEIVID SOUZA MARINS

AUMENTO DA CAPACIDADE OPERATIVA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO
DE USO EXCLUSIVO EM PARQUE EÓLICOS - UM ESTUDO DE CASO NO
NORDESTE BRASILEIRO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistema de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Fernando Luiz
Marcelo Antunes

FORTALEZA

2022

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Marins, Deivid Souza.

Aumento da capacidade operativa de linhas de transmissão de uso exclusivo em parques eólicos : um estudo de caso no Nordeste brasileiro / Deivid Souza Marins. – 2022.
129 f. : il. color.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2022.

Orientação: Prof. Dr. Fernando Luiz Marcelo Antunes.

1. Energia Eólica,. 2. Linhas de Transmissão. 3. Ampacidade. 4. reanálise numérica ERA5. 5. Meteoblue. I. Título.

CDD 621.3

A Deus.

À Jessica minha esposa e William meu filho, minhas inspirações para realização desse sonho.

Aos meus pais, Hozana e Eronir e aos meus irmãos Rayger e Richard.

À régua (em homenagem aos colegas dos anos de Graduação).

Dedico.

AGRADECIMENTOS

Ao departamento de Engenharia Elétrica pela oportunidade de cursar uma pós-graduação de qualidade.

Ao Prof. PhD. Fernando Luiz Marcelo Antunes, pela excelente orientação e parceria durante todos os anos de graduação e pós-graduação. Obrigado por acreditar nas minhas ideias e me apoiar, pois difícil é a saga de um aluno que estuda e trabalha.

Aos professores participantes da Banca examinadora Dra. Ruth Pastora Leão e Dr. Farith Mustafá Absi Salas pelo tempo e valiosas contribuições que enriqueceram esse trabalho.

Aos amigos de profissão do setor elétrico Pablo Ribeiro, Marcus Nobrega, Joao Paulo, Arthur Vieira, Rafael Diógenes, Leonardo Cavalcante, Thiago Silva, Leandro Oliveira, Eric, Patrick, Erica Lima e muitos outros por todo o apoio, paciência e compreensão durante os anos de dedicação dupla de pós-graduação e mercado de trabalho.

Ao amigo e colega de mestrado Raphael, pelos almoços de terapia, reclamações, caronas, parcerias em provas, trabalhos e valiosos conselhos.

A minha esposa Jéssica, por toda a motivação, puxão de orelha e conselhos dados não apenas na pós-graduação, mas na graduação e na vida. A ela por ter gerado nosso filho William, que nasce no período de escrita desse agradecimento.

Aos meus pais pelo dom da vida e aos meus irmãos pela amizade de sempre.

RESUMO

O potencial eólico do Nordeste brasileiro torna a região um atrativo para construção de empreendimentos de geração eólicos e, conseqüentemente, traz a necessidade de expansão ou reforço da malha de transmissão brasileira, com investimentos em novas Linhas de Transmissão que atendam essa alta na demanda de geração. O estudo de alternativas de recapacitação de linhas de transmissão, que possibilitem o aproveitamento de infraestruturas existentes, pode contribuir para redução de custos de construção e posterga a necessidade de implantação de novos ativos. No âmbito da geração eólica, a garantia de um melhor aproveitamento das LT de uso exclusivo garante folgas para despacho de geração excedente. Esse trabalho apresenta o estudo de aumento da capacidade operativa da Linha de Transmissão 230 kV Paranatama – Garanhuns II, responsável exclusivamente pelo escoamento de geração do Parque Eólico Serra das Vacas no estado de Pernambuco. O trabalho analisa o regime de vento e a temperatura do ar de três bases de dados, sendo elas os dados observados de estações meteorológicas do INMET, dados de reanálise numérica ERA5 e dados comerciais do modelo de simulações fornecido pela empresa Meteoblue. O estudo busca identificar os impactos das variações climáticas na capacidade operativa da LT, garantindo a mesma confiabilidade da linha em operação, sem violar as distâncias de segurança cabo-solo. Como resultados, constatou-se que em todos os períodos do ano, nas três bases de dados, houve ganhos significativos na capacidade de transmissão e conseqüentemente de geração excedente para o parque eólico serra das vacas. Os menores ganhos sazonais foram identificados na base de dados do INMET, com mínimo de 43% e máximo de 92%. O segundo maior ganho deu-se a base de dados ERA5, com valores mínimos de 55% e máximos de 116%, enquanto que a referência de dados Meteoblue apresentou melhores ganhos, com variações de 99% a 128%. Os resultados também permitiram estabelecer que o limite normativo de velocidade de vento para projetos de linha de transmissão de 1,0 m/s deve ser adequado as condições climáticas do empreendimento, assim como sua aplicação.

PALAVRAS-CHAVE: Energia Eólica, Linhas de Transmissão, Ampacidade, reanálise numérica ERA5, Meteoblue

ABSTRACT

The wind power potential of the Northeast makes the region attractive for the construction of wind generation projects and consequently brings the need to expand or reinforcement the Brazilian transmission grid, with investments in new Transmission Lines to supply this increase in generation demand. The study of alternatives for upgrading transmission lines, which enable the use of existing infrastructure, can contribute to reducing construction costs and postpone the need to implement new assets. Within the scope of wind generation, the guarantee of a better use of TL for exclusive use guarantees clearances for dispatching excess generation. This work presents the study of increasing the operating capacity of the 230 kV Paranatama – Garanhuns II TL, responsible exclusively for the flow of generation from the Serra das Vacas Wind Farm in the state of Pernambuco. The work analyzes the wind regime and the air temperature of three databases, which are the observed data from INMET meteorological stations, ERA5 numerical reanalysis data and commercial data from the simulation model provided by the company Meteoblue. The study seeks to identify the impacts of climatic variations on the LT's ampacity, ensuring the same reliability of the line in operation without breaking clearance distances. As a result, it was found that in all periods of the year, in the three databases, there were significant gains in transmission and consequently in excess generation for the Serra das Vacas wind farm. The smallest seasonal gains were identified in the INMET database, with a minimum of 43% and a maximum of 92% in capacity increase. The second biggest gain was the ERA5 database, with minimum values of 55% and maximum values of 116%, while the Meteoblue data reference showed better gains, with variations from 99% to 128%. The results also allowed to establish that the normative wind speed limit for transmission line projects of 1.0 m/s must be adequate to the project's climatic conditions, as well as its application.

Key words: Wind Energy, Transmission Lines, Ampacity, Electrical Repowering, Numerical Reanalysis ERA5, Meteoblue

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1 – TEMPO MÉDIO EM DIAS DE EXECUÇÃO FÍSICA E DE OBTENÇÃO DE UMA LI.20	
FIGURA 2 – ORGANIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.	24
FIGURA 3 – PARTICIPAÇÃO DAS FONTES NA CAPACIDADE INSTALADA.	25
FIGURA 4 – EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA: EÓLICA, BIOMASSA E TÉRMICAS ÓLEO E CARVÃO.	25
FIGURA 5 – EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA: SOLAR, NUCLEAR E OUTRAS FONTES.	25
FIGURA 6 – EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE EÓLICA INSTALADA NO BRASIL.	26
FIGURA 7 – EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE EÓLICA TOTAL INSTALADA MUNDIAL EM 2019.	27
FIGURA 8 – ATLAS DO POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO.	28
FIGURA 9 – CAPACIDADE INSTALADA NO BRASIL.	28
FIGURA 10 – ATLAS EÓLICO DE PERNAMBUCO: ROSA DOS VENTOS ANUAIS – (FREQUÊNCIA X DIREÇÃO).	29
FIGURA 11 – ATLAS EÓLICO DE PERNAMBUCO: VENTOS A 10 M DO SOLO.	30
FIGURA 12 – EVOLUÇÃO DA EXTENSÃO DA REDE BÁSICA DE TRANSMISSÃO.	30
FIGURA 13 – SISTEMA DE TRANSMISSÃO DO BRASIL – HORIZONTE 2024.	31
FIGURA 14 – VARIÁVEIS QUE AFETAM O BALANÇO TÉRMICO NOS CONDUTORES (MODELO SIMPLIFICADO).	36
FIGURA 15 – CRONOLOGIA PARA DEFINIÇÃO DOS MODELOS DE AMPACIDADE.	38
FIGURA 16 – INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA AMBIENTE NA AMPACIDADE DO CONDUTOR.	39
FIGURA 17 – INFLUÊNCIA DA VELOCIDADE DO VENTO NA AMPACIDADE DO CONDUTOR.	40
FIGURA 18 – INFLUENCIA DA RADIAÇÃO SOLAR NA AMPACIDADE DO CONDUTOR.	40
FIGURA 19 – INFLUÊNCIA DO FATOR DE EMISSIVIDADE NA AMPACIDADE DO CONDUTOR.	41
FIGURA 20 – INFLUÊNCIA DO FATOR DE ABSORÇÃO NA AMPACIDADE DO CONDUTOR. 42	
FIGURA 21 – TRANSFERÊNCIA DE CALOR POR CONVECÇÃO FORÇADA: A) CONDUTOR LISO B) CONDUTOR TRANÇADO FLEXÍVEL COM $RR < 0,05$ E C) CONDUTOR TRANÇADO FLEXÍVEIS COM $RR > 0,05$	48

FIGURA 22 – VARIAÇÃO DA TRANSFERÊNCIA GERAL DE CALOR DE CONDUTORES E FIOS COM O ÂNGULO DE ATAQUE DO VENTO.	49
FIGURA 23 – PRINCÍPIO DO RISCO TÉRMICO.	51
FIGURA 24 – QUALIDADE DAS INFORMAÇÕES: A) SIMULAÇÕES METEOBLUE E B) MEDIÇÕES ESTAÇÕES ANEMOMÉTRICAS.	54
FIGURA 25 – CONTINUIDADE DAS MEDIÇÕES DE DADOS CLIMATOLÓGICOS: METEOBLUE E ESTAÇÕES ANEMOMÉTRICAS.	55
FIGURA 26 – INSTALAÇÃO DE ESTAÇÃO METEOROLÓGICA EM TORRE DE TRANSMISSÃO.	56
FIGURA 27 – INSTALAÇÃO DOS SENSORES DE MEDIÇÃO CLIMATOLÓGICOS.	57
FIGURA 28 - INSTALAÇÃO DE ESTAÇÕES COMPACTAS NO TOPO DA TORRE DE TRANSMISSÃO.	57
FIGURA 29 - SENSOR POWER DUNET.	58
FIGURA 30 – SENSOR SMT ARTECHE.	58
FIGURA 31 - SENSOR FMC-T6 GE.	59
FIGURA 32 – SENSOR OTLM.....	59
FIGURA 33 – SENSOR EMO.	60
FIGURA 34 – SENSOR CAT-1.	60
FIGURA 35 – SISTEMA SONAR (TRENA SONAR).....	61
FIGURA 36 – SAGOMETRO: A) CAMERA DIGITAL E B) ALVO.	61
FIGURA 37 – SISTEMA VFLECHA DA CEMIG.....	62
FIGURA 38 – DISTRIBUIÇÃO DE FREQUÊNCIA DA VELOCIDADE DE VENTO – ESTAÇÃO PALMEIRA DOS ÍNDIOS.....	67
FIGURA 39 - LOCALIZAÇÃO DAS ESTAÇÕES METEOROLÓGICAS DO INMET E DA LT 230 Kv.....	69
FIGURA 40 – MAPA COM LOCALIZAÇÃO DAS ESTAÇÕES METEOROLÓGICAS NO BANCO DE DADOS DO INMET.	69
FIGURA 41 – LOCALIZAÇÃO DOS PONTOS DE MEDIÇÃO ERA5 E DA LT 230 kV.	71
FIGURA 42 – PLATAFORMA DE AQUISIÇÃO DOS DADOS DE MEDIÇÃO ERA5 NO WINDOGRAPHER.....	71
FIGURA 43 – LOCALIZAÇÃO DOS PONTOS DE MEDIÇÃO METEOBLUE E DA LT 230 Kv.	73
FIGURA 44 – DISTRIBUIÇÃO DE FREQUÊNCIA DA TEMPERATURA AMBIENTE: (A) ESTAÇÃO GARANHUNS-INMET (B) PONTO P8-ERA5 E (C) METEOBLUE SE GARANHUNS.	76

FIGURA 45 – COMPARAÇÃO DAS VELOCIDADES DE VENTO NA ESTRUTURA 44/3 E NO AEROGERADOR – NOITE.	78
FIGURA 46 – COMPARAÇÃO DAS VELOCIDADES DE VENTO NA ESTRUTURA 44/3 E NO AEROGERADOR – DIA.	79
FIGURA 47 – COMPARAÇÃO ENTRE AMPACIDADE SAZONAL E AMPACIDADE DETERMINÍSTICA: PERÍODO DIURNO.	89
FIGURA 48 – COMPARAÇÃO ENTRE AMPACIDADE SAZONAL E AMPACIDADE DETERMINÍSTICA: PERÍODO NOTURNO.	90
FIGURA 49 – COMPARAÇÃO ENTRE AMPACIDADE SAZONAL E AMPACIDADE DETERMINÍSTICA - MÊS AMOSTRAL: VERÃO DIA (NOVEMBRO 2017).	91
FIGURA 50 – COMPARAÇÃO ENTRE AMPACIDADE SAZONAL E AMPACIDADE DETERMINÍSTICA - MÊS AMOSTRAL: VERÃO NOITE (NOVEMBRO 2017).	91
FIGURA 51 – COMPARAÇÃO ENTRE AMPACIDADE SAZONAL E AMPACIDADE DETERMINÍSTICA - MÊS AMOSTRAL: INVERNO DIA (NOVEMBRO 2017).	93
FIGURA 52 – COMPARAÇÃO ENTRE AMPACIDADE SAZONAL E AMPACIDADE DETERMINÍSTICA - MÊS AMOSTRAL: INVERNO NOITE (NOVEMBRO 2017).	94
FIGURA 53 – COMPARAÇÃO ENTRE AMPACIDADE SAZONAL VERÃO DIA E VENTO NO AEROGERADOR – NOVEMBRO 2017.	97
FIGURA 54 – COMPARAÇÃO ENTRE AMPACIDADE SAZONAL INVERNO DIA E VENTO NO AEROGERADOR – JULHO 2017.....	99

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – NÍVEIS DE TENSÃO DE TRANSMISSÃO NO BRASIL.....	32
TABELA 2 – COEFICIENTES PARA CÁLCULO DA CONVECÇÃO NATURAL.	46
TABELA 3 - TRANSFERÊNCIA DE CALOR POR CONVECÇÃO FORÇADA PARA CONDUTORES COM VENTO NÃO TURBULENTO.	47
TABELA 4 - COMPARAÇÃO DOS DADOS DE MEDIÇÃO METEOBLUE E ESTAÇÕES METEOROLÓGICAS.	54
TABELA 5 – BASE DE DADOS PARA CÁLCULO DA AMPACIDADE – MÉTODO ESTATÍSTICO.	65
TABELA 6 – EXEMPLO DE AJUSTES DA DISTRIBUIÇÃO DE WEIBULL DA TEMPERATURA AMBIENTE – DADOS DE ABRIL DIURNO (INMET).	66
TABELA 7 – INFORMAÇÕES GEOGRÁFICAS E DE OPERAÇÃO DAS ESTAÇÕES DO INMET ESCOLHIDAS.	70
TABELA 8 – INFORMAÇÕES DE OPERAÇÃO DOS PONTOS DE REANÁLISE ERA5.....	72
TABELA 9 – INFORMAÇÕES DE OPERAÇÃO DOS PONTOS METEOBLUE.	73
TABELA 10 – MÉDIA DAS TEMPERATURAS MÁXIMAS MENSAIS NA LT – (A) INMET (B) ERA5 E C) METEOBLUE.	77
TABELA 11 – MÉDIA DAS TEMPERATURAS MÁXIMAS SAZONAIS.	77
TABELA 12 – MÉDIA DAS VELOCIDADES DE VENTO MÉDIAS MENSAIS NA LT – (A) INMET (B) ERA5 E (C) METEOBLUE.	80
TABELA 13 – MÉDIA DAS VELOCIDADES DE VENTO SAZONAIS.....	80
TABELA 14 – COEFICIENTES DE DETERMINAÇÃO R ² DA TEMPERATURA AMBIENTE: A) MODELOS NUMÉRICOS EM RELAÇÃO AO INMET E B) METEOBLUE EM RELAÇÃO AO ERA5.....	81
TABELA 15 – COEFICIENTES DE CORRELAÇÃO R DA VELOCIDADE DE VENTO: A) MODELOS NUMÉRICOS EM RELAÇÃO AO INMET E B) METEOBLUE EM RELAÇÃO AO ERA5.....	81
TABELA 16 – VIÉS, ERRO MÉDIO ABSOLUTO E RAIZ DO ERRO QUADRÁTICO MÉDIO: TEMPERATURA AMBIENTE NOITE.....	82
TABELA 17 – VIÉS, ERRO MÉDIO ABSOLUTO E RAIZ DO ERRO QUADRÁTICO MÉDIO: TEMPERATURA AMBIENTE DIA.	82
TABELA 18 – VIÉS, ERRO MÉDIO ABSOLUTO E RAIZ DO ERRO QUADRÁTICO MÉDIO: VELOCIDADE DE VENTO MÉDIA NOITE.	83

TABELA 19 – VIÉS, ERRO MÉDIO ABSOLUTO E RAIZ DO ERRO QUADRÁTICO MÉDIO: VELOCIDADE DE VENTO MÉDIA DIA.....	83
TABELA 20 – CONDIÇÕES OPERATIVAS DA LT 230 kV.....	85
TABELA 21 – DADOS DE PROJETO DA LT 230 kV.....	85
TABELA 22 – AMPACIDADE E PARCELAS DO EQUILÍBRIO TÉRMICO - MÉTODO DETERMINÍSTICO.....	85
TABELA 23 – VELOCIDADE DE VENTO E TEMPERATURA AMBIENTE PARA CÁLCULO DA AMPACIDADE SAZONAL NAS BASES DE DADOS INMET, ERA5 E METEOBLUE. ...	86
TABELA 24 – RESULTADO DA AMPACIDADE SAZONAL: (A) BASE DE DADOS INMET, (B) ERA5 E (C) METEOBLUE.....	86
TABELA 25 – AMPACIDADE SAZONAL E GANHOS DE TRANSMISSÃO MENSAIS NOTURNOS PELO MÉTODO ESTATÍSTICO: A) INMET E B) ERA5.....	87
TABELA 26 – AMPACIDADE SAZONAL E GANHOS DE TRANSMISSÃO MENSAIS NOTURNOS PELO MÉTODO ESTATÍSTICO: METEOBLUE.....	88
TABELA 27 – AMPACIDADE SAZONAL E GANHOS DE TRANSMISSÃO MENSAIS DIURNOS PELO MÉTODO ESTATÍSTICO: A) INMET E B) ERA5.....	88
TABELA 28 – AMPACIDADE SAZONAL E GANHOS DE TRANSMISSÃO MENSAIS DIURNOS PELO MÉTODO ESTATÍSTICO: METEOBLUE.....	89
TABELA 29 – GANHOS DE TRANSMISSÃO PELO MÉTODO ESTATÍSTICO – VERÃO 2017: INMET, ERA5 E METEOBLUE.....	92
TABELA 30 – GANHOS DE TRANSMISSÃO PELO MÉTODO ESTATÍSTICO – INVERNO 2017: INMET, ERA5 E METEOBLUE.....	95
TABELA 31 – AMPACIDADE SAZONAL VERÃO DIA E VENTO NO AEROGERADOR: PONTOS DE MENOR AMPACIDADE.....	97
TABELA 32 – AMPACIDADE SAZONAL INVERNO DIA E VENTO CORRESPONDENTE NO AEROGERADOR.....	99
TABELA 33 – CURVA DE POTÊNCIA DOS MODELOS DE AEROGERADORES DO PARQUE EÓLICO.....	100
TABELA 34 – QUANTIDADE DE AEROGERADORES EXCEDENTES PARA O GANHO DE AMPACIDADE DA LT: INMET.....	101
TABELA 35 – QUANTIDADE DE AEROGERADORES EXCEDENTES PARA O GANHO DE AMPACIDADE DA LT: ERA5.....	101
TABELA 36 – QUANTIDADE DE AEROGERADORES EXCEDENTES PARA O GANHO DE AMPACIDADE DA LT: METEOBLUE.....	101

LISTA DE SIGLAS E ABREVIações

ABEOLICA – Associação Brasileira de Energia Eólica
ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
BDMEP – Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa
CA/AC – Corrente Alternada
CAA – Cabo com alma de aço
CAT-1 – Category 1 cable
CC/DC – Corrente Contínua
CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais
CIGRÉ – International Council on Large Electric Systems
RR - Rugosidade da Superfície do Condutor
DSSS – Direct Sequence Spread Spectrum
EAM - Erro Absoluto Médio
ECMWF – European Centre for Medium-Range Weather Forecasts
EMA – Erro médio absoluto
EMO – Easy Monitoring Overhead Transmission
EPRI - Electric Power Research Institute
ERA5 – European Centre for Medium-Range Weather Forecasts Reanalysis v5
GE – General Electric
GHz – Gigahertz
GPRS – General Packet Radio Services
GSM – Global Systems for Mobile
GW – Gigawatt
GWEC – Global Wind Energy Council
Hz – Hertz
ID – Inverno Dia
IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers
IN – Inverno Noite
INMET – Instituto Nacional de Meteorologia
Km – Quilômetro
kV – Quilovolts

LER – Leilão de Energia de Reserva
LI – Licença de Instalação
LT – Linha de Transmissão
m/s – metros por segundo
MW – Megawatt
NBR – Norma Brasileira Regulamentadora
NMM – Nonhydrostatic Meso-Scale Modelling
NREL – Laboratório Nacional de Energia Renovável Americanos
NWP – Numerical Weather Prediction
OMM – Organização Meteorológica Mundial
OMM – Organização Mundial de Meteorologia
ONS – Operador Nacional do Setor Elétrico
OPGW – Optical Ground Wire
OTLM – Overhead Transmission Line Monitoring
PROEOLICA – Programa Emergencial de Energia Eólica
PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
R2 – Análise de correlação
ReN – Resolução Normativa
REQM – Raiz do erro quadrático médio
RMS – Root mean square
SE – Subestação
SIN – Sistema Interligado Nacional
SMS – Smart Messages
SMT – Smart Manufacturing Technology
TCP/IP – Transmission Control Protocol/Internet Protocol.
V – Viés
VBA – Visual Basic Advanced
VD – Verão Dia
VN – Verão Noite
W/m – watt por metro
W/m² - watts por metro quadrado

SÍMBOLOS

Q_J - ganho devido ao efeito Joule em W/m

Q_s - ganho de calor pela radiação solar em W/m

Q_c - Calor dissipado por convecção em W/m

Q_R - Calor dissipado por radiação térmica em W/m

A – Ampere

Ω - Ohms

I_{DC} - Corrente contínua (CC) em A

R_{DC} - Resistência CC do condutor a 20°C em Ω

R_{AC} - Resistência CA do condutor a 20°C em Ω

R_{TDC} - Resistência do condutor CC para temperatura de projeto em Ω/km

R_{TAC} - Resistência do condutor CA para temperatura de projeto em Ω/km

T_C – Temperatura do condutor em °C

α_{DC} - coeficiente de variação da resistência CC com a temperatura

$f_{AC/DC}$ – fator de conversão CA/CC

I_{AC}/I_{DC} – Relação das correntes I_{AC}/I_{DC}

α_s - Coeficiente de absorvidade do condutor

D - Diâmetro externo do condutor em metros

I_B - Intensidade de radiação solar em W/m²

$(Nu)_{D,f}$ - Número de Nusselt

k_f - Condutividade térmica do ar

h_{con} - Coeficiente da transferência de calor convectivo

T_f - temperatura do filme

T_s - Temperatura da superfície

T_a - Temperaturas ambiente

A_1 e m_1 - Constantes para vários intervalos do número de Rayleigh

Gr - Número de Grashof

Pr - Número de Prandtl

c_f - Calor específico a pressão constante

μ_f - Viscosidade

ν_f - Viscosidade cinemática do ar

g - Aceleração da gravidade

Re - Número de Reynolds

ε - emissividade térmica do condutor

σ - Constante de Stefan-Boltzmann.

n - Número de observações

ε_s - Dado da reanálise ou simulado

ε_o - Dado observado do INMET

$\bar{\varepsilon}$ - Média dos dados observados.

I_{FASE} – Corrente de fase

Top - Temperaturas de operação

I_{LD} - Capacidades operativas de longa duração

I_{CD} - Capacidades operativas de curta duração

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	19
1.1	Motivação.....	21
1.2	Objetivo.....	21
1.3	Estrutura da Dissertação.....	22
2.	PANORAMA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	24
2.1	Geração	24
2.1.1	<i>Geração Eólica</i>	26
2.1.1.1	<i>Atlas Eólico Brasileiro</i>	27
2.1.1.2	<i>Atlas Eólico de Pernambuco</i>	29
2.2	Transmissão	30
2.2.1	<i>Linhas de Transmissão</i>	31
2.2.1.1	<i>Estruturas</i>	32
2.2.1.1.1	Função na Linha	32
2.2.1.1.2	Resistência aos esforços	33
2.2.1.1.3	Material de Fabricação.....	33
2.2.1.2	<i>Cabos</i>	34
2.2.1.3	<i>Isoladores</i>	34
2.3	Distribuição	35
2.4	Considerações Finais.....	35
3.	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	36
3.1	Comportamento Térmico em Cabos Condutores.....	36
3.2	Variáveis Climatológicas – Análise e Sensibilidade	38
3.2.1	<i>Temperatura ambiente</i>	38
3.2.2	<i>Velocidade do vento</i>	39
3.2.3	<i>Radiação Solar</i>	40
3.2.4	<i>Coeficientes de Emissividade e Absortividade</i>	41
3.3	Metodologias para definição da Ampacidade	42
3.3.1	<i>Método Determinístico</i>	43
3.3.1.1	Ganho de calor por efeito Joule	43
3.3.1.1.1	Ganho de calor por efeito Joule – Cabos CAA	44

3.3.1.2	Ganho de calor por radiação solar	45
3.3.1.3	Perdas de calor por convecção.....	45
3.3.1.3.1	Número de Nusselt para convecção natural	46
3.3.1.3.2	Número de Nusselt para convecção forçada	47
3.3.1.3.3	Número de Nusselt para convecção mista.....	49
3.3.1.4	Perda de calor por radiação térmica	49
3.3.1.5	Ampacidade	50
3.3.2	<i>Método Estatístico</i>	50
3.3.2.1	<i>Medições de Estações Climatológicas</i>	52
3.3.2.2	<i>Reanálises Numéricas</i>	52
3.3.2.3	<i>Previsão Meteorológica</i>	53
3.3.3	Método do Monitoramento em Tempo Real.....	55
3.3.3.1	Monitoramento Climatológico.....	55
3.3.3.2	Monitoramento da Temperatura do Condutor	57
3.3.3.3	Monitoramento da Tração Mecânica.....	60
3.3.3.4	Monitoramento da Altura do Cabo ao Solo	60
3.5	Considerações Finais.....	62
4.	METODOLOGIA DO TRABALHO.....	64
4.1	Metodologia de aquisição de dados – Contextos Gerais	64
4.1.1	<i>Temperatura Ambiente</i>	65
4.1.2	<i>Velocidade de Vento</i>	66
4.2	Base de Dados INMET	68
4.3	Dados de reanálise ERA5.....	70
4.4	Dados Meteoblue	72
4.5	Análises Estatísticas	73
4.6	Considerações Finais.....	74
5.	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	75
5.1	Temperatura Ambiente	75
5.2	Velocidade de Vento.....	77
5.3	Análise Estatística.....	80
5.4	Ampacidade	84
5.4.1	<i>Ampacidade Sazonal</i>	86
5.4.2	<i>Ampacidade Sazonal – Amostragem de 1 Mês</i>	90
5.4.3	<i>Ganhos de Geração Eólica</i>	100

6.	CONCLUSÃO	102
	REFERÊNCIAS	104
	APÊNDICE A – TEMPERATURA AMBIENTE ANUAL NAS ESTAÇÕES DO INMET E NA LINHA DE TRANSMISSÃO ..	110
	APÊNDICE B – VELOCIDADE DE VENTO DE BRISA ANUAL NAS ESTAÇÕES DO INMET E NA LINHA DE TRANSMISSÃO	118
	APÊNDICE C – TEMPERATURA AMBIENTE ANUAL NA LINHA DE TRANSMISSÃO - BASE DE DADOS ERA5	126
	APÊNDICE D – VELOCIDADE DE VENTO DE BRISA ANUAL NA LINHA DE TRANSMISSÃO - BASE DE DADOS ERA5..	127
	APÊNDICE E – TEMPERATURA AMBIENTE ANUAL NA LINHA DE TRANSMISSÃO - BASE DE DADOS METEOBLUE.....	128
	APÊNDICE F – VELOCIDADE DE VENTO DE BRISA ANUAL NA LINHA DE TRANSMISSÃO - BASE DE DADOS METEOBLUE	129

1. INTRODUÇÃO

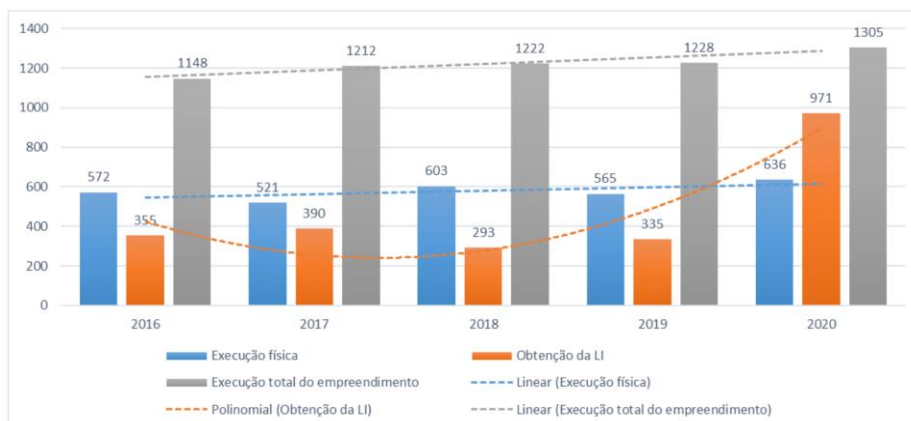
O potencial eólico do Nordeste Brasileiro torna a região um atrativo constante para construção de empreendimentos de geração de energia elétrica dessa fonte de energia.

Um dos principais benefícios que reforçam as intenções de investimento em geração eólica, além do custo-benefício e uso de energia inesgotável, é o tempo de construção consideravelmente reduzido quando comparado a grandes fontes de geração de energia elétrica.

Incluindo essa fonte de geração, o plano de ação e reforços nas instalações do SIN, elaborado pelo ONS e divulgado em 2019, estima que de 2017 a 2023 a capacidade máxima de geração do país terá um aumento de aproximadamente 25%. Para atender a essa demanda crescente, o ONS prevê a construção de cerca de 6800 km de linhas a um custo de 13,6 bilhões de reais (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS, 2017).

No entanto, referente às linhas de transmissão, o relatório de acompanhamento diferencial da expansão da transmissão do SIN, divulgado em março de 2021, indica que, ao longo dos últimos 5 anos, o tempo médio de execução física das obras variou de 521 dias em 2017 a 636 dias em 2020. O tempo médio necessário para se obter uma licença de instalação (LI) em empreendimentos de transmissão variou de 293 dias em 2018 a 971 dias em 2020, enquanto que o tempo médio total de execução dos empreendimentos apresentou variação de 1148 dias em 2016 a 1305 dias em 2020 (ANEEL, 2021a). A variação não linear do tempo para obtenção da licença ambiental deve-se a diversos fatores, tais como quantidade de empreendimentos, região de instalação da LT, impactos ambientais, etc.

Figura 1 – Tempo médio em dias de execução física e de obtenção de uma LI.



Fonte: (ANEEL, 2021a)

Ainda nessa linha, o relatório de acompanhamento aponta que, em junho de 2021, 25,36% dos 418 empreendimentos de transmissão em construção estavam com previsão de atraso para conclusão das obras. Esse fato pode postergar o início da operação de parques eólicos e demais usinas de geração recém-energizadas devido às limitações de despacho do SIN (MACHADO, 2020).

Portanto, diante das dificuldades e custos apresentados para a implantação de novas linhas de transmissão, o estudo de alternativas de recapacitação de linhas de transmissão, que possibilite o aproveitamento de infraestruturas existentes (trocas de isoladores, alteamento de estruturas, recapacitação elétrica), pode contribuir para redução de custos, postergar a necessidade de implantação de novos ativos e diminuir o impacto causado pelo atraso da data de início de operação de novas linhas de transmissão.

Alguns estudos como apresentados por Daconti (DACONTI; LAWRY, 2003) e Larruskain (LARRUSKAIN et al., 2006) apontam a possibilidade de aumento da capacidade de despacho de uma linha de transmissão existente, atendendo as mesmas premissas de confiabilidade, qualidade da prestação do serviço e atendimento às distâncias de segurança mínimas entre o cabo e o solo (MACHADO, 2020).

Para isso, faz-se necessário entender que a energia transmitida em uma linha é limitada pela temperatura do cabo condutor e pela altura mínima entre o cabo condutor e o solo. Entretanto, a temperatura de operação dos cabos da LT deve considerar as condições meteorológicas ao longo do caminho percorrido pela linha,

uma vez que a velocidade de vento, a temperatura ambiente e a irradiação solar atuam como termorreguladores dos cabos condutores, facilitando ou dificultando a perda de calor por convecção (MACHADO, 2020).

Nesse sentido, a ABNT NBR 5422 (ABNT, 1985) estabelece os procedimentos para determinar a máxima capacidade de operação da LT, onde, na ausência de dados aferidos, recomenda-se a utilização simultânea dos seguintes valores: Temperatura máxima média, radiação solar de 1000 W/m², vento de brisa não superior a 1 m/s e corrente máxima nos cabos condutores.

Esses fatores restritivos são aplicados a todas as linhas de transmissão do território brasileiro, independente da aplicação e condições climáticas de instalação. Esse método determinístico, com adoção de valores fixos e de ocorrência simultânea, resulta em carregamentos conservadores nas linhas de transmissão com o intuito de garantir a segurança de operação e riscos nulos.

1.1 Motivação

Em linhas de transmissão para escoamento exclusivo de fluxo de potência proveniente de usinas eólicas, as condições mais críticas de operação segundo a norma da ABNT NBR 5422 ocorrerão sob condição de corrente máxima (máxima geração eólica no parque) e baixa velocidade de vento, o que não ocorre de forma simultânea para esse tipo de geração.

Fundamentado nessa análise, este trabalho apresenta o estudo de aumento da capacidade operativa da Linha de Transmissão 230 kV Paranatama – Garanhuns II, responsável exclusivamente pelo escoamento de geração do Parque Eólico Serra das Vacas no estado do Pernambuco. Serão analisados os regimes de vento e a temperatura do ar próximas a LT, identificando os impactos das variações climáticas na capacidade de despacho da linha, buscando a recapacitação elétrica e garantindo a mesma confiabilidade do projeto em operação, sem romper as distâncias de segurança cabo-solo.

1.2 Objetivo

O objetivo geral deste trabalho é identificar o impacto das condições climáticas na capacidade de operação de uma LT em 230 kV, sendo essa de uso exclusivo para escoamento de geração do Parque Eólico Serra das Vacas, estado do Pernambuco.

Os objetivos específicos são:

- a) Estabelecer as velocidades de vento de brisa e temperaturas máximas do ar sobre as regiões de passagem da linha de transmissão aérea de uso exclusivo para escoamento de geração eólica;
- b) Estabelecer uma metodologia de escolha das temperaturas ambiente e velocidade de vento para cálculo da capacidade operativa da LT 230 kV, como também identificar os impactos das variações climáticas na capacidade de transmissão;
- c) Coletar os dados meteorológicos fornecidos por estações do INMET próximas à região atravessada pela LT e compará-los aos valores de reanálise climática ERA5 e ao modelo de previsão meteorológica comercial fornecido pela empresa Meteoblue;
- d) Caracterizar a frequência de ocorrência simultânea da condição crítica de operação para a LT de velocidade de vento e temperatura do ar, conforme definido na norma da ABNT NBR 5422;
- e) Simular os ganhos de capacidade operativa de longa duração quanto ao uso simultâneo de temperatura ambiente e velocidade de vento das três bases de dados, assim como avaliar o impacto na capacidade de geração do parque eólico Serra das Vacas.

1.3 Estrutura da Dissertação

O primeiro capítulo contextualiza a importância das linhas de transmissão para escoamento de geração eólica, apresentando dificuldades para a implantação de novas linhas de transmissão no território brasileiro. Paralelamente são apresentadas alternativas para diminuir os grandes investimentos financeiros para construção dos novos empreendimentos, com o estudo da recapitação de linhas de transmissão e seu aproveitamento das infraestruturas existentes.

O capítulo 2 apresenta um panorama do setor elétrico, aprofundando os conceitos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

O capítulo 3 apresenta uma fundamentação teórica dos estudos de capacidade, definindo os princípios de equilíbrio térmico do condutor, a influência das condições ambientais e das propriedades físicas dos cabos, assim como um estudo do atlas eólico.

O capítulo 4 apresenta a metodologia do trabalho, a qual utilizou o cálculo da ampacidade pelo método estatístico, estabelecendo a operação da linha de transmissão de acordo com períodos climáticos, com uso simultâneo de série de dados diárias de velocidade de vento e temperatura ambiente aferidos e tratados.

O capítulo 5 apresenta os resultados das coletas de dados de temperatura ambiente máximas e velocidade de vento médias provenientes das três bases de dados, sendo a primeira da série temporal medida do INMET, a segunda oriunda da reanálise climática ERA5 e a última do banco de dados simulados da empresa Meteoblue.

Por fim, o capítulo 6 contempla a conclusão da pesquisa.

2. PANORAMA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O setor elétrico brasileiro, regulamentado pela Agência Nacional Elétrica (ANEEL), encontra-se organizado em três grandes grupos: geração, transmissão e distribuição.

Como um dos maiores desafios para um país com grandes dimensões é garantir a distribuição de energia para todo o território, criou-se no Brasil uma rede de transmissão conectada, denominada de Sistema Interligado Nacional (SIN). Através dessa malha de transmissão, a interconexão do sistema elétrico garante a transferência de energia entre os submercados e permite o atendimento a quase todo o mercado consumidor nacional, de maneira segura e eficiente (ONS, 2021).

Figura 2 – Organização do setor elétrico brasileiro.



Fonte: adaptado de (NEOENERGIA, 2021)

2.1 Geração

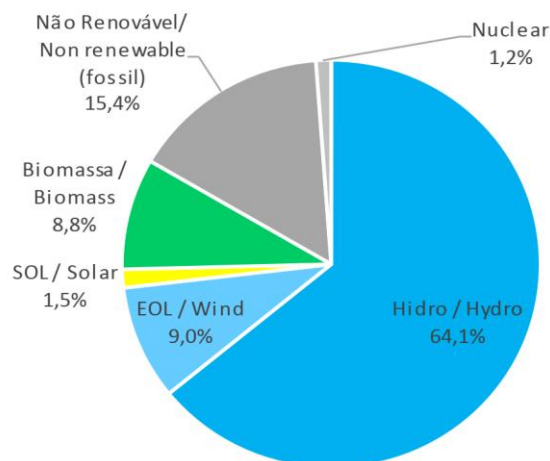
A geração de energia é responsável pela transformação da energia primária (águas de reservatório, gás, vapor, energia dos ventos, energia solar, etc) em energia elétrica.

A capacidade instalada de geração do SIN é composta, principalmente, por usinas hidrelétricas distribuídas em dezesseis bacias hidrográficas nas diferentes regiões do país. Nos últimos anos, a instalação de usinas eólicas, principalmente nas regiões Nordeste e Sul, apresentou um forte crescimento, aumentando a importância dessa geração para o atendimento do mercado (ONS, 2021).

O Brasil dispõe de uma matriz elétrica de origem predominantemente renovável, com destaque para a fonte hídrica que responde por 64,1% da capacidade instalada. O percentual das demais fontes e a previsão de evolução da capacidade

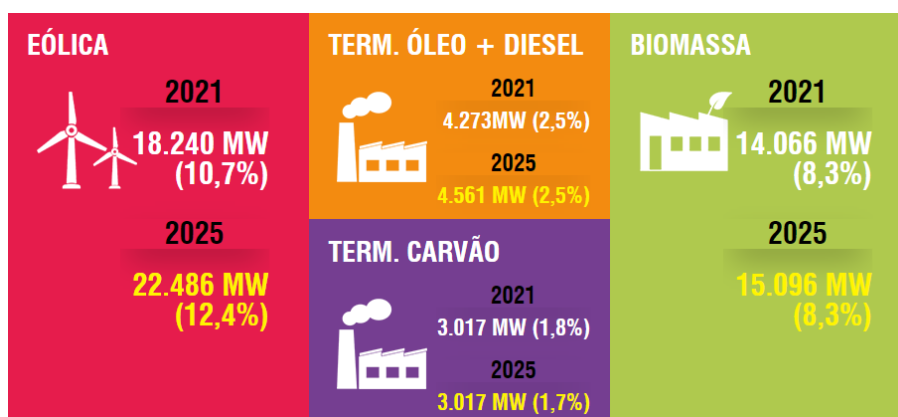
instalada nos períodos de 2021 a 2025 são sumarizados nas imagens abaixo (EPE, 2020; ONS, 2021).

Figura 3 – Participação das fontes na capacidade instalada.



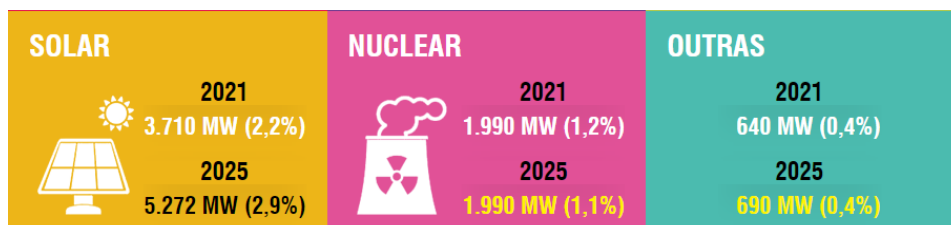
Fonte: adaptado de (EPE, 2020)

Figura 4 – Evolução da capacidade instalada: Eólica, Biomassa e Térmicas Óleo e Carvão.



Fonte: (ONS, 2021)

Figura 5 – Evolução da capacidade instalada: Solar, Nuclear e Outras fontes.



Fonte: (ONS, 2021)

Neste trabalho o foco, dentre as fontes de geração que compõem a matriz elétrica do país, será aquela proveniente da geração eólica, conforme apresentado no item que se segue.

2.1.1 Geração Eólica

A exploração da energia eólica no Brasil deu-se em 1992 no arquipélago de Fernando de Noronha, quando entrou em operação o primeiro aerogerador do país.

Segundo ABEEOLICA (ABEEÓLICA, 2020), em 2001, durante a crise energética, criou-se o Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEÓLICA) na tentativa de incentivar a contratação de empreendimentos de geração de energia eólica até 2003. Sem resultados, esse programa foi substituído pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA).

No final de 2009, ocorreu o primeiro leilão de comercialização de energia exclusivamente para a fonte eólica, denominado Leilão de Energia de Reserva (LER). Esse leilão abriu portas para o leilão mais importante do setor, realizado um ano depois, com a contratação de usinas eólicas para início de operação em 2012 e contratos de 20 anos (ABEEÓLICA, 2020). A partir desse evento, a evolução dos projetos eólicos no país deu-se de forma crescente. O gráfico da evolução da capacidade instalada do Brasil, fornecido pela InfoVento, é mostrado na Figura 6.

Figura 6 – Evolução da capacidade eólica instalada no Brasil.

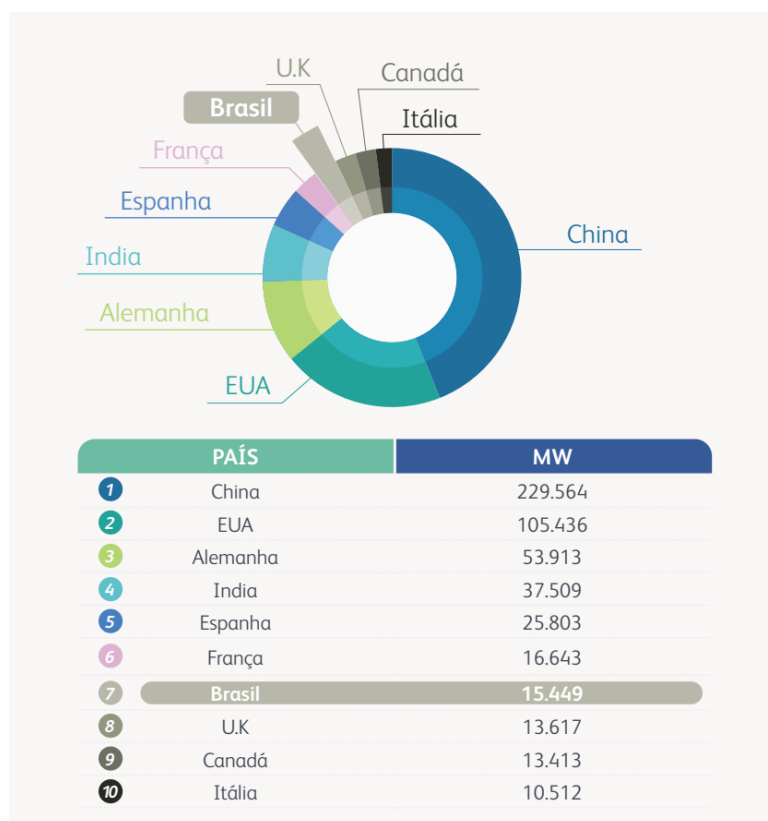


Fonte: (ABEEÓLICA, 2020)

2.1.1.1 Atlas Eólico Brasileiro

No mundo, a geração eólico-elétrica expandiu de forma acelerada ao longo da última década, atingindo a escala de gigawatts. Em 2019, o Brasil subiu uma posição no ranking mundial de capacidade eólica acumulada *onshore* elaborado pelo GWEC (Global Wind Energy Council), ocupando 7ª posição. Na Figura 7 é apresentado o gráfico segundo dados coletados pela GWEC (ABEEÓLICA, 2019).

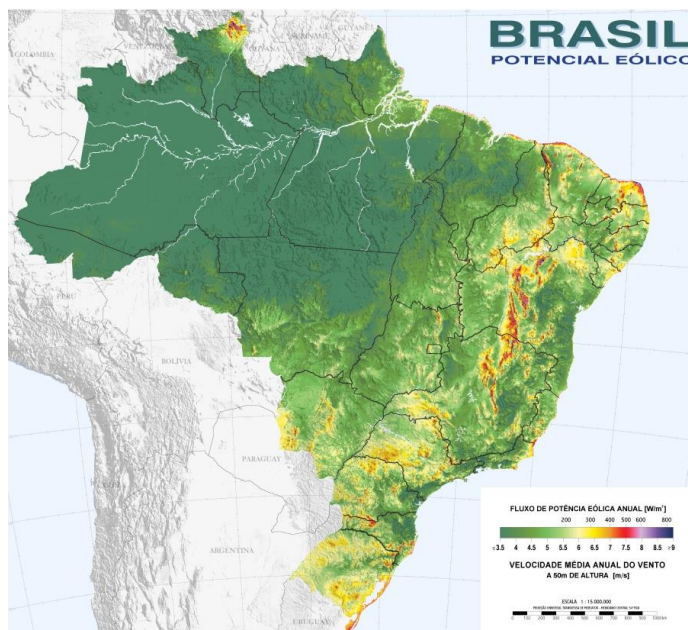
Figura 7 – Evolução da capacidade eólica total instalada Mundial em 2019.



Fonte: (LEE; ZHAO, 2020)

Um dos fatores limitantes para definição de novos empreendimentos eólicos no país foi a ausência de dados consistentes e confiáveis. Diante dessa problemática, foi apresentado em 2001 o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, o qual abrange todo o território nacional e fornece informações para capacitar tomadores de decisão na identificação de áreas adequadas para aproveitamentos eólico-elétricos (BRUNO MONTEZANO, 2007). O atlas é apresentado na Figura 8.

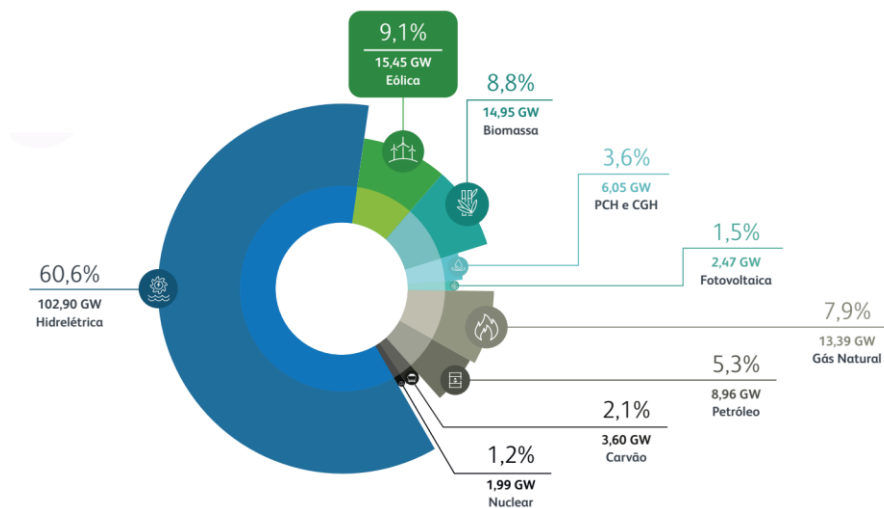
Figura 8 – Atlas do potencial eólico brasileiro.



Fonte: (BRUNO MONTEZANO, 2007)

A capacidade instalada do Brasil, ao fim de 2019, atingiu o montante de 620 usinas e 15,45 GW de potência eólica instalada. Considerando todas as fontes de geração de energia elétrica, a energia eólica atingiu uma participação de 9,1% da matriz elétrica brasileira, conforme ilustrado na Figura 9 (ABEEÓLICA, 2019).

Figura 9 – Capacidade instalada no Brasil.

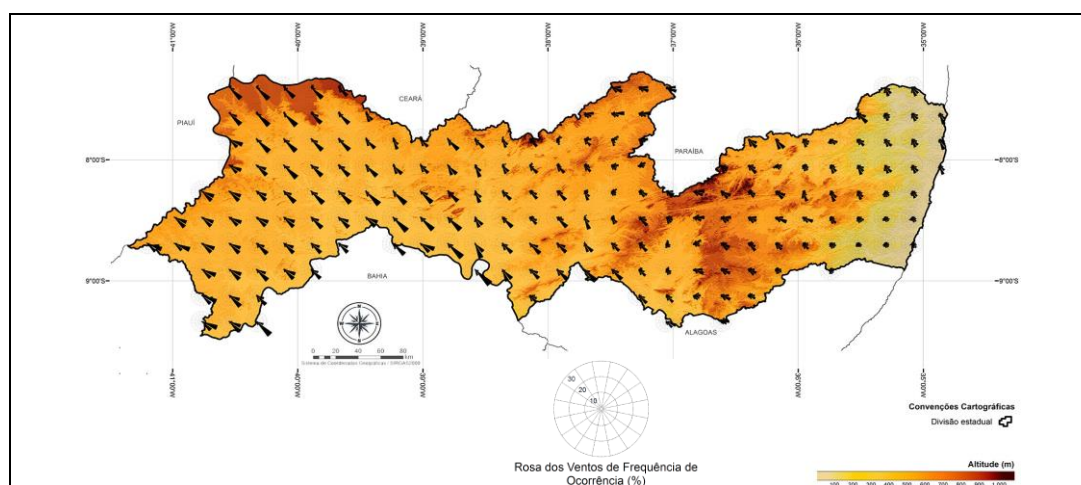


Fonte: (ABEEÓLICA, 2019)

2.1.1.2 Atlas Eólico de Pernambuco

O vento no Estado do Pernambuco, região do Nordeste a qual abriga a LT 230 kV desse trabalho, apresenta pouca variação em direção, girando em torno do quadrante sudeste a maior parte do ano, considerado como vento de altitude, entrando pela costa e se intensificando continente adentro conforme Figura 10. Em alturas mais baixas, entre 10 e 50 metros, é possível identificar o efeito de circulação de brisa na faixa litorânea, possibilitando um forte aproveitamento para geração distribuída.

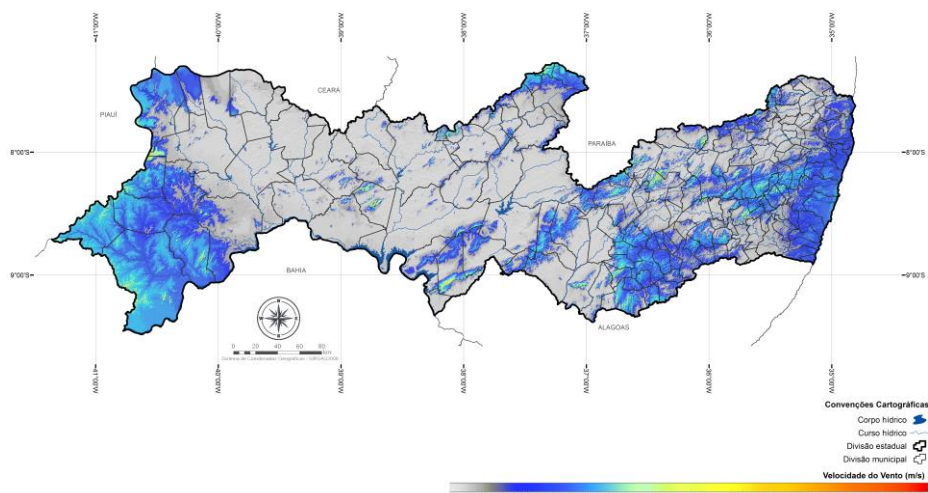
Figura 10 – Atlas Eólico de Pernambuco: rosa dos ventos anuais – (Frequência x Direção).



Fonte: (GOVERNO DO ESTADO DE PERNAMBUCO, 2017)

O Atlas Eólico e Solar de Pernambuco, que concentra as informações meteorológicas da região, foi elaborado em parceria com institutos estaduais e com o INMET. Os dados passaram por análises e validações conforme preconizado pela Organização Mundial de Meteorologia (OMM) e pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável Americanos (NREL) (GOVERNO DO ESTADO DE PERNAMBUCO, 2017).

Figura 11 – Atlas Eólico de Pernambuco: Ventos a 10 m do solo.

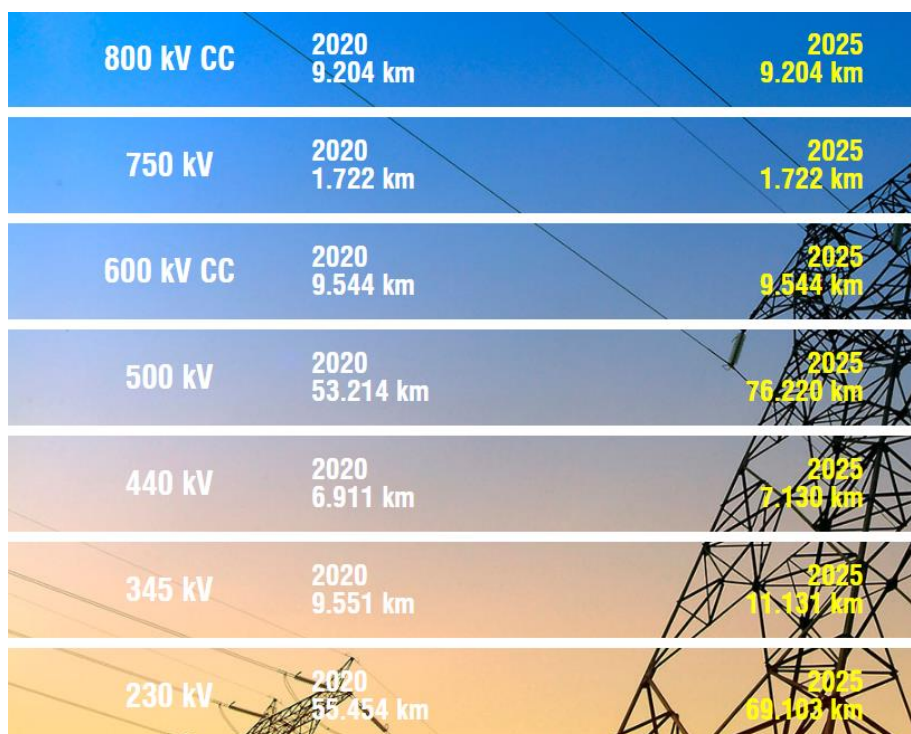


Fonte: (GOVERNO DO ESTADO DE PERNAMBUCO, 2017)

2.2 Transmissão

Para escoar a energia proveniente das gerações, independente da fonte, são projetadas as linhas de transmissão (LT). As malhas de transmissão, totalizando mais de 145.000 km de extensão no Brasil, permite a integração dos recursos de geração e transmissão, garantindo o atendimento ao mercado com segurança e economicidade. A previsão de evolução da extensão da rede básica de transmissão nos períodos de 2021 a 2025 é sumarizado abaixo (ONS, 2021).

Figura 12 – Evolução da extensão da rede básica de transmissão.

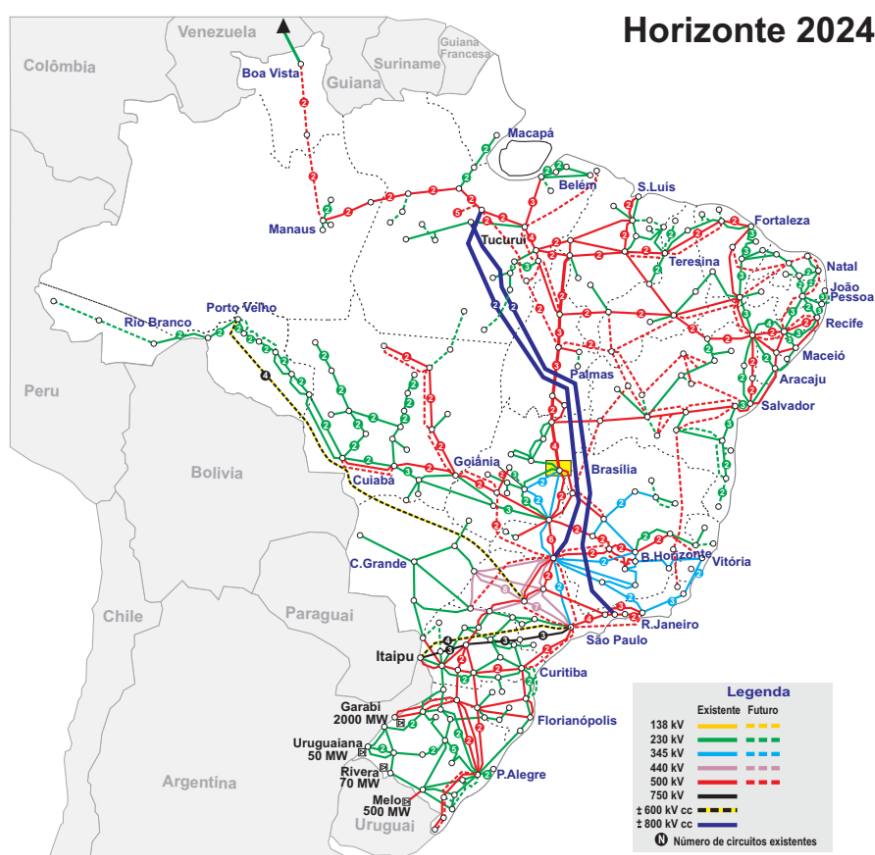


Fonte: (ONS, 2021)

2.2.1 Linhas de Transmissão

Linhas de Transmissão são circuitos responsáveis pela interligação entre Subestações, Usinas geradoras e Distribuidoras de Energia. Sua função principal é o transporte de grandes volumes de energia elétrica com as menores perdas elétricas possíveis (WAZEN et al., 2013). A Figura 13 mostra o mapa do sistema de transmissão do Brasil para um horizonte de 2024.

Figura 13 – Sistema de Transmissão do Brasil – Horizonte 2024.



Fonte: (ONS, 2021)

As tensões de transmissão padronizadas no Brasil segundo o Ministério de Minas e Energia são apresentadas na tabela abaixo:

Tabela 1 – Níveis de tensão de Transmissão no Brasil.

Linhas de Transmissão no Brasil			
Transmissão		Sub-Transmissão	
Padronizadas	Existentes	Padronizadas	Existentes
138	440	34.5	88
230	750	69	
345		138	
500			

Fonte: adaptada de Ministério de Minas e Energia

Os principais componentes que compõem uma linha de transmissão são: estruturas de suporte (torres metálicas ou postes de concreto), cabos condutores, cabos para-raios, cadeias de isoladores, fundações e acessórios. Dentre esses itens, definem-se os de maior relevância nos itens que se seguem.

2.2.1.1 Estruturas

As dimensões e formas das estruturas dependem da disposição necessária dos condutores, da distância entre os condutores, das dimensões e forma de isolamento, das flechas projetadas para os condutores, da altura mínima de segurança, além do número de circuitos envolvidos (LABEGALINI et al., 1992). A classificação das estruturas depende de inúmeros critérios, sendo os mais utilizados: quanto a função na linha, forma de resistir e material empregado na fabricação (FUCHS, 1979).

2.2.1.1.1 Função na Linha

- a) Estruturas de suspensão: Dimensionadas para suportar as cargas normais verticais, horizontais, transversais devidas à ação do vento sobre os cabos e as próprias estruturas. No sentido longitudinal também resistem às solicitações impostas pela ação do vento;
- b) Estruturas de ancoragem (intermediária ou terminal): A ancoragem terminal se dá em estruturas de fim de linha (última estrutura da LT), pois são dimensionadas para resistir todas as cargas normais e excepcionais. As estruturas com ancoragem parcial são empregadas em pontos intermediários ao longo da LT, resistindo aos esforços normais de tração unilateral, nas condições diárias de operação, além dos esforços transversais e longitudinais normais;

- c) Estruturas para ângulos: devem resistir aos esforços normais das forças horizontais devidas a presença de ângulos na linha, podendo ser de suspensão ou ancoragem;
- d) Estruturas de derivação: são projetadas para derivação em linhas de transmissão, sem interrupção ou seccionamento nesse ponto;
- e) Estruturas de transposição: utilizadas para assegurar a simetria elétrica de uma linha (ANDRÉIA POSSER CARGNIN, 2014).

2.2.1.1.2 Resistência aos esforços

- a) Estruturas autoportantes: são estruturas que têm sua estabilidade garantida por quatro montantes, sendo que cada um deles possui uma fundação a fim de transferir os esforços ao solo;
- b) Estruturas estaiadas: são estruturas cuja estabilidade é fornecida por estais, os quais absorvem uma parcela dos esforços horizontais, transmitindo-os para o solo por meio de suas respectivas fundações. A outra parcela dos esforços é absorvida axialmente pelo mastro central da torre e sua fundação (ANDRÉIA POSSER CARGNIN, 2014).

2.2.1.1.3 Material de Fabricação

- a) Madeira: apesar de ser feito de material de fácil extração e baixo custo, o poste de madeira não possui grande resistência mecânica. Foram largamente utilizados até os anos 1990, mas com a elevação dos níveis de tensão aplicados, sua aplicação reduziu devido seu custo-benefício;
- b) Concreto armado: Estruturas de concreto com fabricação do corpo inteiro, o qual dificulta seu transporte e montagem. Sua aplicação é idêntica às torres metálicas, porém apresentam aplicação em vãos mais curtos, devido seu limite estrutural.
- c) Estruturas metálicas: Fabricadas em aço-carbono, podendo ser do tipo perfiladas ou tubulares. A composição em peças permite sua fácil montagem e transporte. Este tipo de estrutura está associado a linhas mais longas, onde são necessários vãos entre estruturas maiores (WAZEN et al., 2013).

2.2.1.2 Cabos

Os cabos podem ser diferenciados de acordo com a função que possuem em uma linha de transmissão, onde podem ser condutores de energia, protetores contra surtos atmosféricos e sobrecorrentes, ou dissipadores de energia em partes aterradas (WAZEN et al., 2013).

- **Condutores:** São os elementos ativos das linhas de transmissão, onde é transmitida a energia elétrica da geração até os centros de carga.
- **Para-Raios:** Localizados na parte superior das estruturas, acima dos cabos condutores das fases, cuja função é proteger os circuitos das descargas atmosféricas, descarregando-as para o solo e evitando danos e interrupções ao sistema.

Os materiais dos cabos atualmente utilizados são Alumínio, Cobre e aço galvanizado. Devido ao alto custo e roubos associados aos cabos de cobre, esses estão cada vez mais em desuso. Os cabos de alumínio e aço galvanizados possuem predominância nas atuais linhas de transmissão do Brasil, com preferência por sua baixa densidade para uma mesma capacidade de corrente, embora o diâmetro do condutor de alumínio seja maior que o do cobre, o peso é menor.

2.2.1.3 Isoladores

O desempenho das linhas de transmissão está diretamente relacionado com o comportamento dos seus isoladores, os quais possuem a função de sustentar os cabos e mantê-los eletricamente isolados das estruturas (MENEZES, 2015). Os isoladores podem ser classificados da seguinte forma:

- **Material:** Podem ser fabricados em porcelana vitrificada, vidro temperado ou borracha de silicone em torno de um núcleo de fibra de vidro.
- **Utilização:** Quanto a forma de utilização, os isoladores são subdivididos em suspensão, com função apenas de sustentação dos cabos condutores, e ancoragem, os quais suportam as forças de tração e peso dos cabos.

2.3 Distribuição

A principal função das empresas distribuidoras de energia é garantir o fornecimento de energia elétrica às diferentes classes de consumidores, sendo elas: residenciais, industriais, comerciais, rurais, setor público e outros. As empresas de distribuição têm como clientes os consumidores e, ao mesmo tempo, são clientes das empresas geradoras e transmissoras de energia.

2.4 Considerações Finais

Esse capítulo apresentou um panorama do setor elétrico, aprofundando os conceitos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Em geração deu-se foco a matriz eólica com abordagem do atlas eólico brasileiro e do estado do Pernambuco. Em transmissão abordou-se a definição de linhas de transmissão, definindo suas principais partes, sendo elas: estruturas, cabos e isoladores. Por fim em distribuição, definiu-se a função das empresas distribuidoras de energia.

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

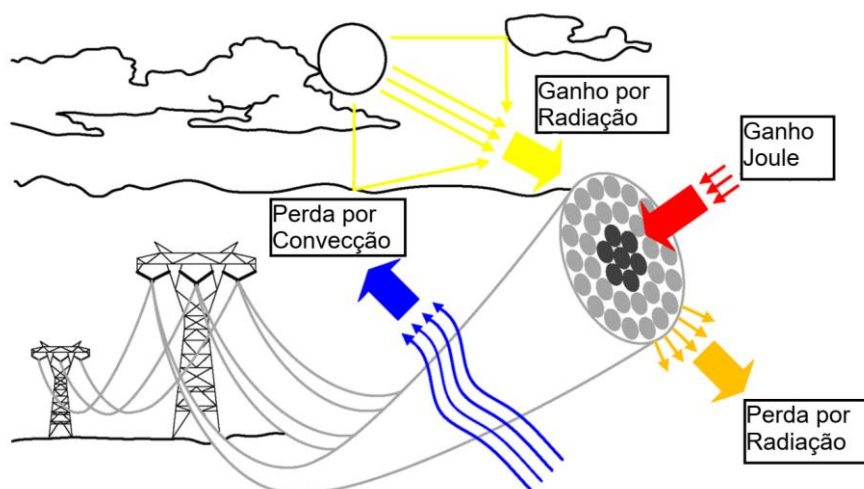
Neste capítulo, será apresentada uma fundamentação teórica dos estudos de ampacidade, definindo os princípios de equilíbrio térmico do condutor, a influência das condições ambientais e das propriedades físicas dos cabos e um estudo do atlas eólico.

3.1 Comportamento Térmico em Cabos Condutores

Os primeiros registros de estudos sobre o comportamento térmico de cabos condutores datam do século XX, no artigo de Gurney, com seu estudo sobre distribuição de temperatura nas condições de aquecimento e resfriamento em formas sólidas e no trabalho de Iskenderian, em seu artigo sobre a máxima ampacidade de um condutor isolado com a variação da temperatura (GURNEY; LURIE, 1923; ISKENDERIAN; HORVATH, 1946). Ao longo das décadas seguintes, diversos outros estudos relevantes foram publicados.

Em 1958 foi publicado por House e Tuttle o primeiro modelo para definição da ampacidade em regime permanente. A equação, baseada na primeira lei da termodinâmica, define o balanço de energia do condutor, o qual depende de suas características físicas e das condições meteorológicas da região (HOUSE; TUTTLE, 1958). O modelo simplificado considera o ganho de calor igual à quantidade de calor dissipado.

Figura 14 – Variáveis que afetam o balanço térmico nos condutores (modelo simplificado).



Fonte: adaptado de (MUÑOZ et al., 2019)

Em 1969, Morgan analisou o comportamento térmico dos cabos condutores em função da corrente, assim como os efeitos da variação da temperatura para diferentes condições climáticas (MORGAN VT, 1969). Em trabalhos dos anos seguintes, o autor deu continuidade aos estudos transientes da temperatura média de condutores de cobre e alumínio, com operação em regime permanente. Na publicação de 1983 foram realizados estudos mais detalhados, em cabos típicos de linhas de transmissão, quanto ao ganho de temperatura considerando efeitos ferromagnéticos, de ionização, condução, convecção e radiação solar. Outro assunto abordado pelo autor foi o grau de sensibilidade que as condições ambientais de operação das linhas de transmissão e as propriedades físicas do condutor têm quanto ao ganho de temperatura dos condutores (MORGAN, 1982, 1983; MORGAN VT, 1971).

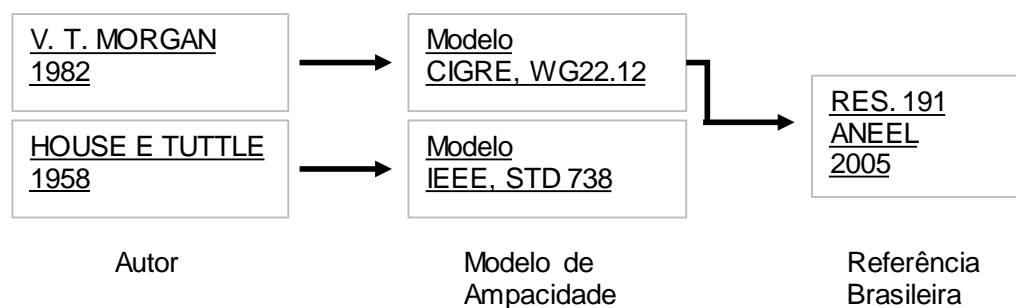
Contribuições de grande relevância foram realizadas nos períodos de 1983 a 1988, onde os autores propuseram metodologias e algoritmos para cálculo dinâmico das capacidades de carregamento dos cabos condutores, tanto em regime permanente como em regime transiente (BLACK; BYRD, 1983; BLACK; COLLINS; HALL, 1988; DOUGLASS, 1986; FOSS; FERNANDES, 1983; FOSS; LIN; CARBERRY, 1987).

Devido à grande quantidade de formulações propostas até o início dos anos 1990, os órgãos do setor elétrico mundial, IEEE em 1992 e CIGRÉ em 1993, elaboraram suas referências normativas com base nos modelos de House e Tuttle (HOUSE; TUTTLE, 1958) e Morgan (MORGAN, 1982), respectivamente.

Em 1999, ambos os modelos foram comparados por Schmidt, constatando que, para condições típicas, os resultados apresentam uma diferença inferior a 1%. Com base nesse resultado, ambas as metodologias tornaram-se adequadas para elaboração de projetos de linhas de transmissão (IEEE, 2012; SCHMIDT, 1999; STEPHEN, 2002).

Em 2005, foi aprovada pela ANEEL a resolução normativa 191, que estabelece os procedimentos para a determinação da capacidade operativa das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão, a qual foi atualizada em 2020 pela resolução normativa 906 (ANEEL, 2021b). Essa resolução baseia sua metodologia conforme o método do CIGRE (STEPHEN, 2002).

Figura 15 – Cronologia para definição dos modelos de ampacidade.



Fonte: o autor

Buscando estar de acordo com as referências da ANEEL, este trabalho utiliza o modelo CIGRÉ para definição das metodologias de cálculo apresentadas nas próximas seções.

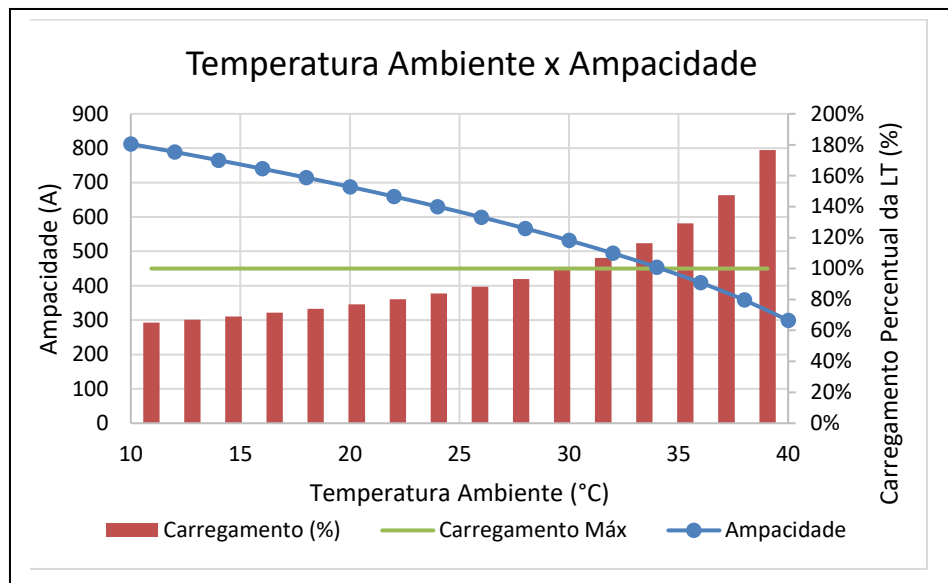
3.2 Variáveis Climatológicas – Análise e Sensibilidade

Os fatores que afetam a ampacidade de uma linha de transmissão são divididos em duas categorias: parâmetros construtivos do condutor, incluindo características de emissividade e absorção, e parâmetros ambientais, incluindo velocidade do vento, temperatura ambiente e radiação solar (YAN; WANG; LIANG, 2017).

3.2.1 Temperatura ambiente

A temperatura ambiente possui impacto significativo na ampacidade do condutor, conforme Figura 16, uma vez que esse parâmetro tem influência nas perdas de calor por radiação e convecção (YAN; WANG; LIANG, 2017). O comportamento quase linear do gráfico deve-se ao fato que, a variação de 1°C na temperatura ambiente causa um aumento em 1 grau na temperatura do condutor (SAKAGAMI, 2010). Nessa figura, o gráfico em azul representa a ampacidade da LT, que reduz com o aumento da temperatura ambiente, enquanto o gráfico de barras em vermelho representa o carregamento percentual da linha (relação entre a corrente instantânea e a corrente máxima). Um carregamento de 100% apresenta a linha de transmissão com o máximo de utilização, enquanto uma carga acima desse valor representa operação em sobrecarga.

Figura 16 – Influência da temperatura ambiente na ampacidade do condutor.

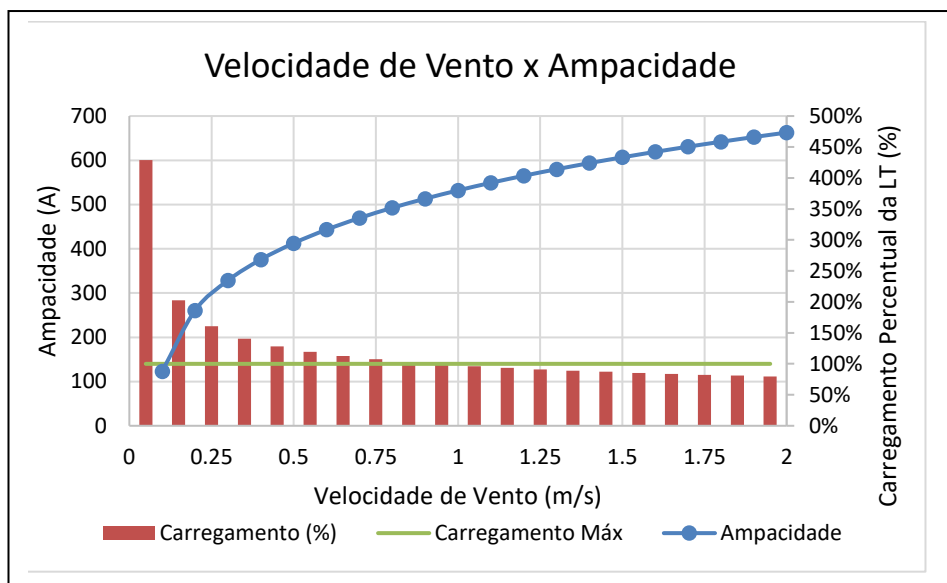


3.2.2 Velocidade do vento

A velocidade do vento é o parâmetro mais significativa na variação da ampacidade de uma LT, uma vez que seu aumento causa um resfriamento do condutor devido à transferência de calor por convecção. Segundo Sakagami (SAKAGAMI, 2010), em baixas velocidades, entre 0,1 m/s e 0,5 m/s, há um processo de convecção mista, ocasionando um ganho visivelmente exponencial de ampacidade, como observado no gráfico da F. Para valores acima de 0,5m/s, o comportamento do condutor tende a um equilíbrio com a temperatura ambiente, causando uma tendência mais linear.

Na Figura 17 , o gráfico em azul representa a ampacidade da LT, que aumenta com o aumento da velocidade do vento, enquanto o gráfico de barras em vermelho representa o carregamento percentual da linha.

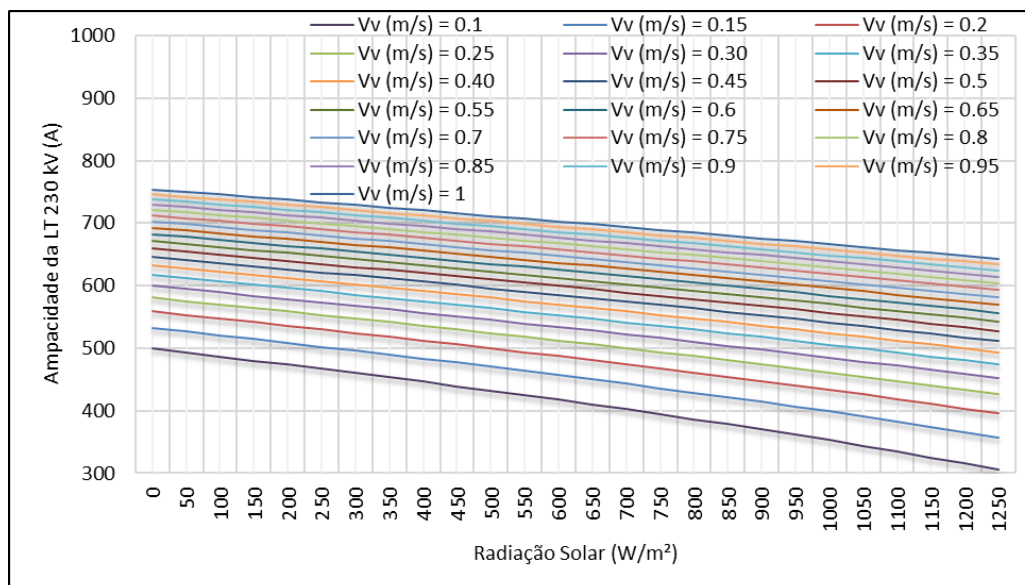
Figura 17 – Influência da velocidade do vento na ampacidade do condutor.



3.2.3 Radiação Solar

Semelhante à influência da velocidade do vento, a ampacidade do condutor também varia linearmente com a radiação solar. Embora a radiação possa variar de 0 a 1368 W/m do dia para a noite, sua influência é pequena quando comparada aos efeitos de temperatura ambiente e velocidade do vento na capacidade de condução do condutor (SAKAGAMI, 2010).

Figura 18 – Influência da radiação solar na ampacidade do condutor.

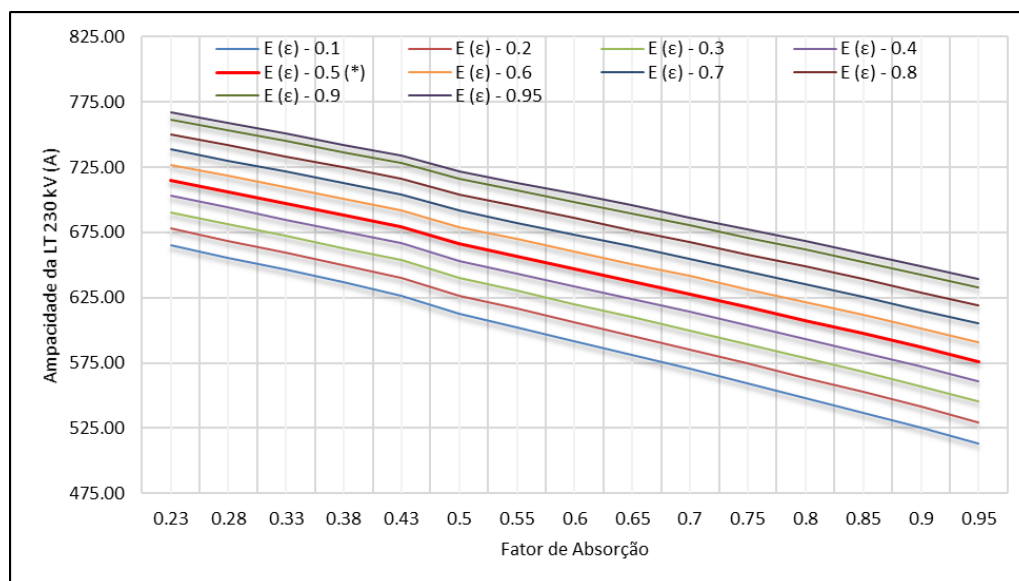


3.2.4 Coeficientes de Emissividade e Absortividade

O coeficiente de emissividade possui influência direta na perda de calor por radiação térmica, conforme será apresentado no item 3.3. Como pode ser observado na Figura 19, o ganho de corrente com o efeito isolado do coeficiente de emissividade é aproximadamente linear.

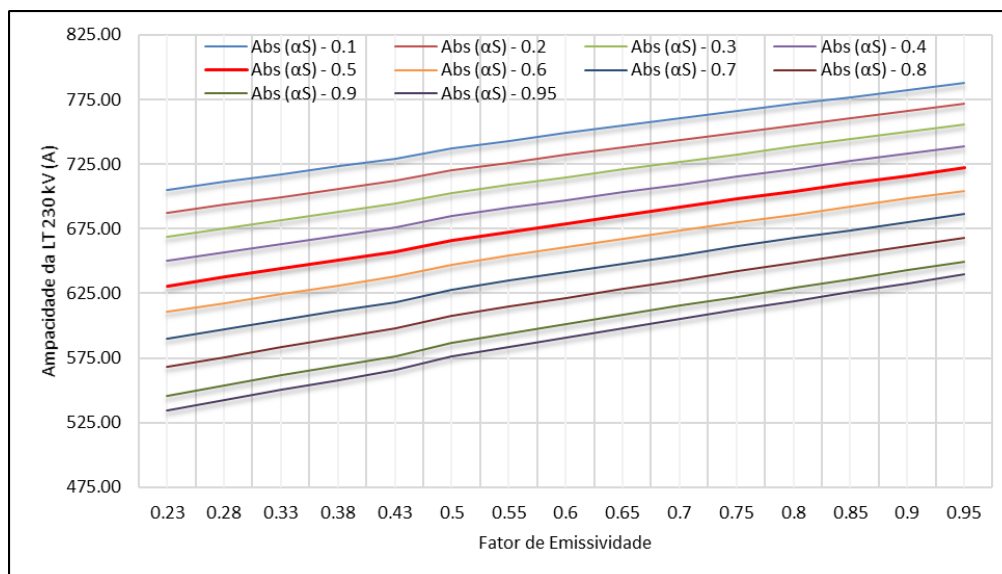
De forma análoga, o coeficiente de absorção possui influência direta no ganho de calor por radiação solar, conforme será apresentado no item 3.3. Entretanto, diferente da emissividade, o aumento desse fator causa um efeito oposto na capacidade de condução de corrente. Como pode ser observado na Figura 20, há uma redução, também linear, na capacidade de condução de corrente.

Figura 19 – Influência do fator de emissividade na ampacidade do condutor.



Fonte: o autor.

Figura 20 – Influência do fator de absorção na ampacidade do condutor.



Fonte: o autor.

A análise detalhada da sensibilidade de cada parâmetro, tanto do condutor, quanto ambiental, indica que a velocidade do vento e a temperatura ambiente são os fatores mais determinantes quanto à sensibilidade de variação da ampacidade do condutor. Os coeficientes de emissividade, absorvidade térmica e a radiação solar têm efeitos baixos ou moderados, quando comparadas as variáveis de vento e temperatura.

3.3 Metodologias para definição da Ampacidade

As diferentes formas de calcular a ampacidade dos cabos condutores estão relacionadas ao tipo de dado meteorológico disponível ao longo da LT, sendo eles:

- **Método determinístico:** Nessa metodologia, os dados meteorológicos utilizados em projeto são fixos e pré-estabelecidos conforme referências normativas.
- **Método estatístico:** Nessa metodologia, os dados meteorológicos utilizados em projeto provêm de séries climáticas históricas coletadas ou simuladas;
- **Tempo real:** Nessa metodologia os dados climatológicos são atualizados em tempo real.

Atualmente, a maioria do setor elétrico internacional utiliza o método determinístico, com exceção da Inglaterra e da África do Sul que adotam o método

probabilístico (STEPHEN, 2006). O método de ampacidade em tempo real tem sido utilizado apenas para pesquisa e em experimentos de campo.

3.3.1 Método Determinístico

A ampacidade de uma linha de transmissão é definida como sua capacidade de carregamento em períodos de longa duração, com condutores operando em condições ambientais específicas (ANEEL, 2021b).

As metodologias difundidas por (START et al., 2008; ZHANG et al., 2008), para definição da capacidade operativa das linhas aéreas, afirma que os maiores responsáveis pela variação da temperatura do condutor são a corrente aplicada aos cabos e as condições ambientais. O modelo desenvolvido por ambos utiliza o princípio de regime permanente, onde a corrente elétrica, a temperatura do condutor e as condições ambientais são consideradas constantes em todo o processo de operação da linha (IEEE, 2012). Assim, conforme sumarizado em (ANEEL, 2021b), a equação de equilíbrio térmico para definição da ampacidade é dada por:

$$Q_J + Q_S = Q_C + Q_R \quad (1)$$

Onde, Q_J (W/m) é o ganho devido ao efeito Joule, Q_S (W/m) é o ganho de calor pela radiação solar, enquanto Q_C (W/m) e Q_R (W/m) são, respectivamente, os valores de calor dissipado por convecção e radiação térmica.

3.3.1.1 Ganho de calor por efeito Joule

O ganho de calor por efeito Joule (Q_J) pode ser definido a partir dos valores de corrente e de resistência elétrica fornecidos pelos fabricantes de condutores, sendo dado por (ANEEL, 2021b):

$$Q_J = I_{DC}^2 \cdot \underbrace{R_{DC} \cdot [1 + \alpha_{DC}(T_C - 20)]}_{R_{TDC}} \quad (2)$$

Sendo, I_{DC} (A) a corrente contínua (CC), R_{DC} (Ω) a resistência CC do condutor a 20°C, R_{TDC} (Ω/km) a resistência do condutor CC para temperatura de projeto T_C (°C) e α_{DC} o coeficiente de variação da resistência CC com a temperatura.

A corrente I_{DC} é definida em função da corrente I_{AC} na equação (ANEEL, 2021b) :

$$I_{DC} = I_{AC} \sqrt{1,0123 + 2,36 \cdot 10^{-5} I_{AC}} \quad (3)$$

Quando se dispõe dos valores de resistência alternada, o ganho de calor Q_J apresentado em (2) será dado por:

$$Q_J = I_{AC}^2 \cdot R_{TAC} \quad (4)$$

3.3.1.1.1 Ganho de calor por efeito Joule – Cabos CAA

Para o caso de condutores de alumínio com alma de aço ou condutores CAA com número par de camadas condutoras, a corrente I_{ca} pode ser obtida diretamente por (1) e (4). Para condutores CAA com número ímpar de camada condutoras, nos quais ocorre o efeito transformador, a resistência em corrente alternada se altera com a intensidade da corrente conduzida, fazendo com que a relação de (1) e (4) se torne uma equação não-linear (MEYBERG et al., 2018).

Como solução, admite-se que o ganho de calor em corrente alternada seja igual a corrente contínua, sendo:

$$\begin{aligned} Q_{JDC} &= Q_{JAC} \\ I_{DC}^2 \cdot R_{TDC} &= I_{AC}^2 \cdot R_{TAC} \end{aligned} \quad (5)$$

Substituindo (4) e (5) em (1), tem-se:

$$I_{DC}^2 \cdot R_{TDC} = Q_r + Q_c - Q_s \quad (6)$$

A equação 6 corresponde à formulação da ampacidade em corrente contínua apresentada na Nota Técnica 038/2005 (ANEEL, 2005), sendo necessária a conversão da corrente contínua em corrente alternada por um fator $f_{AC/DC}$ tal que $f_{AC/DC} = I_{AC}/I_{DC}$ (MEYBERG et al., 2018). Por (5) tem-se:

$$f_{AC/DC} = \left(\frac{I_{AC}}{I_{DC}} \right)^2 = \frac{R_{TDC}}{R_{TAC}} = \frac{1}{\sqrt{R_{TAC}/R_{TDC}}} \quad (7)$$

Ao observar (7), é possível ver que os termos sob raiz quadrada em (3) representam o fator R_{TAC}/R_{TDC} . Esse fator em (7) refere-se às variações da resistência elétrica medida sobre um cabo Zebra (54/7), sob a frequência de 50 Hz. A constante 1,0123 representa o efeito pelicular, enquanto o segundo termo representa a variação da resistência com a corrente conduzida devido ao efeito transformador. (MEYBERG et al., 2018).

3.3.1.2 Ganho de calor por radiação solar

O cálculo do ganho de calor por radiação solar utiliza a radiação incidente global na altura da LT, obtido através de medição. Na ausência de valores medidos, deverá ser utilizado o valor de 1000 W/m² conforme previsto no item 5.2.2 da ABNT NBR 5422:1985. A expressão que define o ganho de calor por aquecimento devido à radiação solar é dado por (ANEEL, 2021b):

$$Q_S = \alpha_S \cdot D \cdot I_B \quad (8)$$

Onde, α_S é o coeficiente de absorvidade do condutor (variando de 0,27 para cabos novos e 0,95 para cabos envelhecidos), D (m) o diâmetro externo e I_B (W/m²) a intensidade de radiação solar.

3.3.1.3 Perdas de calor por convecção

A perda de calor por convecção pode ser encontrada pela expressão (MORGAN, 1982):

$$Q_c = \pi \lambda_f (T_s - T_a) (Nu)_{D,f} \quad (9)$$

Onde $(Nu)_{D,f}$ é o Número de Nusselt, um parâmetro adimensional que fornece o coeficiente convectivo que permite calcular o calor transferido. Quanto maior o valor de Nu, mais efetiva será a convecção, sendo dado por:

$$(Nu)_{D,f} = D \cdot \frac{h_{con}}{\lambda_f} \quad (10)$$

Onde D é o diâmetro externo do cabo, λ_f é a condutividade térmica do ar e h_{con} é o coeficiente da transferência de calor convectivo, definido como a taxa de transferência de calor entre uma superfície sólida e um fluido por unidade de área de superfície por unidade de diferença de temperatura (A. CENGEL; J. GHAJAR, 2015).

Nessa expressão, o subscrito f significa que o valor da propriedade é referenciado na temperatura do filme T_f , dada por (MORGAN, 1982):

$$T_f = \frac{(T_s + T_a)}{2} \quad (11)$$

Sendo T_s e T_a as temperaturas da superfície e ambiente, respectivamente.

O valor do número de Nusselt difere de acordo com o tipo de convecção, sendo elas natural, forçada e mista.

3.3.1.3.1 Número de Nusselt para convecção natural

Devido à disposição dos cabos na catenária ao longo do vão, o condutor será inclinado em vários ângulos em relação à horizontal. Na condição de convecção natural (vento igual a zero), o número de Nusselt para um condutor liso horizontal é dado por (MORGAN, 1982):

$$(Nu)_{D,f} = A_1 (GrPr)_{D,f}^{m_1} \quad (12)$$

Onde A_1 e m_1 são constantes para vários intervalos do número de Rayleigh $(GrPr)_{D,f}$ presentes na Tabela 2, Gr é o número de Grashof e Pr é o número de Prandtl. As duas últimas variáveis são dadas por:

$$(Gr)_{D,f} = \frac{D^3 g (T_s - T_a)}{(T_f + 273) v_f^2} \quad (13)$$

$$(Pr)_f = \frac{c_f \mu_f}{\lambda_f} \quad (14)$$

Onde c_f é o calor específico a pressão constante, μ_f é a viscosidade, v_f é a viscosidade cinemática do ar e g a aceleração da gravidade. As propriedades termo físicas do ar apresentadas, na faixa de temperatura de 0 - 100 °C, são dadas por:

$$v_f = 1.32 \times 10^{-5} + 9,5 \times 10^{-8} T_f \quad (15)$$

$$\lambda_f = 2,42 \times 10^{-2} + 7,2 \times 10^{-5} T_f \quad (16)$$

Com base nas formulas (15) e (16), o número de Prandtl em (14) é dado por:

$$(Pr)_f = 0,715 - 2,5 \times 10^{-4} T_f \quad (17)$$

Tabela 2 – Coeficientes para Cálculo da convecção natural.

Faixa de $(GrPr)_{D,t}$		A_1	m_1
De	Até		
10^{-10}	10^{-2}	0.675	0.058
10^{-2}	10^2	1.02	0.148
10^2	10^4	0.850	0.188
10^4	10^7	0.480	0.250
10^7	10^{12}	0.125	0.333

Fonte: adaptado de (MORGAN, 1982)

3.3.1.3.2 Número de Nusselt para convecção forçada

O movimento do vento em convecção forçada é gerado por uma fonte de energia externa que permite definir uma escala de velocidade típica U . Sendo um vento não turbulento U soprando normal ao eixo de um condutor cilíndrico liso, o número de Nusselt é dado por (MORGAN, 1982):

$$(Nu)_{D,f} = B_1(Re)_{D,f}^{n_2} (Pr)_f^{P_l} \quad (18)$$

Onde $(Re)_{D,f}$ é uma variável adimensional definida como número de Reynolds UD/v_f . No entanto, o número de Prandtl $(Pr)_f$ para o ar tem um valor quase constante de 0,7 em operação nominal na temperatura do filme, de 0 a 50 °C, de modo que a equação (18) pode ser substituída por:

$$(Nu)_{D,f} = B_2(Re)_{D,f}^{n_2} \quad (19)$$

Os valores para as constantes B_2 e n_2 para vários intervalos do número de Reynolds são dados na Tabela 3.

Tabela 3 - Transferência de calor por convecção forçada para condutores com vento não turbulento.

Faixa de Rugosidade	Faixa de Re	B2	n2
0.05 < RR < 0.718	100 < Re < 2650	0.641	0.471
RR < 0.05	2650 < Re < 50000	0.178	0.633
0.05 < RR < 0.718	2650 < Re < 50000	0.048	0.800

Fonte: adaptado de (MORGAN, 1982)

Para a leitura da Tabela 3, faz-se necessário a definição da rugosidade da superfície do condutor RR , utilizado de acordo com a expressão (20) e referenciada ao diâmetro do cabo D e ao diâmetro do tento de alumínio d :

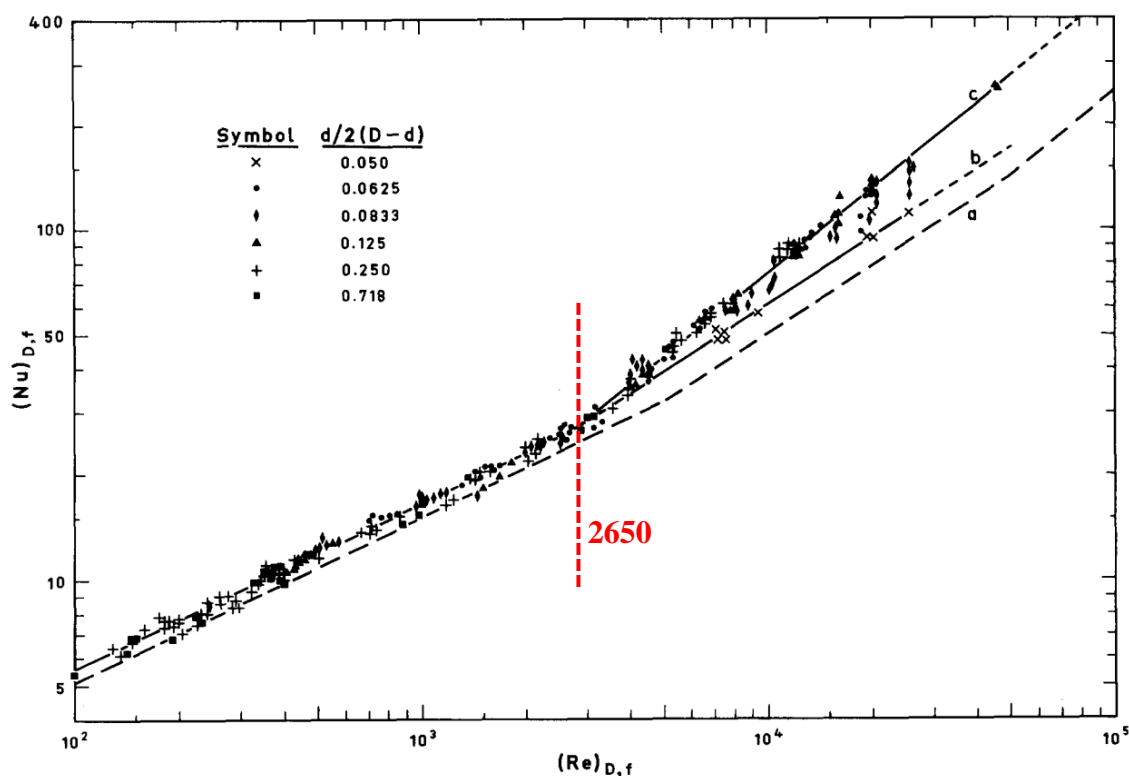
$$RR = \frac{d}{2(D-2d)} \quad (20)$$

No caso de um condutor flexível trançado e resfriado por um vento não turbulento de velocidade U , a definição da rugosidade na equação (20) deve utilizar o diâmetro total D do condutor, apesar da área de superfície de um condutor flexível trançado ser até 45% maior do que a de um condutor liso com o mesmo diâmetro.

Uma reanálise mais detalhada dos dados disponíveis sobre a transferência de calor por convecção forçada, para condutores trançados e lisos, é apresentada na

Figura 21. Nessa é possível ver que, na faixa de $100 \leq (Re)_{D,f} \leq 2650$, os números de Nusselt para condutores trançados são aproximadamente 10% maiores do que para condutores lisos. No entanto, quando $2650 < (Re)_{D,f} \leq 50.000$, a transferência de calor do condutor trançado aumenta a uma taxa maior do que a do condutor liso (MORGAN, 1982).

Figura 21 – Transferência de calor por convecção forçada: a) condutor liso b) condutor trançado flexível com $RR < 0,05$ e c) condutor trançado flexíveis com $RR > 0,05$.



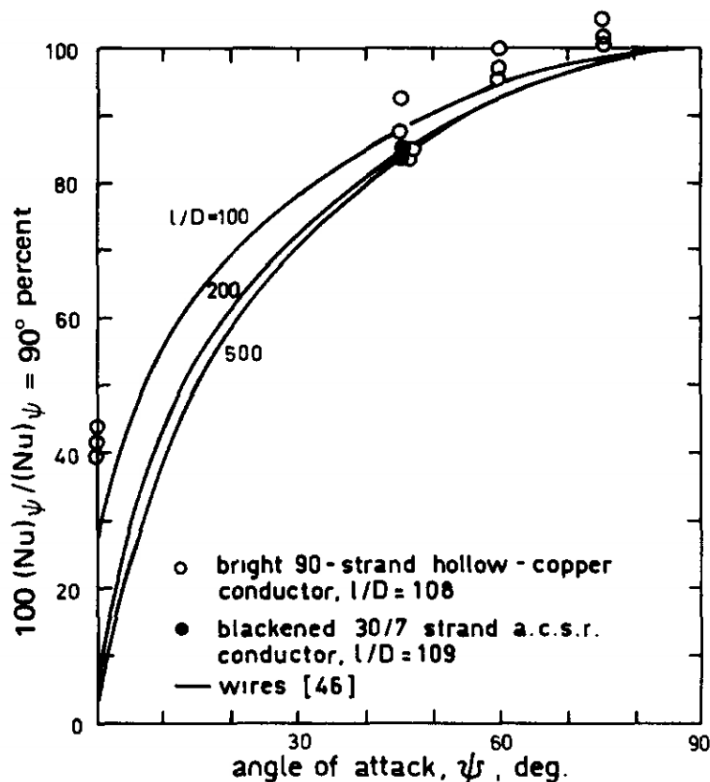
Fonte: (MORGAN, 1982)

Referente a direção de aplicação, quando o vento de velocidade U sopra em um ângulo de ataque $\Psi < 90^\circ$ em relação ao eixo de um cilindro liso, a velocidade de resfriamento efetiva é $U \sin \Psi$ e o número de Nusselt efetivo é dado por:

$$(Nu)_{D,f,\Psi} = (Nu)_{D,f,\Psi=90^\circ} (\sin \Psi)^{n_2} \quad (21)$$

A transferência de calor de um condutor trançado diminui à medida que Ψ diminui, com a razão $(Nu)_{\Psi=0} / (Nu)_{\Psi=90^\circ}$ igual a 0,42 quando $\Psi = 0$. A Figura 22 mostra a variação da transferência de calor de acordo com o ângulo de ataque do vento no cabo condutor (MORGAN, 1982).

Figura 22 – Variação da transferência geral de calor de condutores e fios com o ângulo de ataque do vento.



Fonte: (MORGAN, 1982)

3.3.1.3.3 Número de Nusselt para convecção mista

Com um vento de velocidade muito baixa (<0,5 m/s) existem condições de convecção mistas, naturais e forçadas. Para esse fenômeno, o valor de Q_c deverá ser o maior calculado por um dos três métodos (ANEEL, 2021b):

1. Fixa-se um ângulo de incidência igual a 45° e calcula-se Q_c conforme equação (9) e (17);
2. Calcula-se o valor de Q_c com a equação (9) e com $Nu = 0,55 \cdot Nu_{90}$;
3. Usa-se a equação (9) com Nu calculado pela equação (19)

3.3.1.4 Perda de calor por radiação térmica

Para o cálculo da perda de calor por radiação, utiliza-se a seguinte equação (ANEEL, 2021b):

$$Q_R = \sigma \cdot \varepsilon \cdot \pi \cdot D \cdot [(T_C + 273)^4 - (T_A + 273)^4] \quad (22)$$

Onde, ε é a emissividade térmica do condutor (variando de 0,27 para cabos novos e 0,95 para condutores envelhecidos em ambiente industrial) e $\sigma = 5,67 \cdot 10^{-8}$ é a constante de Stefan-Boltzmann.

3.3.1.5 Ampacidade

A partir das expressões (2), (8), (9) e (22) aplicados na equação do equilíbrio térmico (1), a capacidade operativa de longa duração do condutor é dada por:

$$I_{AC} = \sqrt{\frac{Q_C + Q_R - Q_S}{R_{TDC}}} \quad (23)$$

3.3.2 Método Estatístico

A utilização do método estatístico para o cálculo da ampacidade ganhou maior notoriedade na virada dos anos 70-80, devido à disponibilidade de computadores para o tratamento de dados.

O método probabilístico faz uso de dados meteorológicos atuais, aplicados à região de operação da linha, para calcular a probabilidade de ocorrência de eventos críticos, os quais possam comprometer a segurança e integridade da linha de transmissão (STEPHEN, 1996). A metodologia considera a variabilidade das condições meteorológicas, ambiente externo e as características físicas do cabo condutor.

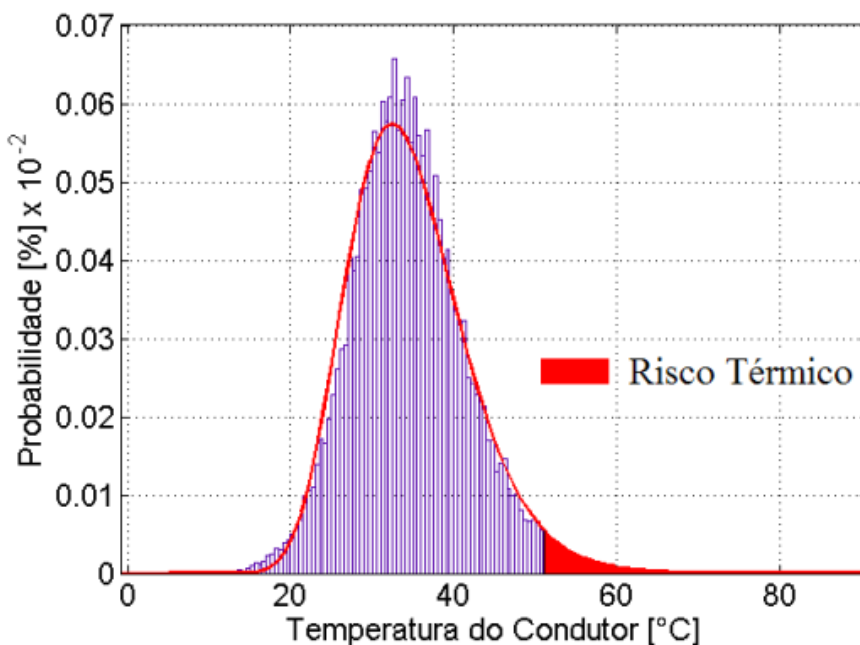
Conforme as referências EPRI (EPRI, 2006) e CIGRE (STEPHEN, 1996), os métodos estatísticos utilizados no setor elétrico são:

- a) Método Absoluto – Probabilidade de acidentes ocorrerem
- b) Método do Excedente Padrão – Probabilidade de a temperatura de projeto ser excedida, considerando ampacidade fixa.
- c) Método do Excedente Modificado – Probabilidade de a temperatura de projeto ser excedida, considerando ampacidade variável.
- d) Método Seguro – Probabilidade de ocorrência de todas as condições que afetem a segurança da linha.

A metodologia do excedente padrão, utilizada neste trabalho e conhecida como Risco Térmico, é adotada nas referências do ONS (ONS, 2016) e pode ser determinada de duas formas (ABNT CE-003:011.001, 2019):

- a) Força Bruta - Considerada uma série estatisticamente caracterizada de, pelo menos, dez anos de dados climáticos representativos da climatologia da região atravessada pela linha de transmissão. As temperaturas de referência para uma determinada probabilidade de ocorrência são definidas utilizando uma função de densidade de probabilidade, conforme Figura 23.

Figura 23 – Princípio do Risco Térmico.



Fonte:(SAKAGAMI, 2010)

- b) Método de Monte Carlo – São consideradas todas as probabilidades de ocorrência, incluindo os eventos que ainda não foram registrados. Essa metodologia dispensa o uso de uma série histórica de dados climáticos.

Para o trabalho em estudo, o excedente padrão por força bruta utiliza como referência o estabelecido na ReN 906/2020 (ANEEL, 2021b), particularmente no que se refere as definições:

- a) É definido como regime de longa duração o correspondente às condições normais e o de curta duração às condições de emergência de operação da linha de transmissão.

- b) São caracterizados os períodos sazonais Verão Dia (VD), Verão Noite (VN), Inverno Dia (ID) e Inverno Noite (IN), onde o período de verão corresponde aos meses de outubro a março e o período de inverno aos meses de abril a setembro. O período diurno corresponde ao intervalo entre 06h00 e 17h59 e o noturno ao intervalo entre 18h00 e 05h59.

A essa metodologia será implementado o uso de dados meteorológicos, tanto velocidade de vento quanto temperatura ambiente, provenientes de medições de estações climatológicas, de modelo de reanálise climáticas e de modelo comercial de previsão de tempo e clima. As variáveis para cada período sazonal, referente as três bases de dados, serão aplicadas na equação (1) de equilíbrio térmico do método determinístico.

3.3.2.1 *Medições de Estações Climatológicas*

As séries de dados provenientes de medições em estações climatológicas são realizadas pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), o qual disponibiliza, além dos dados em tempo real das estações convencionais e automáticas, um banco de dados denominado Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa – BDMEP, destinado a apoiar as atividades de ensino e pesquisa no Brasil. O BDMP abriga dados meteorológicos diários em formato digital, de acordo com as normas técnicas internacionais da Organização Meteorológica Mundial (OMM). As estações meteorológicas convencionais, as quais serão utilizadas nesse trabalho, coletam diariamente as informações meteorológicas para a área onde estão localizadas, sendo realizadas 3 medições horárias (00h, 12h e 18h) na altura de 10 m do nível do solo (STÜKER et al., 2016).

3.3.2.2 *Reanálises Numéricas*

A Reanálise é um método usado para construir um registro de clima em grade tridimensional que combina observações passadas de diferentes sistemas de medições meteorológicas (estações meteorológicas de superfície, satélites, radiossondas, entre outros) com um modelo numérico de mesoescala de previsão do tempo (Numerical Weather Prediction - NWP), criando um histórico fisicamente consistente da circulação atmosférica (CARTA; VELÁZQUEZ; CABRERA, 2013).

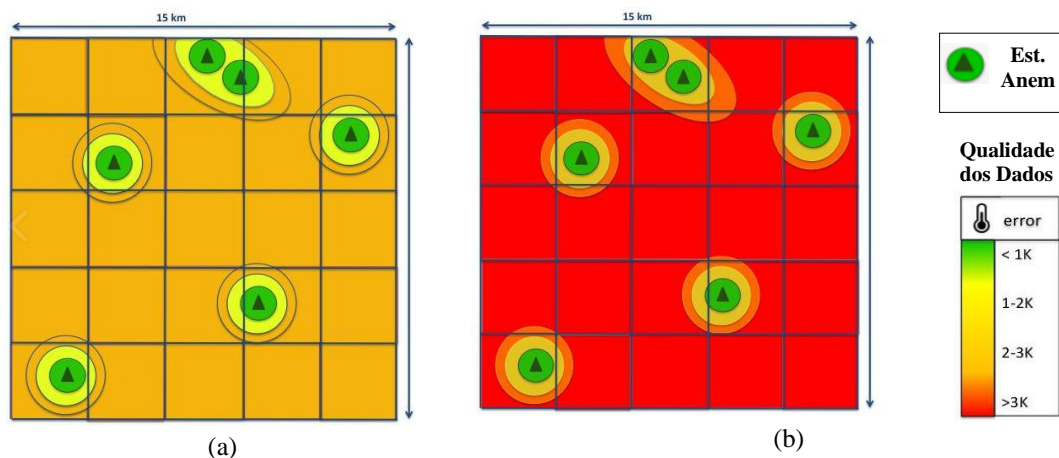
Dessa forma, para o setor elétrico, o modelo de reanálise é uma solução para superar a limitação de dados de vento de referência. Dentre os modelos disponíveis, será utilizado o ERA5, uma reanálise atmosférica global produzida pela ECMWF (*European Centre for Medium-Range WeatherForecasts*) lançada a partir de 2018. A reanálise ERA5 é produzida segundo um esquema de assimilação de dados horários, medidos a uma altura de 100 m do nível do solo, abrangendo valores no período de 1 de janeiro de 1950 até os dias atuais, com resolução horizontal global de 31 km e 137 níveis verticais (HERSBACH et al., 2020). Os dados de reanálise são de livre acesso, disponibilizados pela ECMWF.

3.3.2.3 Previsão Meteorológica

O modelo de previsão meteorológica foi fornecido pela empresa Meteoblue, a qual fornece serviços comerciais de previsões horárias em uma altura estabelecida junto a empresa, através de modelos climatológicos próprios. A metodologia é adaptada do modelo de previsão meteorológica NMM (Nonhydrostatic Meso-Scale Modelling) o qual permite uma caracterização climática de alta resolução através da inclusão de topografia detalhada e cobertura de solo e superfície. Cada previsão de dados da Meteoblue é arquivada diariamente e utilizada para criar modelos climatológicos horários ao longo do globo, com dados desde 1984. Posteriormente, todos os dados de previsão simulados são comparados e validados em mais de 10.000 estações meteorológicas ao longo dos anos.

A Figura 24 apresenta uma comparação entre os dados climatológicos coletados em estações climatológicas e os dados de simulação da empresa Meteoblue. Como apresentado, as estações climatológicas (representada por um círculo verde) apresentam uma cobertura confiável de dados num raio de 1 km a 3 km ao redor das torres. A distribuição dessas estações no globo corresponde a menos de 1% da superfície do planeta. Em contrapartida, os dados simulados da Meteoblue abrangem com boa precisão malhas de 3 km a 30 km. A Tabela 4 apresenta um comparativo entre os dados simulados e os dados medidos em estações reais (METEOBLUE, 2022).

Figura 24 – Qualidade das informações: a) simulações Meteoblue e b) medições estações anemométricas.



Fonte: (METEOBLUE, 2022)

Tabela 4 - Comparação dos dados de medição Meteoblue e estações meteorológicas.

Parâmetro	Meteoblue	Estações Meteorológicas
Resolução espacial	3 - 30 km	<1km
Cobertura mundial	100%	<1%
Número de variáveis meteorológicas	45	<10
Número de anos	>30	2-30 (com lacunas)
Intervalos de tempo	horária	horária (dependendo da estação)
Integralidade	100%	10 - 99%
Consistência	100%	Variável

Fonte: (METEOBLUE, 2022)

Referente à disponibilidade dos dados da Meteoblue frente aos dados de estações meteorológicas, a Figura 25 apresenta um comparativo entre os modelos globais da própria empresa desde 1984, modelos de alta resolução desde 2008 e dados históricos das estações anemométricas. As estações anemométricas, como apresentado, têm como vantagem a quantidade de anos de aferição de dados reais, mas como principal desvantagem a ausência de continuidade de informações.

Figura 25 – Continuidade das medições de dados climatológicos: Meteoblue e estações anemométricas.



Fonte: (METEOBLUE, 2022)

3.3.3 Método do Monitoramento em Tempo Real

Desde o início da década de 1980, a evolução dos instrumentos de medição e telecomunicação tem contribuído com o refinamento das técnicas de monitoramento em tempo real das linhas de transmissão.

Essa metodologia permite que a linha opere próximo ao seu limite de carregamento, com ganhos reais da capacidade de transmissão em torno de 10% (STEPHEN, 2000).

Na última década, foram desenvolvidos diversos produtos com diferentes metodologias para aferir a temperatura do condutor, condições ambientais e medições combinadas de tensões mecânicas e flechas ao longo da linha.

3.3.3.1 Monitoramento Climatológico

A instalação de estações meteorológicas pelas concessionárias, inicialmente objetivando a coleta de dados para análise estatística, impulsionou a determinar a ampacidade das linhas através do monitoramento das condições climáticas. Esta metodologia utiliza medições combinadas do clima e da corrente da LT, determinando a temperatura instantânea do condutor. Essa temperatura é usada para calcular valores da flecha do condutor, assim como comparar a máxima temperatura permitida para determinada condição. Assim, a ampacidade em tempo real é determinada através da resolução da equação de equilíbrio térmico do condutor utilizando as informações coletadas das estações (ALBIZU; MAZÓN; ZAMORA, 2005).

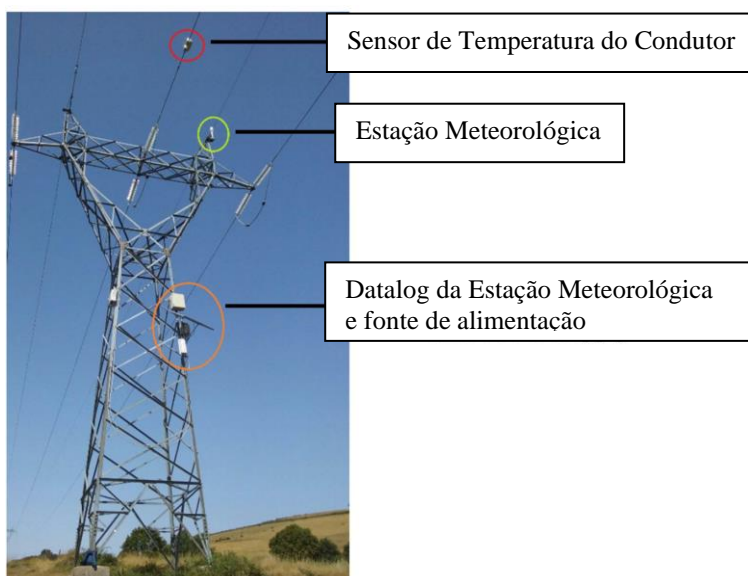
Nesse método, o número ideal de estações deve ser suficiente para garantir uma representação fiel do clima da região. Por questões econômicas, na maioria dos

casos são instaladas estações apenas nos vãos mais críticos da linha, restringindo as medições a um ponto particular do empreendimento (ALBIZU; MAZÓN; ZAMORA, 2005).

A escolha dos equipamentos de medição deve ser feita de acordo com a precisão esperada para os dados coletados. Por exemplo, para ventos de baixa intensidade, os anemômetros convencionais não detectam com precisão a velocidade e direção do vento. Para isso, os anemômetros digitais são escolhas mais adequadas (MUHR et al., 2008)

Na última década, diversas publicações abordam diferentes metodologias para aferição das condições climáticas das linhas de transmissão. Nematí (NEMATÍ et al., 2018) aborda o uso combinado de estações meteorológicas e sensor de corrente, focando na melhoria dos sensores de coleta dos dados. Carvalho (CARVALHO; QUEIROZ; FAKURY, 2016) busca a instalação da torre meteorológica mais próxima aos condutores, utilizando anemômetro ultrassônico, sensores de balanço, temperatura e humidade, radiação solar e barômetro. Sakagami (SAKAGAMI et al., 2008) aborda o resultado da instalação de torres meteorológicas de diversos fornecedores, avaliando a precisão dos resultados.

Figura 26 – Instalação de estação meteorológica em torre de transmissão.



Fonte: (NEMATÍ et al., 2018)

Figura 27 – Instalação dos sensores de medição climatológicos.



Fonte: (CARVALHO; QUEIROZ; FAKURY, 2016)

Figura 28 - Instalação de Estações Compactas no topo da torre de transmissão.



Fonte: (CARVALHO; QUEIROZ; FAKURY, 2016)

3.3.3.2 Monitoramento da Temperatura do Condutor

A medição direta da temperatura do condutor requer um equipamento diretamente conectado ao condutor. Esses equipamentos são geralmente alimentados pelo campo magnético do fluxo de corrente do condutor (AKPOLAT; NESE; DURSUN, 2018). Os produtos comerciais mais difundidos no mercado são:

- a) **Power Dunet:** O primeiro produto comercial Power Dunet para medição direta da temperatura foi desenvolvido no começo dos anos 1980. As versões mais atuais aferem também correntes e tensões RMS, potências ativa e reativa, vibrações e flecha dos condutores (FERNANDEZ et al., 2016).

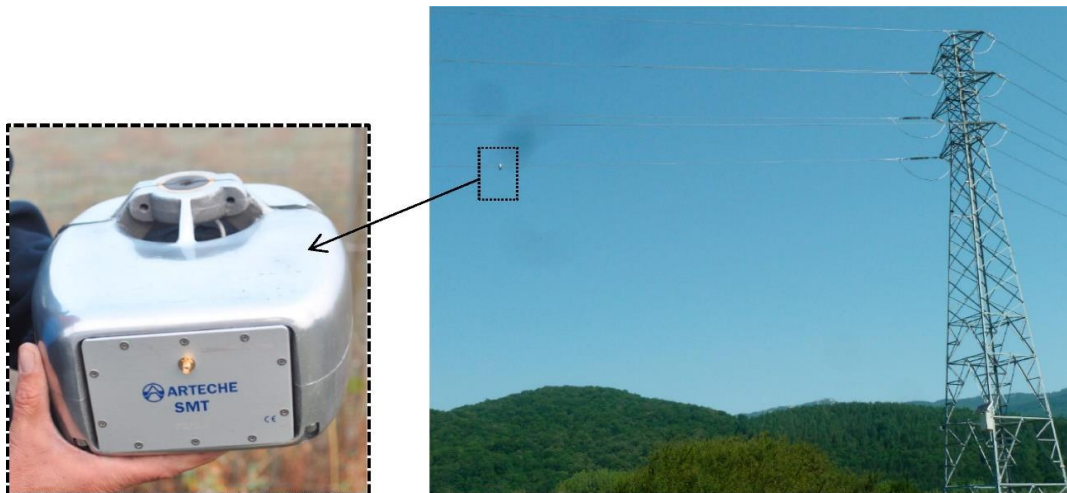
Figura 29 - Sensor Power Dunet.



Fonte: (TEH et al., 2018)

- b) **smART SMT**: Medidor de temperatura e corrente do condutor com transmissão dos dados coletados via mensagem SMS com tecnologia GSM/GPRS (ARTECHE, 2020).

Figura 30 – Sensor SMT Artech.



Fonte: (FERNANDEZ et al., 2019)

- c) **FMC-T6**: Sensor desenvolvido pela GE Grid Solutions que, além da temperatura do condutor, também faz aferição da corrente em termos de amplitude e ângulo. Toda a comunicação do equipamento é fornecida via sinal de rádio 2,4 GHz (GE GRID SOLUTIONS, 2020) .

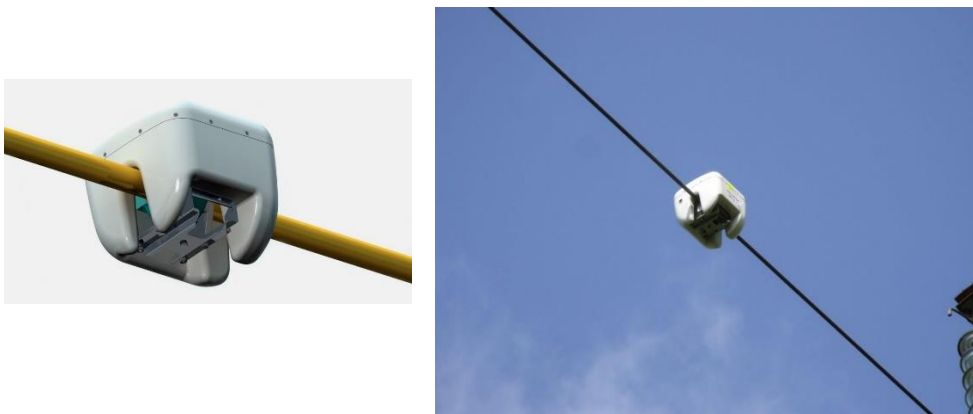
Figura 31 - Sensor FMC-T6 GE.



Fonte: (GE GRID SOLUTIONS, 2020)

- d) **SENSOR OTLM:** Sensor de temperatura do condutor que também afere valores de flecha, temperatura ambiente, humidade e corrente. A comunicação é realizada por tecnologia GSM/GPRS, cabos OPGW e wi-fi (OTLM, 2020).

Figura 32 – Sensor OTLM.



Fonte: (OTLM, 2020)

- e) **Sensor EMO:** Sensor para medição exclusiva da temperatura do condutor com comunicação do tipo DSSS, GPRS e TCP/IP.

Figura 33 – Sensor EMO.



Fonte: (MICCA, 2020)

3.3.3.3 Monitoramento da Tração Mecânica

Este sistema utiliza uma adaptação do sensor de carga para medir a tração mecânica nos condutores, refletindo o comportamento dos vãos entre as estruturas de ancoragem. O equipamento comercial mais conhecido é o sistema CAT-1.

- a) Sistema CAT-1:** Sensor de carga, desenvolvido inicialmente em 1991, é instalado em série entre o cabo condutor e a torre, para aferir a tração de esticamento do cabo no tramo. Além do sensor de carga, este sistema possui sensores de temperatura ambiente e das variáveis ambientais. Os dados são transmitidos via cabo ou rádio (NASCIMENTO et al., 2001).

Como existe uma relação muito próxima entre tração e flecha, a tração medida é um bom indicador da altura do cabo em relação ao solo real (ALBIZU; MAZÓN; ZAMORA, 2005).

Figura 34 – Sensor CAT-1.



Fonte: (NETWORKS, 2020)

3.3.3.4 Monitoramento da Altura do Cabo ao Solo

O objetivo do monitoramento da altura cabo-solo é manter a posição do condutor acima da distância de segurança projetada. Essa medição representa uma

alternativa à supervisão da temperatura dos condutores com a vantagem de refletir a resposta mecânica do condutor a sua temperatura média (ALBIZU; MAZÓN; ZAMORA, 2005).

Um dos produtos comercialmente disponíveis utiliza a técnica de sonar, instalado no solo no meio do vão, sob os cabos condutores, esse equipamento mede a altura do cabo por ultrassom, enviando os resultados via celular ao Centro de Operação.

As tecnologias comerciais desenvolvidas são:

- a) Sagômetro:** Possui uma câmera que captura a imagem de um alvo fixado no condutor, permitindo determinar a ampacidade e balanço do mesmo. A câmera é fixada na estrutura e o alvo pode ser fixado no cabo com a linha energizada. Os resultados das medições são obtidos através de um processamento de imagem (AKPOLAT; NESE; DURSUN, 2018; EDM INTERNATIONAL, 2020).

Figura 35 – Sistema Sonar (trena sonar).



Fonte: (EDM INTERNATIONAL, 2020)

Figura 36 – Sagômetro: a) Camera Digital e b) Alvo.



Fonte: (EDM INTERNATIONAL, 2020)

b) Sistema VFlecha: Desenvolvido pela Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), o sistema utiliza um emissor laser instalado no condutor da linha, e uma unidade receptora instalada na estrutura (NASCIMENTO et al., 2007).

Figura 37 – Sistema VFlecha da CEMIG.



Fonte: (NASCIMENTO et al., 2007)

3.5 Considerações Finais

Esse capítulo apresentou uma fundamentação teórica dos estudos de ampacidade, definindo os princípios de equilíbrio térmico do condutor, a influência das condições ambientais e das propriedades físicas dos cabos, assim como um estudo do atlas eólico.

Foi realizado um estudo de sensibilidade das variáveis presentes no cálculo da ampacidade dos cabos, sendo elas temperatura ambiente, velocidade do vento, radiação solar e os coeficientes de absorvidade e emissividade do cabo. Dessas variáveis, verificou-se que a velocidade de vento apresentou maior sensibilidade quanto a capacidade de transmissão de um cabo.

Foram abordadas 3 metodologias para definição da ampacidade, sendo elas o método determinístico, estatístico e de tempo real. O método determinístico utiliza variáveis climatológicas pré-estabelecidas conforme NBR 5422. Já o método estatístico apresenta os mesmos dados climatológicos com base em séries históricas coletadas ou calculadas. Para esse trabalho foram considerados dados climatológicos de 3 (três) fontes distintas, sendo elas informações reais das estações do INMET, dados de reanálise ERA5 e dados comerciais fornecidos pela empresa Meteoblue.

Por fim o método de tempo real apresentou o monitoramento dos dados climatológicos e ampacidade através de sensores de medição.

4. METODOLOGIA DO TRABALHO

Nesse capítulo será apresentado a metodologia de aquisição e tratamento dos dados de temperatura ambiente e velocidade de vento entorno da Linha de Transmissão 230 kV Paranatama – Garanhuns II, com base na referência observada do INMET, dados de reanálise climáticas ERA5 e dados comerciais da empresa Meteoblue.

4.1 Metodologia de aquisição de dados – Contextos Gerais

Os dados de temperaturas do ar e velocidade do vento ao longo do caminhamento da LT, a serem utilizados no cálculo das capacidades sazonais, são obtidos nas seguintes etapas:

- a. O caminhamento da linha de transmissão é representado pelas coordenadas geográficas dos vértices da LT;
- b. Foram identificadas as coordenadas dos pontos de medição climatológicos das três bases de dados e suas distâncias para os vértices da LT;
- c. Devido a LT ser dedicada ao escoamento de geração eólica, o ponto crítico do empreendimento para representação das condições climáticas de operação será o vértice mais distante do parque eólico, ou seja, o que apresentasse maior distância das regiões de altas velocidades de vento. Definiu-se a estrutura 44/3 como referência;
- d. Foram coletados dados de velocidade de vento e temperatura ambiente das bases de dados do INMET, ERA5 e Meteoblue. Os dados INMET são de natureza pública e foram adquiridos do site do próprio instituto. Os dados ERA5, também de livre acesso, foram coletados na plataforma da ECMWF. Já os dados do Meteoblue foram disponibilizados pela empresa de mesmo nome para uso na pesquisa;
- e. Os dados climatológicos foram interpolados numericamente pelo inverso da distância para a torre de referência 44/3;

As principais informações das bases de dados utilizadas são sumarizadas na Tabela 5.

Tabela 5 – Base de dados para cálculo da ampacidade – Método estatístico.

Base de Dados	Tipo de dado	Período de utilização (datas)	Coleta de dados (anos)	Altura de medição fornecido	Resolução espacial	Resolução temporal
INMET	Medido em estações convencionais	01/04/2001-01/04/2021	20	Temp (2m); Vel. (10 m)	sem resolução espacial	3 medições diárias
ERA5	Modelo de Reanálise numérica público	01/04/2014 - 01/04/2021	7	Temp (2m); Vel. (100 m)	30 km	horária
Meteoblue	Modelo de reanálise numérica privado	01/04/2014 - 01/04/2021	7	Temp (2m); Vel. (10 m)	30 km	horária

Fonte: o autor.

A base de dados climatológicos do INMET registrou período de medições de 20 anos, enquanto os dados de reanálise ERA5 e Meteoblue restringiram-se a 7 anos. Essa limitação se deu devido a empresa Meteoblue ofertar dados comerciais com melhores resoluções apenas a partir do ano de 2014. Dessa forma, optou-se por também limitar os dados de simulação numérica ERA5 ao mesmo período. Quanto as medições do INMET, essas não foram reduzidas devido as medições aferidas por estações climatológicas apresentarem ausências de medição de dados em alguns períodos. Dessa maneira, a omissão de anos de medição tende a descaracterizar as condições ambientais reais e optou-se por usar as séries completas sem preenchimento das falhas das estações.

Referente às alturas de medição fornecidas, para o desenvolvimento deste trabalho, a variável velocidade de vento foi corrigida para uma altura de 10 m. Em relação a resolução espacial, devido a dispersão das estações do INMET ao longo do país, esses dados não apresentam resolução definida.

A metodologia para aquisição das variáveis temperatura ambiente e velocidade de vento, independente da base de dados adotada, é definida nos itens subsequentes.

4.1.1 Temperatura Ambiente

Para a aquisição dos dados de temperatura ambiente, foram definidas as seguintes etapas:

- a. Realizou-se a distribuição de frequência de Weibull das temperaturas para todos os meses para cada ano das séries de dados;

- b. Realizou-se a distinção entre os valores diurno e noturno, para posteriormente compor os períodos sazonais VD, VN, ID e IN;
- c. Identificou-se o valor da temperatura máxima diária noturna e diurna e sua respectiva probabilidade de ocorrência;
- d. Para evitar a utilização de valores de temperatura com probabilidades de ocorrência próximas a zero, estabeleceu-se uma probabilidade de ocorrência mínima de 0,5% para aceitação do dado de temperatura, conforme exemplificado na Tabela 6. Caso a probabilidade de ocorrência da temperatura esteja abaixo de 0,5%, busca-se o valor com probabilidade numericamente igual a esse percentual;
- e. Após identificação das temperaturas máximas mensais para cada ano da série de dados, realizou-se a média anual para obtenção dos valores mensais e sazonais.

A tabela 6 apresenta um exemplo de tratamento de dados apenas para referência INMET. A mesma metodologia foi aplicada para todas as bases de dados de todos os anos.

Tabela 6 – Exemplo de ajustes da distribuição de Weibull da temperatura ambiente – dados de abril diurno (INMET).

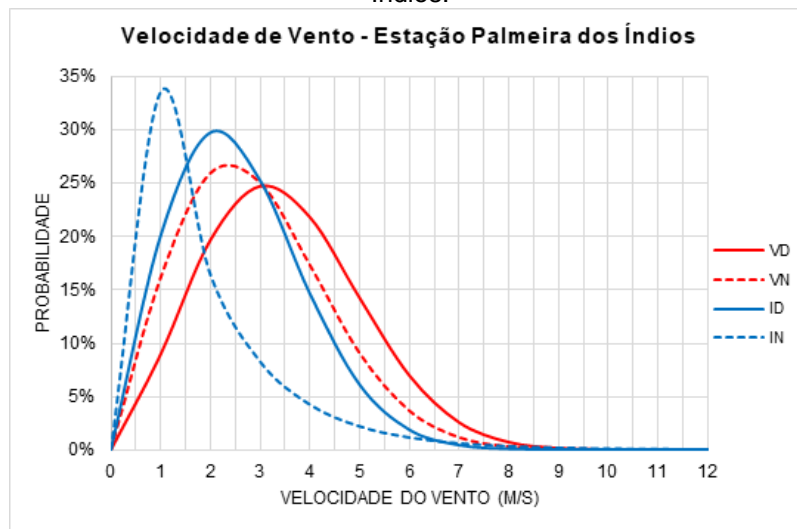
Função Weibull	2001	2002	2003	2004
Fator de escala c	24.91	24.36	26.32	24.99
Fator de forma k	12.83	15.03	11.59	14.62
Desvio padrão	2.28	2.18	2.64	2.04
Temp. Máx	28.60	27.80	31.00	28.00
Probabilidade de Ocorrência	0.73%	2.37%	0.32%	1.41%

Fonte: o autor.

4.1.2 Velocidade de Vento

Diferentemente da metodologia utilizada para aquisição dos dados de temperatura ambiente, a distribuição de frequência das velocidades de vento não possui a mesma eficácia para determinar o valor adequado para resfriamento dos cabos condutores no cálculo da ampacidade. A distribuição de Weibull apenas mostra a probabilidade de cada velocidade de vento sem especificar seu momento de ocorrência, conforme exemplo da Figura 38 da estação meteorológica Palmeira dos Índios do INMET.

Figura 38 – Distribuição de frequência da velocidade de vento – Estação Palmeira dos Índios.



Fonte: o autor

Para o cálculo da ampacidade através da equação de equilíbrio térmico, busca-se o menor valor de velocidade de vento para caracterizar o momento mais crítico de operação da linha de transmissão. Sendo a LT deste trabalho de uso exclusivo para escoamento de geração eólica, o momento crítico ocorrerá durante máxima geração do parque, ou seja, na ocorrência de vento máximo nos aerogeradores. Portanto, devido a LT ser construída na mesma região do parque eólico, os momentos mais críticos de operação dessa linha, conforme será avaliado em resultados, ocorrerão em condições favoráveis para resfriamento dos cabos condutores. Sendo assim, a aquisição dos dados de velocidade de vento será realizada nas seguintes etapas:

- a. Realizou-se a média aritmética das velocidades de vento para cada ano das séries de dados
- b. Realizou-se a distinção entre os valores diurno e noturno, para posteriormente compor os períodos sazonais VD, VN, ID e IN;
- c. Após identificação das velocidades de vento médias mensais para cada ano da série de dados, realizou-se a média anual para obtenção dos valores mensais e sazonais;

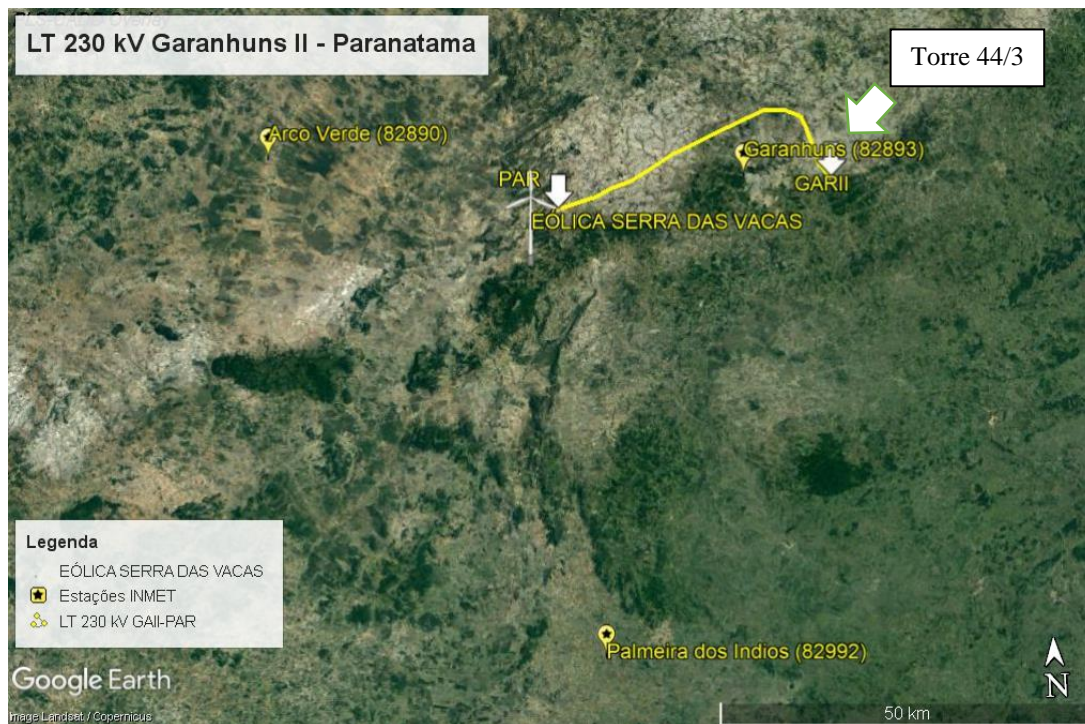
4.2 Base de Dados INMET

Os dados meteorológicos utilizados para caracterização das condições climáticas da LT foram extraídos do Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa - BDMEP do INMET, de acordo com as seguintes etapas:

- a. Base de dados de 3 estações meteorológicas próximas a LT, coletados a uma altura de 10 m do solo, sendo elas Garanhuns, Arcoverde e Palmeira dos Índios, todas com distância inferior a 100 km da linha;
- b. Coleta de dados de temperatura ambiente e velocidade de vento horárias dos últimos 20 anos (01/04/2001 – 01/04/2021);
- c. Avaliação e preenchimento de falhas ou ausência de medições das estações através do método de ponderação pelo inverso da distância com dados das estações adjacentes;
- d. Realização da interpolação pelo inverso da distância dos dados de cada estação meteorológica para a torre 44/3;
- e. Diferenciação dos dados e análise dos resultados de acordo com os períodos sazonais VD, VN, ID e IN.

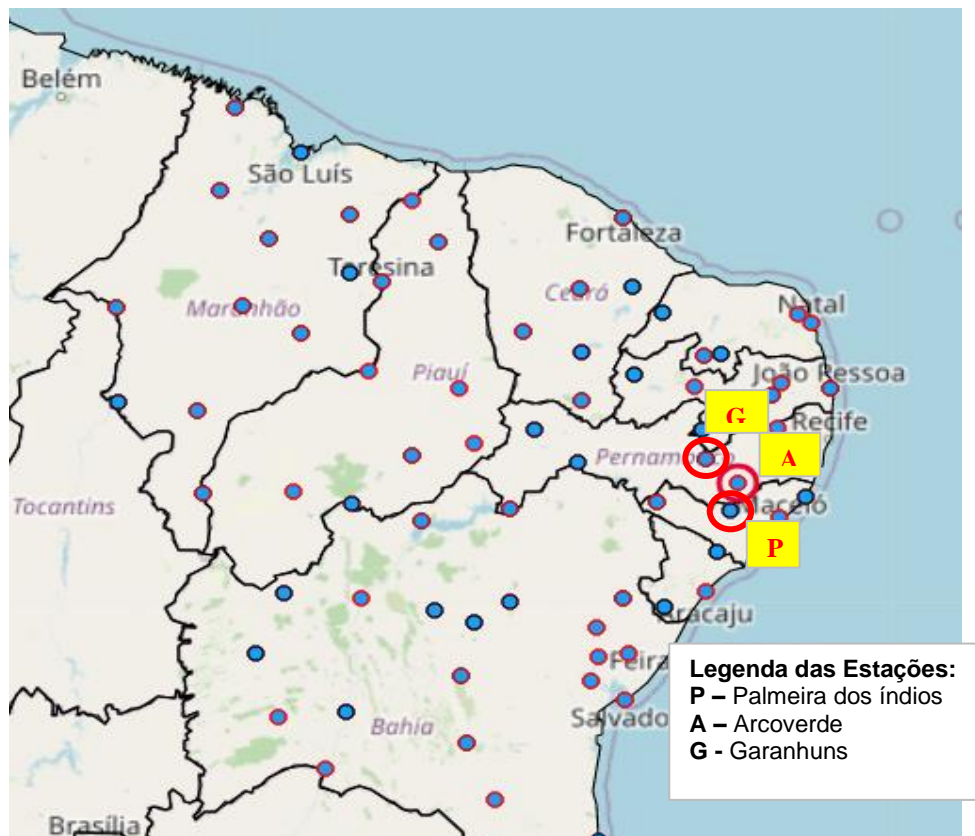
A Figura 39 apresenta a localização da LT 230 kV Garanhuns II – Paranatama e seu caminhamento frente às estações Garanhuns, Arcoverde e Palmeira dos Índios. A Figura 40 apresenta o mapa do banco de dados da plataforma do INMET, enquanto a Tabela 7 sumariza as informações de operação das estações escolhidas.

Figura 39 - Localização das estações meteorológicas do INMET e da LT 230 Kv.



Fonte: retirado do Google Earth

Figura 40 – Mapa com Localização das estações meteorológicas no banco de dados do INMET.



Fonte: INMET

Tabela 7 – Informações geográficas e de operação das estações do INMET escolhidas.

Estação	Coordenadas		Início de Operação	Qtd de Dados	Dados Válidos (%)	Dados Não Válidos (%)	Distância a torre 44/3 (km)
	Lat	Long					
Garanhuns - PE (OMM: 82893)	-8.88	-36.51	01/02/1913		69%	31%	7.46
ARCOVERDE - PE (OMM: 82890)	-8.41	-37.08	01/02/1973	21918	78%	22%	57.07
PALMEIRA DOS INDIOS - AL (OMM: 82992)	-9.44	-36.7	01/01/1928		92%	8%	68.54

Fonte: o autor.

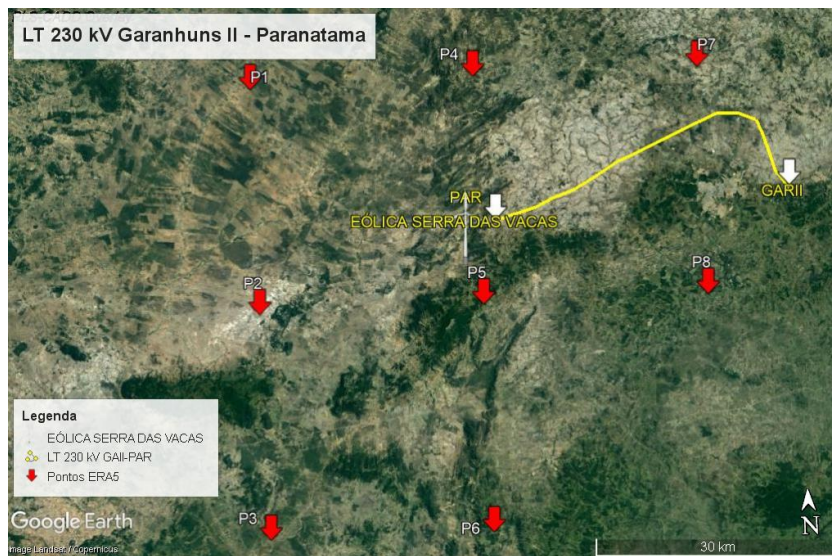
4.3 Dados de reanálise ERA5

Utilizou-se o software de análise de potencial eólico *Windographer* (versão 4.2.21) para importação dos dados de vento e temperatura ambiente da região da LT já modelados pela plataforma. A coleta das informações deu-se da identificação do local da linha e download dos pontos próximos ao eixo da LT, de acordo com as seguintes etapas:

- Base de dados de 8 pontos de medição próximos a LT, coletados a uma distância de 100 m do solo;
- Coleta de dados de temperatura ambiente e velocidade de vento horárias dos últimos 7 anos (01/04/2014 – 01/04/2021);
- Correção da altura de medição de 100 m para 10 m para mesma altura de referência de projeto;
- Realização da interpolação pelo inverso da distância dos dados de cada ponto para a torre 44/3. Optou-se por não utilizar a interpolação que o programa realiza para garantir mesma metodologia de tratamento dos dados para as 3 bases de referência;
- Diferenciação dos dados e análise dos resultados de acordo com os períodos sazonais VD, VN, ID e IN.

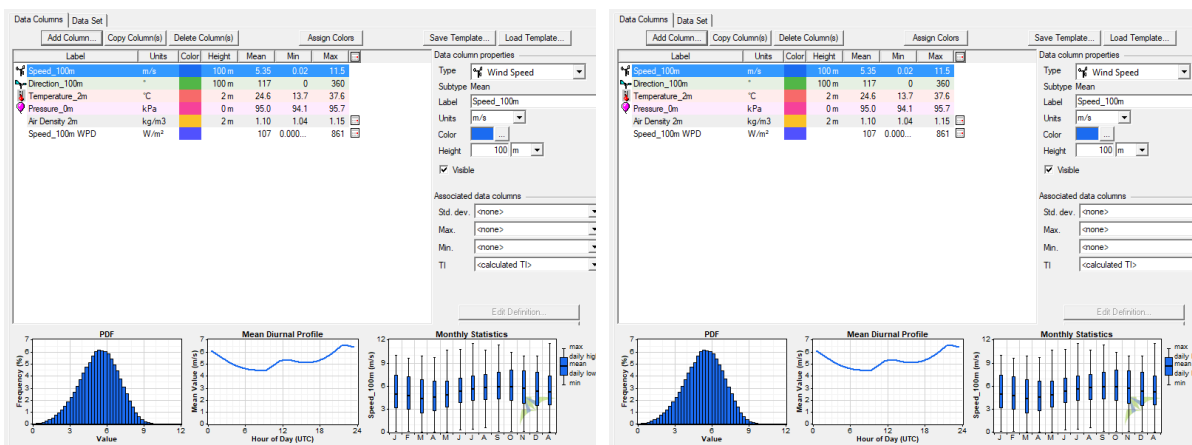
A Figura 41 apresenta a localização da LT 230 kV e seu caminhamento frente aos pontos de reanálise ERA5. A Figura 42 apresenta as telas de coleta dos dados de medição, enquanto a Tabela 8 apresenta o resumo das informações de operação dos pontos escolhidos.

Figura 41 – Localização dos pontos de medição ERA5 e da LT 230 kV.



Fonte: o autor

Figura 42 – Plataforma de aquisição dos dados de medição ERA5 no Windographer.



Fonte: o autor

Tabela 8 – Informações de operação dos pontos de reanálise ERA5.

Ponto de medição	Coordenadas		Início de Operação	Período dos dados Coletados	Qtd de Dados	Dados Válidos (%)	Dados Não Validos (%)	Distância a torre 44/3 (km)
	Lat	Long						
P1	-8.75	-37						67.3
P2	-9	-37						66.8
P3	-9.25	-37		01/04/2014				77.0
P4	-8.75	-36.75	31/12/1978	-	59951	100%	0%	40.9
P5	-9	-36.75		01/04/2021				40.2
P6	-9.25	-36.75						55.5
P7	-8.75	-36.5						18.3
P8	-9	-36.5						16.6

Fonte: o autor.

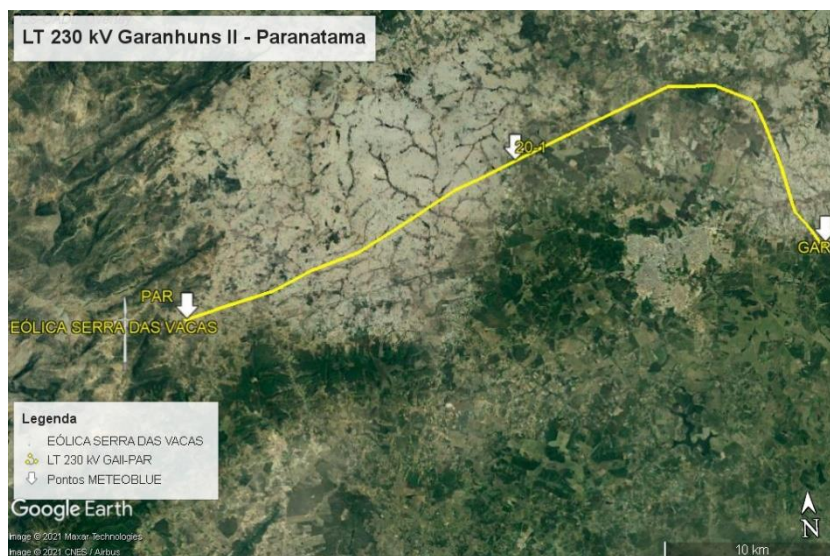
4.4 Dados Meteoblue

A empresa Meteoblue forneceu os dados simulados de alta resolução dos últimos 7 anos, sendo as variáveis velocidade de vento e temperatura ambiente de 3 coordenadas da LT na altura de 10 m do solo. As informações foram coletadas da plataforma web, através de licença comercial, nas seguintes etapas:

- Base de dados de 3 pontos de medição na coordenada de 3 estruturas da LT, coletados a uma distância de 10 m do solo;
- Coleta de dados de temperatura ambiente e velocidade de vento horárias dos últimos 7 anos (01/04/2014 – 01/04/2021);
- Realização da interpolação pelo inverso da distância dos dados de cada ponto para a torre 44/3;
- Diferenciação dos dados e análise dos resultados de acordo com os períodos sazonais VD, VN, ID e IN.

A Figura 43 apresenta a localização da LT 230 kV e seu caminhamento frente aos pontos de medição Meteoblue, enquanto a Tabela 9 apresenta o resumo das informações dos pontos fornecidos.

Figura 43 – Localização dos pontos de medição Meteoblue e da LT 230 Kv.



Fonte: o autor

Tabela 9 – Informações de operação dos pontos Meteoblue.

Ponto de medição	Coordenadas		Início de Operação	Período dos dados Coletados	Qtd de Dados	Dados Válidos (%)	Dados Não Validos (%)	Distância a torre 44/3 (km)
	Lat.	Long.						
P1 – PAR	- 8.908233	-36.732556						36.23
P2 – 20/1	- 8.836031	-36.561426	2008	01/04/2014 - 01/04/2021	61392	98,7%	1,22%	18.17
P3 - GAR	- 8.884526	-36.403794						0.14

Fonte: o autor.

4.5 Análises Estatísticas

Para a avaliação do desempenho dos diferentes métodos de aquisição de dados, foram realizadas as seguintes análises estatísticas:

- Análise do coeficiente de Determinação R²: O coeficiente de determinação indica o grau de ajuste dos dados de reanálise ERA5 e simulados Meteoblue aos dados observados do INMET, sendo que R²=100% corresponde a uma concordância perfeita e R² = 0% corresponde a uma discordância total. A correlação pode ser calculada segundo a expressão (STÜKER et al., 2016):

$$R^2 = 1 - \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\varepsilon_s - \varepsilon_o)^2}{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (|\varepsilon_s - \bar{\varepsilon}| + |\varepsilon_o - \bar{\varepsilon}|)^2}$$

Onde n é o número de observações, ε_s é o dado da reanálise ou simulado, ε_o é o dado observado do INMET e $\bar{\varepsilon}$ é a média dos dados observados.

- b. Viés (V): Quantifica subestimações e superestimações das estimativas com relação aos dados observados, dado pela expressão (BIER; FERRAZ, 2017):

$$V = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\varepsilon_s - \varepsilon_o)$$

- a. Erro Absoluto Médio (EAM) e Raiz do Erro Quadrático Médio (REQM): Medidas de erro que aferem a precisão das estimativas:

$$EAM = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |\varepsilon_s - \varepsilon_o| \qquad REQM = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\varepsilon_s - \varepsilon_o)^2}$$

4.6 Considerações Finais

Esse capítulo apresentou a metodologia de aquisição e tratamento dos dados de temperatura ambiente e velocidade de vento entorno da Linha de Transmissão 230 kV Paranatama – Garanhuns II, com base na referência observada do INMET, dados de reanálise climáticas ERA5 e dados comerciais da empresa Meteoblue.

Foram coletados os dados de temperaturas do ar e velocidade do vento ao longo do caminhamento da LT para serem utilizados no cálculo das capacidades sazonais, cujos dados foram interpoladas para a torre mais crítica da linha.

Para os dados de temperatura ambiente realizou-se a distribuição de frequência de Weibull, com probabilidade mínima de ocorrência de 0,5% para aceitação dos dados. Já para os dados de velocidade do vento utilizou-se a velocidade de vento instantânea.

Na referência INMET foram utilizadas 3 estações meteorológicas mais próximas da LT, sendo elas Garanhuns, Palmeira dos Índios e Arcoverde. Para a referência ERA5 foram utilizados 8 pontos de medição entorno da LT, enquanto para os dados Meteoblue, a empresa forneceu dados de 3 vértices ao longo do traçado.

Por fim, para avaliação do desempenho das diferentes bases de dados, foram realizadas as análises estatísticas de coeficiente de determinação R^2 , viés e erro absoluto.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesse capítulo serão apresentados os resultados das coletas de dados de temperatura ambiente máximas e velocidade de vento médias provenientes das três bases de dados, sendo a primeira da série temporal medida do INMET, com aferições de 3 estações próximas a LT 230 kV Garanhuns II – Paranatama, a segunda oriunda da reanálise climática ERA5 em 8 pontos e a última do banco de dados simulados da empresa Meteoblue com 3 pontos.

Serão realizadas análises estatísticas comparativas entre as variáveis climáticas das referências ERA5 e Meteoblue em relação aos dados observados do INMET, buscando identificar similaridade dos valores utilizados.

As variáveis climáticas serão aplicadas à equação de equilíbrio térmico, utilizada para cálculo da ampacidade sazonal nos períodos verão dia, verão noite, inverno dia e inverno noite e os resultados comparados à memória de cálculo do projeto da linha.

Por fim, serão avaliados os ganhos na capacidade de transmissão da LT nas três bases de dados em relação aos valores atuais de projeto, assim como os impactos e benefícios aplicados a geração eólica do empreendimento Serra das Vacas.

5.1 Temperatura Ambiente

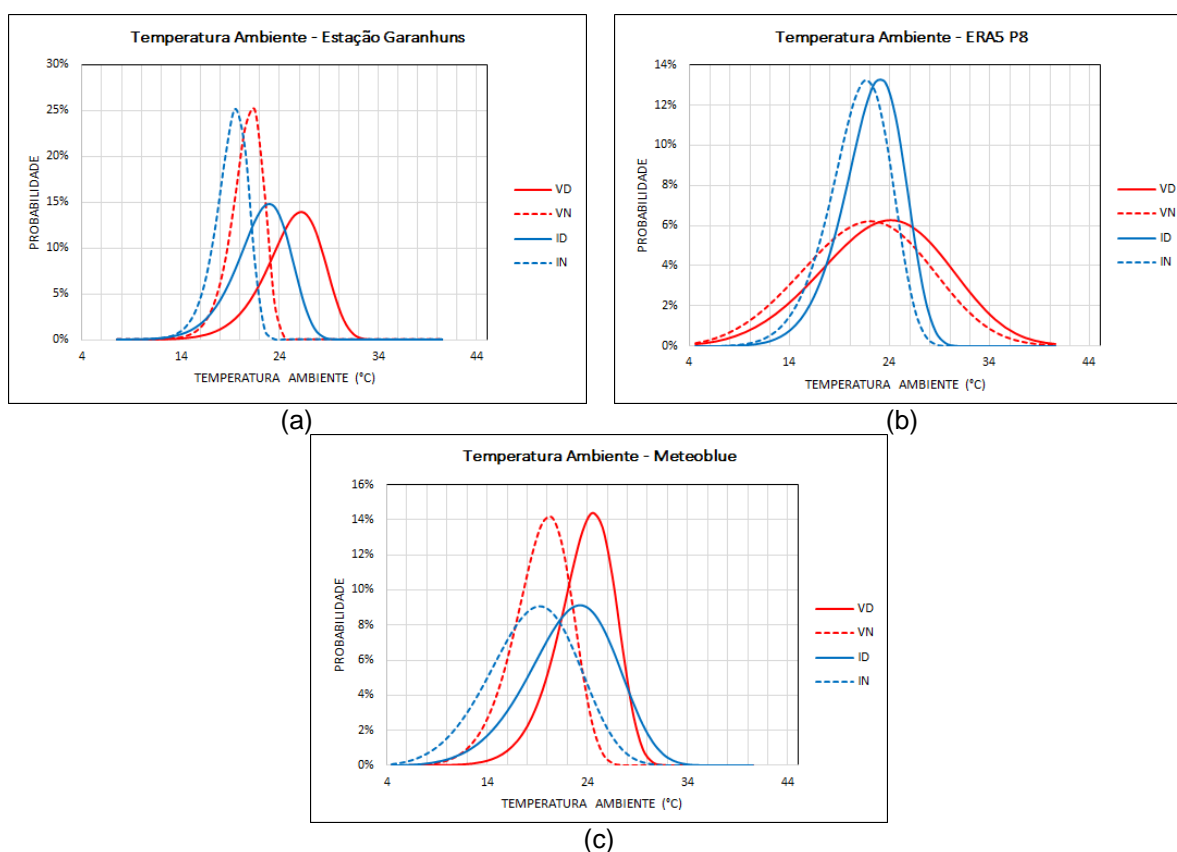
Para a aquisição dos valores de temperatura ambiente, realizou-se a distribuição de frequência de Weibull para todos os anos das séries de dados, conforme etapas do item 4. Devido à quantidade de informações, utilizou-se rotina computacional em Visual Basic Advanced (VBA) para tratamento e distribuição dos dados. Os gráficos da Figura 44 apresentam uma amostragem das distribuições de frequência para cada base de dados, uma vez que as informações de temperatura máxima não serão coletadas via análise visual dos gráficos, mas sim tratadas via VBA. A referência INMET amostrada foi a estação meteorológica mais próxima da LT (estação Garanhuns), já para a referência ERA5 o ponto mais próximo foi o ponto P8 e para a base de dados Meteoblue, o vértice da SE Garanhuns.

Para as bases de dados do INMET e Meteoblue, no gráfico das F_a e F_c , respectivamente, é possível identificar que os períodos de VD e ID são as sazonalidades com as maiores temperaturas, com valores até 32 graus para o INMET

e até 34 graus para Meteoblue. As menores temperaturas são identificadas nas sazonalidades VN e IN, com valores máximos de 25 graus para INMET e 28 graus para Meteoblue.

Na base de dados de reanálise ERA5, as temperaturas elevadas são identificadas na sazonalidade Verão, tanto noturno quanto diurno, com ocorrências de até 40 graus. Já a sazonalidade Inverno apresenta comportamento semelhante a base de dados do INMET, com valores variando de 14 a 26 graus, como apresentado na Fb.

Figura 44 – Distribuição de frequência da temperatura ambiente: (a) Estação Garanhuns-INMET (b) Ponto P8-ERA5 e (c) Meteoblue SE Garanhuns.



Fonte: o autor.

Após análise das distribuições de frequências anuais, foram calculadas as médias das máximas temperaturas diárias, para os períodos noturno e diurno, para todos os meses nas três referências e os valores interpolados numericamente para torre 44/3. Na Tabela 10a, Tabela 10b e Tabela 10c são apresentados os resultados para as três bases de dados, onde são destacados os meses correspondentes a estação inverno, enquanto os demais correspondem a estação verão.

Tabela 10 – Média das temperaturas máximas mensais na LT – (a) INMET (b) ERA5 e c) Meteoblue.

Temperaturas Máximas Média na LT – INMET (°C)			Temperaturas Máximas Média na LT – ERA5 (°C)			Temperaturas Máximas Média na LT – Meteoblue (°C)		
Mês	Noite	Dia	Mês	Noite	Dia	Mês	Noite	Dia
Jan	23.58	30.98	Jan	22.52	29.24	Jan	21.50	28.81
Fev	23.81	30.71	Fev	22.84	29.59	Fev	22.09	29.30
Mar	23.77	30.98	Mar	23.03	29.73	Mar	22.33	29.26
Abr	23.07	29.87	Abr	22.35	28.37	Abr	19.16	26.86
Mai	22.54	27.99	Mai	21.63	27.04	Mai	20.88	25.68
Jun	21.04	25.74	Jun	20.44	25.26	Jun	19.74	23.89
Jul	20.11	24.86	Jul	19.56	24.07	Jul	19.08	22.62
Ago	20.18	25.55	Ago	19.61	25.19	Ago	18.46	23.41
Set	21.04	27.78	Set	20.06	26.42	Set	19.15	24.61
Out	21.91	29.81	Out	20.80	28.14	Out	19.88	27.23
Nov	23.18	31.25	Nov	21.74	29.45	Nov	20.90	28.90
Dez	23.20	31.84	Dez	22.13	29.74	Dez	21.63	29.52

(a)

(b)

(c)

Fonte: o autor.

Com o intuito de atender a metodologia para cálculo da capacidade sazonal de linhas de transmissão apresentado na Resolução Normativa 906 (ANEEL, 2021b), foi calculada a média das temperaturas máximas diárias para os períodos VD, VN, ID e IN e os resultados apresentados na Tabela 11. As tabelas completas com dados anuais são apresentadas no Apêndice A.

Tabela 11 – Média das temperaturas máximas Sazonais.

Temperatura Ambiente Sazonal (°C)				
Local	VD	VN	ID	IN
INMET	30.95	24.91	26.99	22.59
ERA5	29.32	22.18	26.06	20.61
Meteoblue	28.84	21.39	24.51	19.41

Fonte: o autor.

Conforme observado, apenas o período de verão dia apresentou temperatura ligeiramente próxima ao valor de projeto em ± 1.2 °C. Demais sazonalidades, tanto diurno quanto noturno, apresentaram valores de temperatura reduzidos, entre 19 °C e 27 °C.

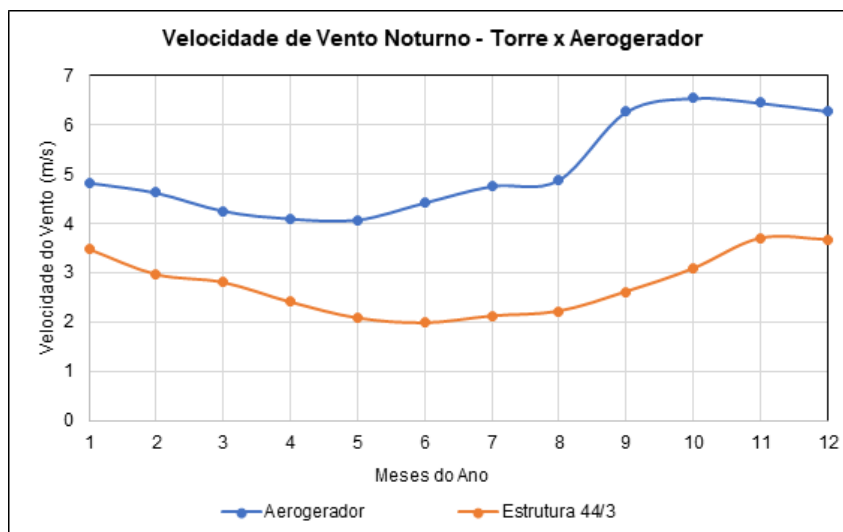
5.2 Velocidade de Vento

Conforme apresentado nesse trabalho, a perda de calor por convecção, presente na equação de equilíbrio térmico, é diretamente influenciada pela velocidade de vento nos cabos condutores. Para o cálculo da capacidade de transmissão

considerando as influências sazonais, os diferentes valores de velocidade de vento trarão diferentes magnitudes de ampacidade ao longo do caminhamento da LT. Dessa forma, e buscando a segurança de operação do empreendimento, o trecho mais crítico da LT em relação aos valores de velocidade do vento será o que apresenta maior distância do parque eólico, ou seja, o que traria menores perdas de calor por convecção e menor ampacidade sazonal. Adicionalmente, será considerado o momento de máxima transmissão de corrente, o qual, sendo a LT de uso exclusivo para escoamento de geração eólica, ocorrerá durante período de vento máximo dos aerogeradores.

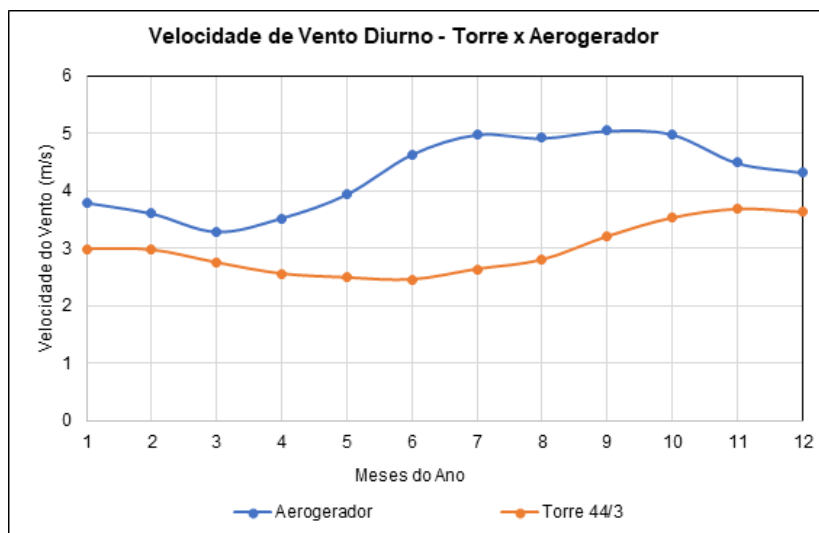
Com base nisso e buscando identificar se o momento de ocorrência de máximos ventos no parque eólico trará velocidades de vento máximas ou mínimas nas torres de transmissão, foram comparadas as velocidades de vento mensais na torre de referência 44/3 da LT (na base de dados INMET) com os ventos na altura do aerogerador (na base de dados ERA5) e os resultados apresentados na Figura 45 e Figura 46.

Figura 45 – Comparação das velocidades de vento na estrutura 44/3 e no aerogerador – Noite.



Fonte: o autor.

Figura 46 – Comparação das velocidades de vento na estrutura 44/3 e no aerogerador – Dia.



Fonte: o autor.

Dentre as condições avaliadas, o período noturno foi o mais crítico de operação para a LT, com maior geração eólica nos meses de setembro a dezembro e valores de velocidade de vento acima de 6,0 m/s. Nesse período, observou-se que a velocidade do vento na torre de transmissão também esteve acima de sua média, com variações de 2,5 m/s a 3,7 m/s. O mês com menor velocidade de vento para a LT, com aproximadamente 2,0 m/s, ocorreu em um intervalo de menor geração, com vento médio no parque de 4,5 m/s. Para o período diurno, houve comportamento semelhante ao noturno.

Conforme avaliado, para todos os períodos do ano, os valores de velocidade de vento médio na LT, nos momentos críticos de operação, apresentaram magnitude superior ao determinístico de 1,0 m/s da NBR 5422. Dessa maneira, o uso das velocidades de vento médias melhor representou a operação real da linha de uso exclusivo para geração eólica.

As médias das velocidades de vento diárias, para os períodos noturno e diurno, foram calculadas via rotina computacional em VBA para todos os meses nas três bases de dados e os mesmos interpolados numericamente para torre 44/3. Os resultados são apresentados na Tabela 12a, 12b e 12c.

Tabela 12 – Média das velocidades de vento médias mensais na LT – (a) INMET (b) ERA5 e (c) Meteoblue.

Velocidade de Vento Média na LT - INMET (m/s)			Velocidade de Vento Média na LT - ERA5 (m/s)			Velocidade de Vento Média na LT - Meteoblue (m/s)		
Mês	Noite	Dia	Mês	Noite	Dia	Mês	Noite	Dia
Jan	3.48	2.99	Jan	3.59	2.81	Jan	3.75	4.92
Fev	2.97	2.97	Fev	3.44	2.68	Fev	3.55	4.65
Mar	2.81	2.75	Mar	3.16	2.44	Mar	3.33	4.27
Abr	2.41	2.56	Abr	3.04	2.62	Abr	3.32	4.26
Mai	2.09	2.49	Mai	3.03	2.92	Mai	3.46	4.29
Jun	1.99	2.46	Jun	3.29	3.44	Jun	3.92	4.72
Jul	2.13	2.64	Jul	3.54	3.70	Jul	4.10	4.91
Ago	2.22	2.80	Ago	3.63	3.65	Ago	4.04	5.05
Set	2.62	3.20	Set	3.87	3.75	Set	4.12	5.27
Out	3.09	3.53	Out	4.05	3.70	Out	4.28	5.58
Nov	3.70	3.68	Nov	3.99	3.33	Nov	4.38	5.68
Dez	3.67	3.63	Dez	3.88	3.21	Dez	4.20	5.49

(a) (b) (c)

Fonte: o autor.

Assim como estabelecido para temperatura ambiente, foi calculado a média das velocidades de vento diárias para os períodos VD, VN, ID e IN e os resultados apresentados na Tabela 13.

Tabela 13 – Média das velocidades de vento Sazonais.

Velocidade de vento Sazonal (m/s)				
Local	VD	VN	ID	IN
INMET	3.29	3.26	2.24	2.69
ERA5	3.03	3.68	3.35	3.40
Meteoblue	5.10	3.92	4.75	3.82

Fonte: o autor.

Como observado, todos os períodos sazonais apresentaram velocidade de vento acima do valor determinístico de 1,0 m/s. Das bases de dados analisadas, os valores da referência INMET, excetuando o período VD, apresentaram as menores velocidades de vento, enquanto a referência Meteoblue destacou-se com maiores magnitudes em todos os períodos.

Na análise mensal da Tabela 12, a referência INMET apresentou a menor velocidade de vento no período IN com 1,99 m/s em junho, enquanto o maior valor foi encontrado para o VD em novembro, com 5,68 m/s.

5.3 Análise Estatística

Inicialmente obteve-se os coeficientes de determinação, calculado no item 0, de cada base de dados proveniente de modelos numéricos (ERA5 e Meteoblue) em relação aos dados observados nas estações do INMET. Em seguida analisou-se a

mesma relação entre os modelos numéricos isoladamente, sendo esse processo aplicado tanto para os dados de temperatura ambiente, quanto velocidade de vento. Os resultados são apresentados na Tabela 14 e Tabela 15.

Tabela 14 – Coeficientes de Determinação R² da temperatura ambiente: a) Modelos numéricos em relação ao INMET e b) Meteoblue em relação ao ERA5.

MODELO	VERÃO		INVERNO		VERÃO		INVERNO	
	DIA	NOITE	DIA	NOITE	DIA	NOITE	DIA	NOITE
ERA5	84%	97%	99%	99%	99%	98%	99%	52%
METEOBLUE	85%	94%	97%	56%				

(a)

(b)

Fonte: o autor.

Tabela 15 – Coeficientes de Correlação R da velocidade de vento: a) Modelos numéricos em relação ao INMET e b) Meteoblue em relação ao ERA5.

MODELO	VERÃO		INVERNO		VERÃO		INVERNO	
	DIA	NOITE	DIA	NOITE	DIA	NOITE	DIA	NOITE
ERA5	89%	66%	58%	47%	94%	99%	94%	90%
METEOBLUE	97%	72%	80%	6%				

(a)

(b)

Fonte: o autor.

Conforme apresentado na Tabela 14a, o modelo com melhor correlação média da temperatura ambiente em relação aos dados observados foi identificado na reanálise ERA5, com R variando de 84% para verão dia a 99% para inverno noturno e diurno. A correlação entre Meteoblue e INMET apresentou valores muito semelhantes ao ERA5 nos períodos de VD, VN e ID, mas bem abaixo no período IN. Quando analisada a correlação entre os modelos numéricos isolados, o resultado mostrou correlação próxima a 100% nos períodos VD, VN e ID. Entretanto, no período IN a correlação foi de apenas 52%.

Já para a velocidade de vento, os melhores valores de R entre os dados numéricos e os observados variam de acordo com o período do ano. Para o período VD, VN e ID, a melhor correlação foi encontrada na base Meteoblue, com R variando de 72% a 97%, conforme Tabela 15. Para o período IN, a referência ERA5 apresentou correlação de 47%, enquanto Meteoblue de apenas 6%. Quanto a correlação entre os modelos numéricos, todos os períodos apresentaram valores de R de 90% a 99%.

Para um entendimento mais detalhado, realizou-se as análises estatísticas do Viés (V), erro médio absoluto (EMA) e raiz do erro quadrático médio (REQM) dos valores mensais. Foram novamente comparados os resultados dos modelos

numéricos em relação aos dados observados, assim como a comparação entre as bases numéricas. Os resultados são apresentados nas Tabela 16 a Tabela 19.

Tabela 16 – Viés, erro médio absoluto e raiz do erro quadrático médio: Temperatura ambiente noite.

TEMPERATURA MÁXIMA NOITE									
Mês	Viés (°C)			EMA (°C)			REQM (°C)		
	ERA5-INMET	MB-INMET	MB-ERA5	ERA5-INMET	MB-INMET	MB-ERA5	ERA5-INMET	MB-INMET	MB-ERA5
Jan	-1.06	-2.08	-1.02	1.06	2.08	1.02	1.12	4.33	1.04
Fev	-0.97	-1.72	-0.75	0.97	1.72	0.75	0.94	2.96	0.56
Mar	-0.74	-1.44	-0.7	0.74	1.44	0.7	0.55	2.07	0.49
Abr	-0.72	-3.91	-3.19	0.72	3.91	3.19	0.52	15.29	10.18
Mai	-0.91	-1.66	-0.75	0.91	1.66	0.75	0.83	2.76	0.56
Jun	-0.6	-1.3	-0.7	0.6	1.3	0.7	0.36	1.69	0.49
Jul	-0.55	-1.03	-0.48	0.55	1.03	0.48	0.30	1.06	0.23
Ago	-0.57	-1.72	-1.15	0.57	1.72	1.15	0.32	2.96	1.32
Set	-0.98	-1.89	-0.91	0.98	1.89	0.91	0.96	3.57	0.83
Out	-1.11	-2.03	-0.92	1.11	2.03	0.92	1.23	4.12	0.85
Nov	-1.44	-2.28	-0.84	1.44	2.28	0.84	2.07	5.20	0.71
Dez	-1.07	-1.57	-0.5	1.07	1.57	0.5	1.14	2.46	0.25
Média	-0.89	-1.89	-0.99	0.89	1.89	0.99	0.93	2.01	1.21

Fonte: o autor

Tabela 17 – Viés, erro médio absoluto e raiz do erro quadrático médio: Temperatura ambiente dia.

TEMPERATURA MÁXIMA DIA									
Mês	Viés (°C)			EMA (°C)			REQM (°C)		
	ERA5-INMET	MB-INMET	MB-ERA5	ERA5-INMET	MB-INMET	MB-ERA5	ERA5-INMET	MB-INMET	MB-ERA5
Jan	-1.74	-2.17	-0.43	1.74	2.17	0.43	3.0276	4.71	0.18
Fev	-1.12	-1.41	-0.29	1.12	1.41	0.29	1.2544	1.99	0.08
Mar	-1.25	-1.72	-0.47	1.25	1.72	0.47	1.5625	2.96	0.22
Abr	-1.5	-3.01	-1.51	1.5	3.01	1.51	2.25	9.06	2.28
Mai	-0.95	-2.31	-1.36	0.95	2.31	1.36	0.9025	5.34	1.85
Jun	-0.48	-1.85	-1.37	0.48	1.85	1.37	0.2304	3.42	1.88
Jul	-0.79	-2.24	-1.45	0.79	2.24	1.45	0.6241	5.02	2.10
Ago	-0.36	-2.14	-1.78	0.36	2.14	1.78	0.1296	4.58	3.17
Set	-1.36	-3.17	-1.81	1.36	3.17	1.81	1.8496	10.05	3.28
Out	-1.67	-2.58	-0.91	1.67	2.58	0.91	2.7889	6.66	0.83
Nov	-1.8	-2.35	-0.55	1.8	2.35	0.55	3.24	5.52	0.30
Dez	-2.1	-2.32	-0.22	2.1	2.32	0.22	4.41	5.38	0.05
Média	-1.26	-2.27	-1.01	1.26	2.27	1.01	1.36	2.32	1.16

Fonte: o autor.

Tabela 18 – Viés, erro médio absoluto e raiz do erro quadrático médio: Velocidade de vento média noite.

VELOCIDADE DE VENTO MÉDIA NOITE									
Mês	Viés (m/s)			EMA (m/s)			REQM (m/s)		
	ERA5-INMET	MB-INMET	MB-ERA5	ERA5-INMET	MB-INMET	MB-ERA5	ERA5-INMET	MB-INMET	MB-ERA5
Jan	0.11	0.27	0.16	0.11	0.27	0.16	0.01	0.07	0.02
Fev	0.47	0.59	0.12	0.47	0.59	0.12	0.22	0.35	0.01
Mar	0.36	0.53	0.17	0.36	0.53	0.17	0.13	0.28	0.03
Abr	0.64	0.91	0.27	0.64	0.91	0.27	0.41	0.83	0.07
Mai	0.94	1.37	0.43	0.94	1.37	0.43	0.89	1.88	0.18
Jun	1.30	1.93	0.63	1.30	1.93	0.63	1.69	3.74	0.40
Jul	1.41	1.97	0.56	1.41	1.97	0.56	1.99	3.89	0.32
Ago	1.40	1.81	0.41	1.40	1.81	0.41	1.97	3.28	0.17
Set	1.25	1.50	0.25	1.25	1.50	0.25	1.57	2.25	0.06
Out	0.96	1.19	0.23	0.96	1.19	0.23	0.92	1.41	0.05
Nov	0.29	0.68	0.39	0.29	0.68	0.39	0.08	0.46	0.16
Dez	0.21	0.52	0.32	0.21	0.52	0.32	0.04	0.28	0.10
Média	0.78	1.11	0.33	0.78	1.11	0.33	ERRO QUADRÁTICO MÉDIO		
							0.91	1.25	0.36

Fonte: o autor.

Tabela 19 – Viés, erro médio absoluto e raiz do erro quadrático médio: Velocidade de vento média dia.

VELOCIDADE DE VENTO MÉDIA DIA									
Mês	Viés (m/s)			EMA (m/s)			REQM (m/s)		
	ERA5-INMET	MB-INMET	MB-ERA5	ERA5-INMET	MB-INMET	MB-ERA5	ERA5-INMET	MB-INMET	MB-ERA5
Jan	-0.18	1.93	2.12	0.18	1.93	2.12	0.03	3.74	4.47
Fev	-0.30	1.68	1.98	0.30	1.68	1.98	0.09	2.83	3.91
Mar	-0.31	1.52	1.83	0.31	1.52	1.83	0.10	2.31	3.35
Abr	0.06	1.70	1.64	0.06	1.70	1.64	0.00	2.88	2.68
Mai	0.43	1.80	1.37	0.43	1.80	1.37	0.19	3.25	1.87
Jun	0.98	2.26	1.28	0.98	2.26	1.28	0.97	5.11	1.63
Jul	1.06	2.27	1.21	1.06	2.27	1.21	1.12	5.14	1.45
Ago	0.85	2.25	1.40	0.85	2.25	1.40	0.73	5.08	1.96
Set	0.54	2.07	1.52	0.54	2.07	1.52	0.30	4.28	2.32
Out	0.18	2.06	1.88	0.18	2.06	1.88	0.03	4.23	3.53
Nov	-0.35	2.00	2.34	0.35	2.00	2.34	0.12	3.99	5.48
Dez	-0.42	1.86	2.28	0.42	1.86	2.28	0.18	3.47	5.21
Média	0.21	1.95	1.74	0.47	1.95	1.74	ERRO QUADRÁTICO MÉDIO		
							0.57	1.96	1.78

Fonte: o autor.

Para a comparação entre a os dados numéricos e os valores INMET, a análise do viés mostrou que as referências ERA5 e Meteoblue subestimam as temperaturas ambiente e superestimam as velocidades de vento, tanto no período diurno quanto noturno. A base ERA5 apresenta as menores diferenças médias, sendo para

temperatura ambiente de - 0,89 °C para noite e - 1,26 °C para dia, e para velocidade de vento de +0,21 m/s para dia e +0,78 m/s para noite. Em relação ao erro REQM, o melhor desempenho também foi encontrado na referência ERA5, com erro de 0,93 °C para noite e 1,36°C para dia nas temperaturas e 0,57 m/s para dia e 0,91 m/s para noite nas velocidades de vento.

Já para o comparativo entre as bases numéricas, observou-se uma subestimação da temperatura entre Meteoblue e ERA5 e superestimação dos valores de velocidades de vento. O menor erro REQM foi encontrado na velocidade de vento noturna, com 0,36 m/s, enquanto a maior diferença foi identificada na velocidade de vento diurna com 1,78 m/s.

Entretanto, as diferenças nos valores encontrados na base de dados Meteoblue, ERA5 e INMET podem ser minimizadas devido o método de aquisição dos dados, uma vez que as bases ERA5 e INMET são utilizados pontos próximos ao empreendimento para interpolação para a coordenada da LT. Já para a referência Meteoblue, a empresa realiza essa interpolação, através de metodologia própria, e fornece os dados das variáveis na coordenada escolhida, o que pode gerar diferenças de valores devido diferentes metodologias.

Frente aos resultados, pode-se concluir que o modelo ERA5 apresentou melhor aproximação de velocidade de vento e temperatura ambiente em ambos os períodos do dia, em relação aos valores observados INMET. Devido a sensibilidade da ampacidade frente a variação da velocidade de vento, os valores superestimados da referência Meteoblue podem trazer ganhos de ampacidade consideravelmente acima das demais referências. Já para os valores encontrados de temperatura ambiente, o erro entorno de 2,0 °C torna o uso da dessa referência para aquisição da temperatura ambiente aceitável.

5.4 Ampacidade

Conforme informações do memorial de estudos elétricos do empreendimento, o projeto da linha de transmissão 230 kV Garanhuns II – Paranatama deve ter capacidade operativa de longa duração e curta duração conforme Tabela 20. As informações de projeto para definição das ampacidade são apresentadas na Tabela 21.

Tabela 20 – Condições operativas da LT 230 kV.

Condições Operativas de Projeto		
Condição	Corrente de fase (A)	Temperatura do Condutor (°C)
Longa Duração	532	55.64
Curta Duração	709	67.43

Fonte: o autor.

Tabela 21 – Dados de projeto da LT 230 kV.

Descrição	Valor de Projeto	Descrição	Valor de Projeto
Potência (MW)	200	Absortividade	0.9
Nível de Tensão (kV)	230	Emissividade	0.7
Condutor	CAL Flint	Altitude da região (m)	800
Cabos por fase	1	Coeficiente B2	0.641
Comprimento (km)	50	Coeficiente m2	0.471
Temp. Ambiente (°C)	30	Perda de Calor Q _c (W/m)	48.76
Temp. de Projeto (°C)	60	Perda de Calor Q _R (W/m)	12.13
Vel. Vento (m/s)	1.0	Ganho de Calor Q _s (W/m)	22.64
Fator de Pot.	0.95	R _{DC} a 20 °C(Ω/km)	0.0892

Fonte: o autor.

Para comparação entre os resultados das capacidades operativas sazonais pelo método estatístico com as informações determinísticas de projeto, realizou-se os cálculos das correntes elétricas (I_{FASE}) e das temperaturas de operação (Top) para cada metodologia. A Tabela 22 apresenta os resultados conforme dados do projeto, onde as temperaturas destacadas correspondem as temperaturas de longa duração e curta duração apresentados na Tabela 20. Essa referência será utilizada para comparação dos ganhos de capacidade de transmissão entre as metodologias.

Tabela 22 – Ampacidade e parcelas do equilíbrio térmico - Método determinístico.

Top. (°C)	I_{FASE} (A)	P (MVA)	Parcelas da equação de equilíbrio térmico			R _{TCAC} (Ω/km)	Perdas Joule Total (Kw)	Perdas Joule Total (%)
			Q _c (W/m)	Q _r (W/m)	Q _s (W/m)			
55.64	531.91	211.90	41.57	10.15	22.64	0.102763	4,305	2.15%
67.43	709.37	282.59	60.70	15.69	22.64	0.10682	4,475	2.24%

Fonte: o autor.

5.4.1 Ampacidade Sazonal

Após a aquisição dos dados de temperatura ambiente e velocidades de vento das series de dados, conforme sumarizado na Tabela 23, foram calculadas as capacidades operativas de longa (I_{LD}) e curta duração (I_{CD}) sazonais para a LT 230 kV. Os resultados foram então comparados ao método determinístico da Tabela 22 e os resultados apresentados na Tabela 24a, Tabela 24b e Tabela 24c.

Tabela 23 – Velocidade de Vento e Temperatura Ambiente para cálculo da ampacidade sazonal nas bases de dados INMET, ERA5 e Meteoblue.

Período	INMET		ERA5		Meteoblue	
	Vv (m/s)	Ta (°C)	Vv (m/s)	Ta (°C)	Vv (m/s)	Ta (°C)
VD	3.28	30.95	3.03	29.32	5.1	28.84
VN	3.26	24.91	3.68	22.18	3.92	21.39
ID	2.22	26.99	3.35	26.06	4.75	24.51
IN	2.7	22.59	3.4	20.61	3.82	19.41

Fonte: o autor.

Tabela 24 – Resultado da ampacidade sazonal: (a) base de dados INMET, (b) ERA5 e (c) Meteoblue.

INMET						ERA5					
Período	I_{LD} (A)	I_{FASE} (A)	Q_c (W/m)	Ganhos (A)	Ganhos (%)	Período	I_{LD} (A)	I_{FASE} (A)	Q_c (W/m)	Ganhos (A)	Ganhos (%)
VD	823	532	82.49	291	55%	VD	827	532	82.52	295	55%
VN	1055	532	102.52	523	98%	VN	1152	532	123.50	620	116%
ID	760	532	70.74	228	43%	ID	934	532	100.76	402	76%
IN	1023	532	94.83	491	92%	IN	1145	532	121.40	613	115%

(a) (b)

Meteoblue					
Período	I_{LD} (A)	I_{FASE} (A)	Q_c (W/m)	Ganhos (A)	Ganhos (%)
VD	1060	532	127.52	528	99%
VN	1191	532	132.80	659	124%
ID	1124	532	140.47	592	111%
IN	1215	532	138.11	683	128%

(c)

Fonte: o autor.

Conforme esperado, a combinação das reduzidas temperaturas ambiente e altos valores de velocidade de vento trouxeram ganhos de transmissão significativos para os períodos sazonais nas três bases de dados. Apesar do período verão diurno apresentar temperatura do ar próxima ao valor de projeto de 30°C, como observado na Tabela 23, os valores de velocidade de vento acarretaram em consideráveis perdas de calor por convecção Q_c , sendo essa uma parcela significativa para o aumento da

ampacidade do condutor. Na Tabela 24a, Tabela 24b e Tabela 24c são apresentados os ganhos sazonais para VD, VN, ID e IN na condição operativa de longa duração, assim como a parcela Q_c da equação de equilíbrio térmico.

Os resultados mostraram que a utilização das variáveis provenientes do Meteoblue trouxe os maiores ganhos de ampacidade sazonal, com menor relação percentual de 99% no VD e maior ganho de 128% para IN. A base de dados ERA5 trouxe o segundo melhor ganho de transmissão, com um mínimo de 55% para VD e 115% para IN. Por fim, a base de dados com dados reais aferidos nas estações do INMET apresentou ganhos semelhantes a referência ERA5, com mínimo de 55% no VD e máximo de 98% para VN.

Adicionalmente, foram avaliadas as variações de ampacidade mensais para os períodos noturnos e diurnos, conforme resultados apresentados na Tabela 25 a Tabela 28 e nos gráficos da Figura 47 e Figura 48.

Tabela 25 – Ampacidade sazonal e ganhos de transmissão mensais noturnos pelo método estatístico:

a) INMET e b) ERA5.

Meses	TA (°C)	Vv (m/s)	Top (°C)	I _{FASE} (A)	Ganhos (%)
Jan	23.58	3.48	30.47	1103	107%
Fev	23.81	2.96	31.57	1038	95%
Mar	23.77	2.8	31.86	1018	91%
Abr	23.07	2.4	32.1	975	83%
Mai	22.54	2.07	32.59	933	75%
Jun	21.04	1.96	31.42	938	76%
Jul	20.11	2.1	29.97	972	83%
Ago	20.18	2.2	29.71	987	86%
Set	21.04	2.6	29.5	1034	94%
Out	21.91	3.08	29.4	1084	104%
Nov	23.18	3.7	29.74	1135	113%
Dez	23.2	3.67	29.81	1131	113%

(a)

Meses	TA (°C)	Vv (m/s)	Top (°C)	I _{FASE} (A)	Ganhos (%)
Jan	22.52	3.59	29.30	1324	149%
Fev	22.84	3.44	29.85	1300	145%
Mar	23.03	3.16	30.50	1259	137%
Abr	22.35	3.04	30.00	1251	136%
Mai	21.63	3.03	29.29	1258	137%
Jun	20.44	3.29	27.62	1311	147%
Jul	19.56	3.54	26.34	1358	156%
Ago	19.61	3.63	26.26	1370	158%
Set	20.06	3.87	26.40	1396	163%
Out	20.80	4.05	26.95	1408	165%
Nov	21.74	3.99	27.99	1387	161%
Dez	22.13	3.88	28.51	1368	158%

(b)

Fonte: o autor.

Tabela 26 – Ampacidade sazonal e ganhos de transmissão mensais noturnos pelo método estatístico:

Meteoblue.

Meses	TA (°C)	Vv (m/s)	Top (°C)	I _{FASE} (A)	Ganhos (%)
Jan	22.31	3.75	28.87	1348	153%
Fev	22.59	3.43	29.60	1302	145%
Mar	22.72	2.92	30.62	1229	131%
Abr	26.11	6.41	30.54	1573	196%
Mai	21.25	4.00	27.47	1396	162%
Jun	20.09	5.50	24.95	1587	198%
Jul	19.43	6.06	23.93	1657	211%
Ago	18.73	5.67	23.45	1628	206%
Set	19.63	7.64	23.40	1802	239%
Out	20.13	6.73	24.29	1711	222%
Nov	21.39	6.93	25.49	1706	221%
Dez	22.11	6.09	26.64	1614	203%

Fonte: o autor.

Tabela 27 – Ampacidade sazonal e ganhos de transmissão mensais diurnos pelo método estatístico:

a) INMETe b) ERA5.

Meses	TA (°C)	Vv (m/s)	Top (°C)	I _{FASE} (A)	Ganhos (%)
Jan	30.98	3.01	45.50	788	48%
Fev	30.71	2.98	45.32	790	49%
Mar	30.98	2.76	46.46	755	42%
Abr	29.87	2.57	46.13	752	41%
Mai	27.99	2.49	44.54	779	46%
Jun	25.74	2.46	42.39	816	53%
Jul	24.86	2.63	40.69	859	61%
Ago	25.55	2.81	40.67	871	64%
Set	27.78	3.22	41.52	882	66%
Out	29.81	3.53	42.69	877	65%
Nov	31.25	3.69	43.77	861	62%
Dez	31.84	3.62	44.54	840	58%

(a)

Meses	TA (°C)	Vv (m/s)	Top (°C)	I _{FASE} (A)	Ganhos (%)
Jan	29.24	2.81	44.62	1026	93%
Fev	29.59	2.68	45.54	1000	88%
Mar	29.73	2.44	46.77	960	81%
Abr	28.37	2.62	44.54	1009	90%
Mai	27.04	2.92	41.93	1077	103%
Jun	25.26	3.44	38.43	1180	122%
Jul	24.07	3.70	36.52	1234	132%
Ago	25.19	3.65	37.79	1210	128%
Set	26.42	3.75	38.81	1204	127%
Out	28.14	3.70	40.68	1170	120%
Nov	29.45	3.33	43.04	1099	107%
Dez	29.74	3.21	43.72	1077	103%

(b)

Fonte: o autor.

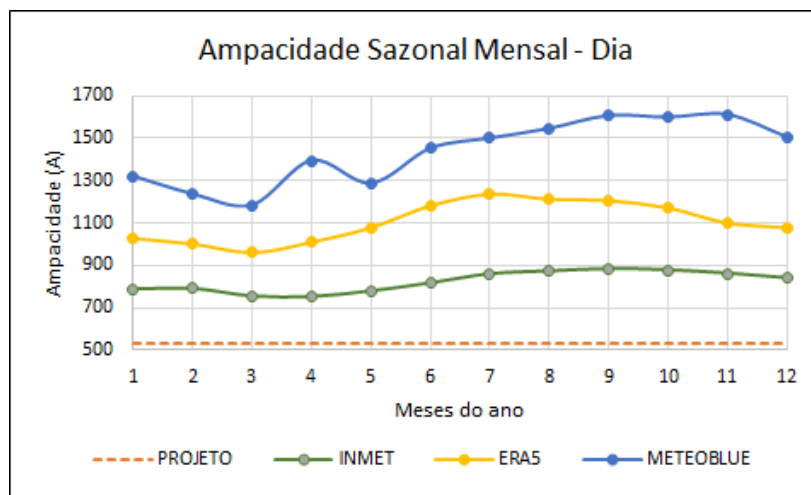
Tabela 28 – Ampacidade sazonal e ganhos de transmissão mensais diurnos pelo método estatístico:

Meteoblue.

Meses	TA (°C)	Vv (m/s)	Top (°C)	I _{FASE} (A)	Ganhos (%)
Jan	29.98	5.27	39.64	1319	148%
Fev	30.37	4.55	41.17	1234	132%
Mar	30.03	4.06	41.78	1183	122%
Abr	28.67	5.77	37.67	1394	162%
Mai	27.20	4.52	37.99	1286	142%
Jun	25.84	5.82	34.73	1451	173%
Jul	24.21	6.00	32.86	1500	182%
Ago	24.81	6.58	32.88	1546	191%
Set	26.53	7.62	33.76	1606	202%
Out	28.57	8.05	35.55	1599	201%
Nov	30.53	8.76	37.10	1612	203%
Dez	30.86	7.50	38.26	1506	183%

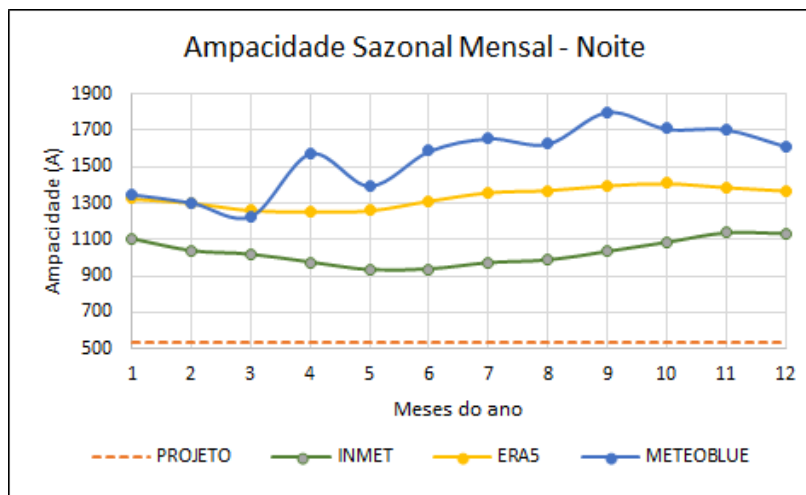
Fonte: o autor.

Figura 47 – Comparação entre ampacidade sazonal e ampacidade determinística: período diurno.



Fonte: o autor.

Figura 48 – Comparação entre ampacidade sazonal e ampacidade determinística: período noturno.



Fonte: o autor.

Os resultados mensais mostraram que em 100% do ano, a ampacidade calculada esteve acima da referência de projeto de 532 A. A referência de dados do Meteoblue trouxe os maiores ganhos em todos os meses, com menor ganho diurno de 122% em março e maior ganho noturno de 239% em setembro. A base de dados ERA5 apresentou o segundo melhor ganho mensal, com um mínimo de 81% para março diurno e maior ganho de 165% em outubro noturno. Por fim a referência INMET apresentou ganhos variando de 41% em abril a 113% em novembro, ambos no período noite.

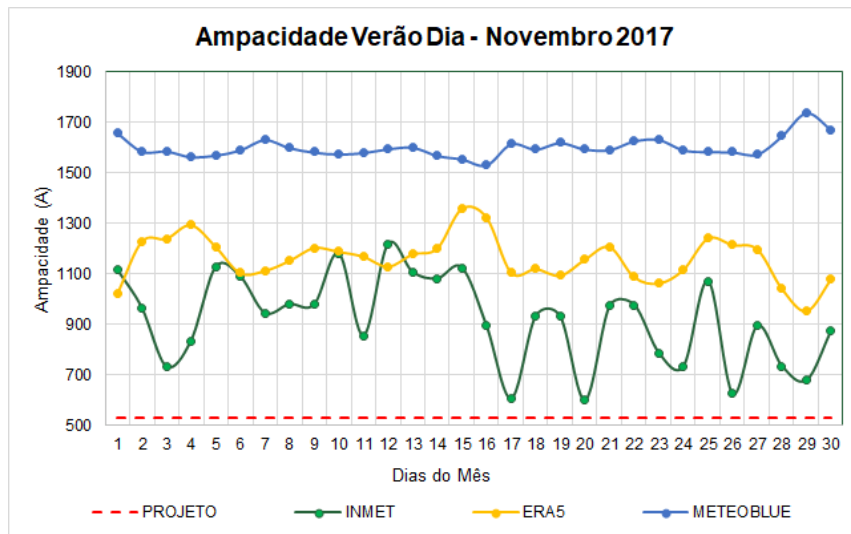
5.4.2 Ampacidade Sazonal – Amostragem de 1 Mês

Para avaliação dos riscos de sobrecarga na LT em períodos menores, foram calculados os limites máximos de carregamentos sazonais para um mês amostral de cada período climático, sendo para o período de inverno o mês de julho e para verão o mês de novembro.

A referência para definição do ano amostral deu-se da série de dados mais completa, com menor quantidade falhas nas medições, e que atendesse igualmente todas as bases de dados (INMET, ERA5 e Meteoblue). Dessa forma, selecionou-se o ano de 2017.

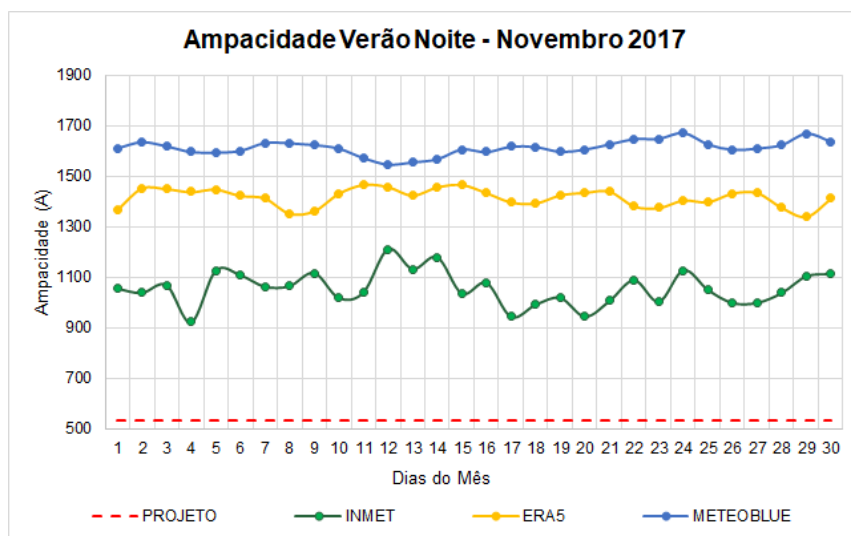
Os gráficos de ampacidade diários são apresentados na Figura 49 a Figura 52, enquanto os ganhos percentuais de ampacidade são apresentados na Tabela 29.

Figura 49 – Comparação entre ampacidade sazonal e ampacidade determinística - mês amostral: verão dia (novembro 2017).



Fonte: o autor.

Figura 50 – Comparação entre ampacidade sazonal e ampacidade determinística - mês amostral: verão noite (novembro 2017).



Fonte: o autor.

Tabela 29 – Ganhos de transmissão pelo método estatístico – Verão 2017: INMET, ERA5 e Meteoblue.

GANHOS DE TRANSMISSÃO						
Dia	VERÃO NOITE			VERÃO DIA		
	INMET	ERA5	METEOBLUE	INMET	ERA5	METEOBLUE
01/11/2017	99%	157%	203%	110%	92%	212%
02/11/2017	95%	173%	207%	82%	131%	198%
03/11/2017	101%	173%	204%	38%	133%	198%
04/11/2017	74%	170%	200%	57%	143%	194%
05/11/2017	112%	172%	200%	112%	127%	195%
06/11/2017	108%	168%	201%	105%	108%	199%
07/11/2017	100%	166%	207%	78%	109%	207%
08/11/2017	100%	154%	207%	84%	117%	201%
09/11/2017	110%	156%	205%	84%	126%	198%
10/11/2017	92%	169%	203%	122%	123%	196%
11/11/2017	96%	176%	196%	61%	120%	197%
12/11/2017	128%	174%	191%	129%	112%	200%
13/11/2017	113%	168%	193%	108%	122%	201%
14/11/2017	122%	174%	195%	103%	126%	195%
15/11/2017	95%	176%	202%	111%	155%	192%
16/11/2017	103%	170%	200%	68%	149%	188%
17/11/2017	78%	163%	204%	14%	108%	204%
18/11/2017	87%	162%	204%	75%	111%	200%
19/11/2017	92%	168%	200%	75%	106%	205%
20/11/2017	78%	170%	202%	13%	118%	200%
21/11/2017	89%	171%	206%	83%	127%	199%
22/11/2017	105%	160%	210%	84%	105%	206%
23/11/2017	89%	159%	210%	48%	100%	207%
24/11/2017	112%	164%	214%	38%	110%	199%
25/11/2017	98%	163%	206%	102%	133%	198%
26/11/2017	88%	169%	202%	18%	128%	198%
27/11/2017	88%	170%	203%	68%	125%	196%
28/11/2017	95%	159%	205%	38%	96%	209%
29/11/2017	108%	152%	214%	28%	79%	227%
30/11/2017	109%	166%	208%	64%	103%	214%
Mínimo	74%	152%	191%	13%	79%	188%
Máximo	128%	176%	214%	129%	155%	227%

Fonte: o autor.

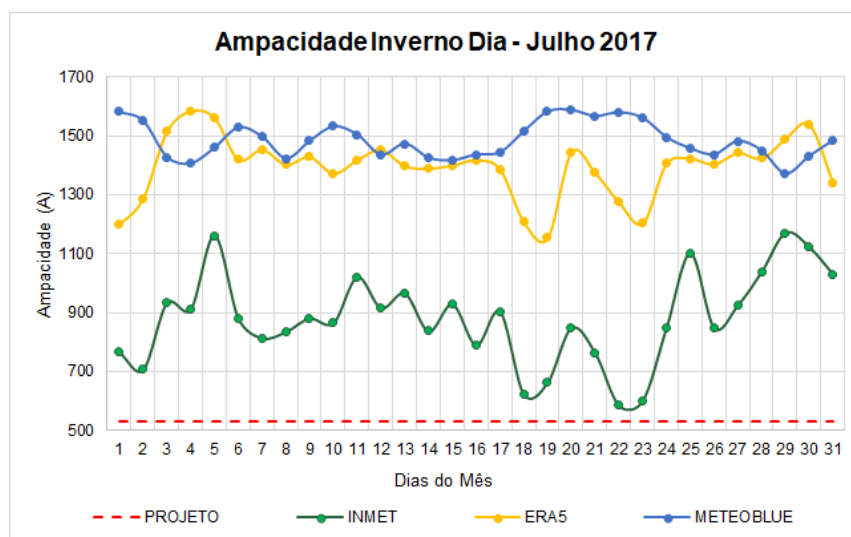
Conforme observado nos gráficos da Figura 49 e Figura 50, os gráficos de ampacidade apresentaram curvas acima da referência de projeto em todas as bases de dados, tanto no período diurno quanto noturno.

A referência INMET apresentou os menores ganhos dentre as três bases de dados, resultando em picos de corrente descendentes próximos a ampacidade de projeto de 532 A, assim como valores de ampacidade pontuais acima da base ERA5. Conforme Tabela 34, os ganhos no mês de novembro diurno variaram de 13% a 129%, enquanto o período noturno apresentou melhores valores, com variações mínimas de 74% e máxima de 128% ao longo do mês.

O comportamento da ampacidade conforme base de dados ERA5 resultou em melhores ganhos frente a referência INMET, mas abaixo dos resultados Meteoblue. No período diurno o comportamento da ampacidade na base ERA5 apresentou uma curva próxima aos valores do INMET, com ganhos variando de 79% a 155%. Para o período noturno, os ganhos foram maiores que o diurno, com valor mínimo de 152% e máximo de 176%.

Já a ampacidade conforme dados do Meteoblue apresentou os melhores resultados frente as três bases de dados, com ganhos variando de 188% a 227% durante o dia e de 191% a 214% durante noite.

Figura 51 – Comparação entre ampacidade sazonal e ampacidade determinística - mês amostral: inverno dia (novembro 2017).



Fonte: o autor.

Figura 52 – Comparação entre ampacidade sazonal e ampacidade determinística - mês amostral: inverno noite (novembro 2017).

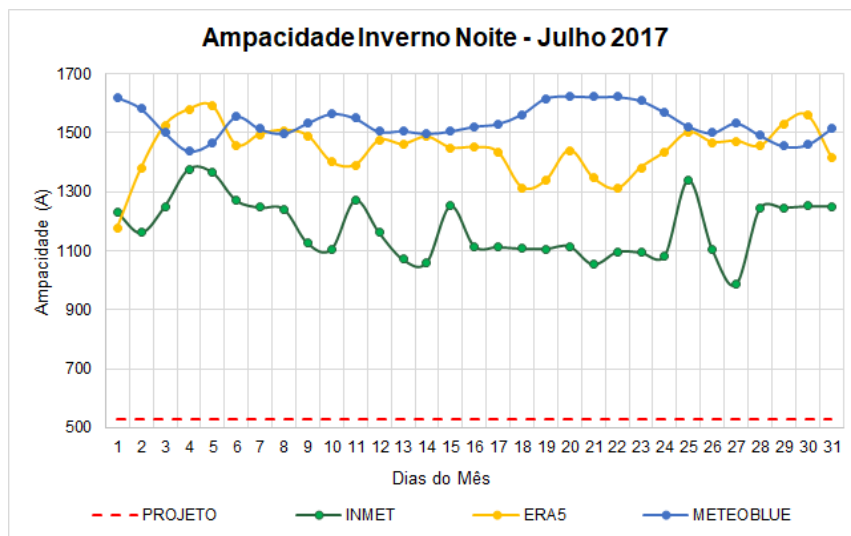


Tabela 30 – Ganhos de transmissão pelo método estatístico – Inverno 2017: INMET, ERA5 e Meteoblue.

GANHOS DE TRANSMISSÃO						
Dia	INVERNO NOITE			INVERNO DIA		
	INMET	ERA5	METEOBLUE	INMET	ERA5	METEOBLUE
01/07/2017	99%	121%	205%	44%	125%	197%
02/07/2017	89%	159%	197%	33%	142%	192%
03/07/2017	103%	187%	182%	75%	185%	168%
04/07/2017	124%	197%	170%	71%	198%	164%
05/07/2017	123%	199%	176%	118%	193%	174%
06/07/2017	107%	174%	192%	66%	167%	187%
07/07/2017	103%	181%	184%	53%	173%	181%
08/07/2017	102%	183%	182%	57%	164%	168%
09/07/2017	83%	180%	188%	66%	169%	179%
10/07/2017	79%	163%	194%	63%	158%	188%
11/07/2017	106%	161%	191%	92%	167%	183%
12/07/2017	89%	177%	183%	72%	173%	170%
13/07/2017	74%	175%	183%	81%	163%	177%
14/07/2017	72%	179%	181%	57%	161%	168%
15/07/2017	104%	172%	183%	74%	163%	166%
16/07/2017	81%	173%	186%	48%	167%	170%
17/07/2017	81%	170%	188%	70%	161%	171%
18/07/2017	79%	147%	194%	17%	127%	185%
19/07/2017	79%	151%	204%	25%	117%	198%
20/07/2017	81%	171%	205%	59%	172%	199%
21/07/2017	70%	153%	205%	44%	158%	195%
22/07/2017	77%	146%	205%	10%	140%	197%
23/07/2017	76%	160%	202%	13%	126%	194%
24/07/2017	76%	170%	195%	60%	164%	181%
25/07/2017	118%	182%	186%	107%	168%	174%
26/07/2017	79%	176%	182%	60%	164%	170%
27/07/2017	59%	177%	188%	74%	171%	179%
28/07/2017	103%	173%	180%	95%	168%	172%
29/07/2017	103%	188%	173%	120%	180%	158%
30/07/2017	104%	193%	174%	111%	189%	169%
31/07/2017	104%	166%	184%	94%	152%	179%
Mínimo	59%	121%	170%	10%	117%	158%
Máximo	124%	199%	205%	120%	198%	199%

Fonte: o autor.

Semelhante aos resultados encontrados para a estação verão, o período do inverno apresentou curvas de ampacidade acima da referência de projeto em todas

as bases de dados, tanto no período diurno quanto noturno. Os gráficos são apresentados na Figura 51 e Figura 52.

A referência INMET apresentou os menores ganhos dentre as três bases de dados, tanto para o período diurno quanto noturno, com picos de corrente descendentes próximos ao valor de projeto identificados apenas no período diurno. Conforme Tabela 35, os ganhos diurnos foram semelhantes aos valores de verão, com um mínimo de 10% e máximo de 120%. Já o período noturno os valores de ampacidade foram mais significativos, com ganho mínimo de 59% e máxima de 124% ao longo do mês.

O comportamento da ampacidade conforme base de dados ERA5 esteve próximo aos ganhos Meteoblue, tanto para diurno quanto noturno, mas ainda inferior a essa referência. Os ganhos diurnos na base ERA5 variaram de 117% a 198%, enquanto que a referência Meteoblue apresentou ganhos de 158% a 199%. O período noturno também manteve as curvas ERA5 e Meteoblue próximas ao longo do mês, com variações de 121% a 199% para ERA5 e 170% a 205% para Meteoblue.

Após avaliação dos resultados amostrais, identificou-se que as sazonalidades verão e inverno dia apresentaram valores de ampacidade próxima a de projeto de 532 A. Dessa maneira, buscando identificar possíveis riscos operativos no caso de um aumento da capacidade operativa da LT, verificou-se as condições de geração do parque eólico nos momentos de menor capacidade de transmissão da linha. Sendo assim, comparou-se os gráficos da ampacidade diurna da LT aos gráficos de velocidade de vento nos aerogeradores (base de dados ERA5) e os resultados apresentados na Figura 51 e Figura 52, assim como na Tabela 32 e Tabela 31. A velocidade de vento no aerogerador foi comparada aos valores de potência da

Tabela 33, a qual corresponde as curvas de potência dos dois modelos de aerogeradores do complexo eólico, sendo possível estabelecer a potência da máquina através da sua curva de vento.

Figura 53 – Comparação entre ampacidade sazonal verão dia e vento no aerogerador – Novembro 2017.

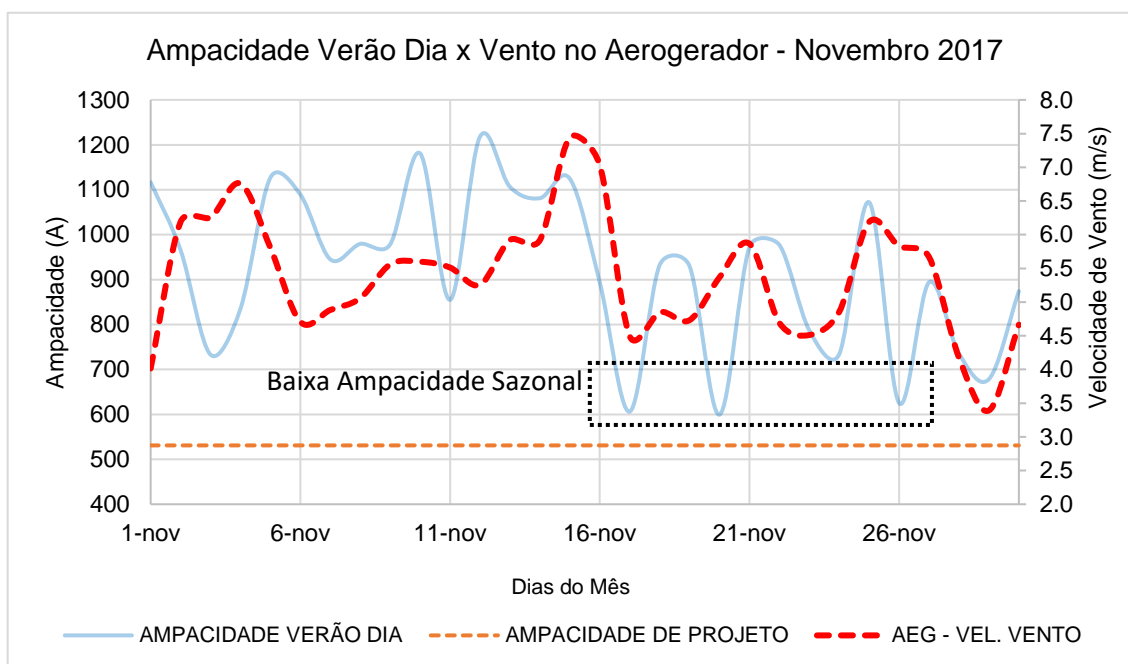


Tabela 31 – Ampacidade sazonal verão dia e vento no aerogerador: Pontos de menor ampacidade.

VERÃO DIA					
Dia	TA (°C)	VB (m/s)	I _{FASE} (A)	Ganhos de Capacidade	Vento no Aerogerador (m/s)
17/11/2017	22.62	0.79	606	14%	4.50
20/11/2017	25.00	0.92	599	13%	5.37
26/11/2017	22.54	0.87	625	18%	5.83

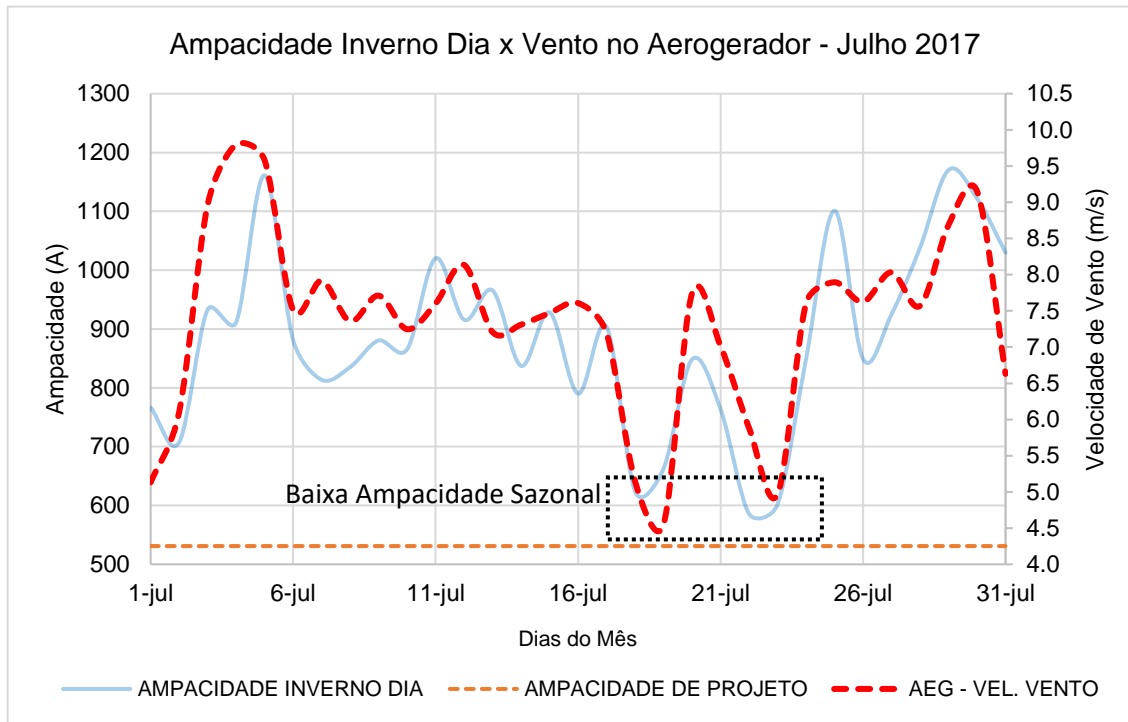
Fonte: o autor.

Na Figura 53 é possível observar que os períodos com menores capacidades de transmissão da LT também apresentaram baixas velocidades de vento nos aerogeradores, ou seja, geração reduzida no parque eólico. A Tabela 32 apresenta os três momentos de baixa capacidade, onde observa-se velocidades de vento na LT abaixo do valor estabelecido na NBR 5422, resultando em menor ampacidade e menores ganhos. Nessa também são apresentadas as velocidades de vento

coincidentes em um dos aerogeradores do parque eólico, com valores variando de 4,5 m/s a 5,9 m/s, o que corresponde a uma geração de 6% a 31% da capacidade nominal da máquina, segundo dados da curva de potência da

Tabela 33. Dessa forma, os momentos de baixa capacidade de transmissão da LT não apresentam riscos de sobrecarga na linha de transmissão.

Figura 54 – Comparação entre ampacidade sazonal inverno dia e vento no aerogerador – Julho 2017.



Fonte: o autor.

Tabela 32 – Ampacidade sazonal inverno dia e vento correspondente no aerogerador.

INVERNO DIA					
Dia	TA (°C)	VB (m/s)	I _{FASE} (A)	Ganhos de Capacidade	Vento no Aerogerador (m/s)
18/07/2017	20.05	0.71	624	17%	5.14
22/07/2017	20.40	0.59	586	10%	5.88
23/07/2017	18.66	0.57	602	13%	4.97

Fonte: o autor.

Tabela 33 – Curva de potência dos modelos de aerogeradores do parque eólico.

Velocidade de Vento (m/s)	AEROGERADOR GE 1.7		AEROGERADOR GE 2.0	
	Potência (kW)	Comparativo Potência Nominal (%)	Potência (kW)	Comparativo Potência Nominal (%)
0	0	0%	0	0%
1	0	0%	0	0%
2	0	0%	0	0%
3	4	0%	0	0%
4	97	6%	115	6%
5	283	17%	292	15%
6	531	31%	540	27%
7	842	50%	872	44%
8	1241	73%	1310	66%
9	1558	92%	1804	90%
10	1689	99%	2000	100%
10.5 - Corte	1700	100%	2000	100%

Fonte: o autor.

Semelhante a sazonalidade verão, para o inverno o comportamento do gráfico de ampacidade melhor se aproxima da curva de vento nos aerogeradores, conforme F. A Tabela 31 apresenta os três momentos de menor ganho de capacidade da LT, onde observa-se velocidades de vento na LT abaixo do valor estabelecido na NBR 5422. Também são apresentadas as velocidades de vento coincidentes no aerogerador, com valores variando de 4,97 m/s a 5,9 m/s, o que corresponde a uma geração de 15% a 31% da capacidade nominal da máquina. Dessa maneira, assim como para a sazonalidade verão, não haverá risco de sobrecarga na LT no inverno.

5.4.3 Ganhos de Geração Eólica

Sendo a linha de transmissão do Parque Eólico Serra das Vacas destinada exclusivamente para escoamento da geração eólica, os ganhos de transmissão resultam num aumento da capacidade de geração do parque. Deste modo, avaliou-se a performance dos resultados de cada metodologia, no âmbito de ganhos sazonais, em relação a potência excedente a ser utilizada para aumento da capacidade instalada do parque eólico. Utilizou-se os modelos de aerogeradores com potência 4,2 MW, 5,5 MW e 6,0 MW de fabricação GE para avaliar a quantidade de máquinas

excedentes permitidas no parque e os resultados apresentados na Tabela 34, Tabela 35 e Tabela 36.

Tabela 34 – Quantidade de aerogeradores excedentes para o ganho de ampacidade da LT: INMET.

Performasse do sistema - método estatístico INMET						
Cenário	Sazonal			Qtd de Aerogeradores		
	Ampacidade (A)	Ganho (A)	Ganho (MVA)	AEG 4.2 MW	AEG 5.5 MW	AEG 6.0 MW
Valor Mínimo (A)	760	228	91	21	16	14
Valor médio (A)	915	383	152	34	26	24
valor máximo (A)	1055	523	208	47	36	33

Fonte: o autor.

Tabela 35 – Quantidade de aerogeradores excedentes para o ganho de ampacidade da LT: ERA5.

Performasse do sistema - método estatístico ERA5						
Cenário	Sazonal			Qtd de Aerogeradores		
	Ampacidade (A)	Ganho (A)	Ganho (MVA)	AEG 4.2 MW	AEG 5.5 MW	AEG 6.0 MW
Valor Mínimo (A)	827	295	118	27	20	19
Valor médio (A)	1014	482	192	43	33	30
valor máximo (A)	1152	620	247	56	43	39

Fonte: o autor.

Tabela 36 – Quantidade de aerogeradores excedentes para o ganho de ampacidade da LT: Meteoblue.

Performasse do sistema - método estatístico Meteoblue						
Cenário	Sazonal			Qtd de Aerogeradores		
	Ampacidade (A)	Ganho (A)	Ganho (MVA)	AEG 4.2 MW	AEG 5.5 MW	AEG 6.0 MW
Valor Mínimo (A)	1124	592	236	53	41	37
Valor médio (A)	1148	616	245	55	42	39
valor máximo (A)	1215	683	272	62	47	43

Fonte: o autor.

Pode-se observar que, para o empreendimento em estudo, os ganhos de transmissão permitem um aumento na capacidade instalada o parque eólico, com acréscimos que variam de 21 a 62 novos aerogeradores (referência 4,2 MW), sem a necessidade de construção de uma nova linha de transmissão, bem como garante o aproveitamento das instalações de transmissão existentes sem riscos de rompimento das condições operativas normais de projeto.

6. CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou o estudo do aumento da capacidade operativa da Linha de Transmissão 230 kV Paranatama – Garanhuns II, responsável pelo escoamento exclusivo da geração do Parque Eólico Serra das Vacas no estado do Pernambuco. O trabalho analisou o regime de vento e a temperatura do ar na região da LT, com o objetivo de identificar os impactos das variações climáticas na capacidade operativa da linha, utilizando bases de dados observados de estações meteorológicas do INMET, dados de reanálise numérica ERA5 e dados comerciais do modelo de simulações fornecido pela empresa Meteoblue.

Nesse trabalho utilizou-se o cálculo da capacidade pelo método estatístico, a qual estabelece a operação da LT de acordo com períodos climáticos com uso simultâneo de série de dados diárias de velocidade de vento e temperatura ambiente, e os resultados então comparados aos valores de projeto pelo método determinístico.

Como resultados, constatou-se que em todos os períodos do ano, tanto na análise sazonal quanto mensal, houve ganhos significativos na transmissão nas três bases de dados e, conseqüentemente, de geração excedente para o parque eólico serra das vacas.

Os menores ganhos sazonais foram identificados na base de dados do INMET, com mínimo de 43% e máximo de 92%. O segundo maior ganho deu-se a base de dados ERA5, com valores mínimos de 55% e máximos de 116%, enquanto que a referência de dados Meteoblue apresentou melhores ganhos, com variações de 99% a 128%. Os resultados mensais mostraram que em 100% do ano, as capacidade calculadas estiveram acima da referência de projeto de 532 A. A referência de dados do Meteoblue trouxe novamente os maiores ganhos em todos os meses, com menor ganho diurno de 122% em março e maior ganho noturno de 239% em setembro. A base de dados INMET apresentou ganhos inferiores a referência ERA5 ao longo do ano, mas com resultados consideráveis, variando de 41% em abril a 113% em novembro, ambos no período noite.

Também se avaliou a condição de vento dos aerogeradores nos períodos de menores ganhos sazonais amostrais, tanto para o verão quanto para o inverno. Concluiu-se que os períodos com menores capacidades de transmissão da LT também apresentaram baixas velocidades de vento nos aerogeradores, ou seja, geração reduzida no parque eólico. Nesse período, os valores de velocidade de vento

coincidentes no parque eólico variaram de 4,5 m/s a 5,9 m/s, o que correspondeu a uma geração de 6% a 31% da capacidade nominal das máquinas. Dessa forma, os momentos de baixa capacidade de transmissão da LT não apresentaram riscos de sobrecarga na linha de transmissão, visto uma baixa capacidade de geração eólica.

Além disso, confirmou-se que o aumento da capacidade de transmissão da LT no parque eólico Serra das Vacas, sendo essa de uso exclusivo para escoamento da geração eólica, resultou num aumento da capacidade de geração do parque e, conseqüentemente, na quantidade de aerogeradores possíveis de serem implantados para suprir a folga de transmissão da LT. Os ganhos finais permitiram um aumento na capacidade instalada do parque eólico, com acréscimos variando de 21 a 62 novos aerogeradores (na referência 4,2 MW), sem a necessidade de construção de uma nova linha de transmissão. Também se garantiu o aproveitamento das instalações de transmissão existentes sem riscos de rompimento das condições operativas de projeto.

Por fim, pode-se concluir que o limite normativo de velocidade de vento para projetos de linha de transmissão de 1,0 m/s não deve ser aplicado de maneira determinística, mas sim adequado a aplicação do empreendimento, pois essa referência traz a subutilização de linhas de transmissão de uso exclusivo para geração eólica.

REFERÊNCIAS

A. CENGEL, Y.; J. GHAJAR, A. **Heat and Mass Transfer, Fundamentals & Application, Fifth Edition in SI Units.** [s.l: s.n.]. v. 5th

ABEEÓLICA. Boletim Anual de Geração Eólica 2019. **Boletim Anual de Geração Eólica 2019**, 2019.

ABEEÓLICA. **ENERGIA EÓLICA - O SETOR.** Disponível em: <<https://abeeolica.org.br/energia-eolica/o-setor/>>. Acesso em: 5 maio. 2021.

ABNT. NBR 5422/1985. projeto de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica. **Tecnical Report, Associação Brasileira de Normas Tecnicas, Rio de Janeiro**, 1985.

ABNT CE-003:011.001. Projeto de Revisão da ABNT NBR 5422. **Tecnical Report, Associação Brasileira de Normas Tecnicas, Rio de Janeiro**, 2019.

AKPOLAT, A. N.; NESE, S. V.; DURSUN, E. **Towards to smart grid: Dynamic line rating.** Proceedings - 2018 6th International Istanbul Smart Grids and Cities Congress and Fair, ICSG 2018. **Anais...2018**

ALBIZU, I.; MAZÓN, A. J.; ZAMORA, I. **Methods for increasing the rating of overhead lines.** 2005 IEEE Russia Power Tech, PowerTech. **Anais...2005**

ANDRÉIA POSSER CARGNIN. ANÁLISE DE MODELOS PARA TORRES METÁLICAS TRELIÇADAS ESTAIDAS MONOMASTRO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO. **Trabalho de Conclusão de Curso apresentado na Universidade Federal de Santa Maria**, 2014.

ANEEL. Nota Técnica nº 038/2005–SRT/ANEEL. **SRT/ANEEL**, 2005.

ANEEL. RELATÓRIO DE FISCALIZAÇÃO - ACOMPANHAMENTO DIFERENCIADO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO. **Acompanhamento diferenciado da expansão da transmissão : relatório de fiscalização**, v. junho, 2021a.

ANEEL. **Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica - Modulo 4.** 2021b

ARTECHE. **Arteche SMT.** Disponível em: <http://https://www.artech.com/en/central-documentation?search_api_views_fulltext=smART&field_idioma=All>. Acesso em: 28 jul. 2021.

BIER, A. A.; FERRAZ, S. E. T. Comparação de Metodologias de Preenchimento de Falhas

em Dados Meteorológicos para Estações no Sul do Brasil. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 32, n. 2, 2017.

BLACK, W. Z.; BYRD, W. R. Real-time ampacity model for overhead lines. **IEEE Power Engineering Review**, 1983.

BLACK, W. Z.; COLLINS, S. S.; HALL, J. F. Theoretical model for temperature gradients within bare overhead conductors. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 1988.

BRUNO MONTEZANO. **Centro de Referência para Energia Solar e Eólica (CRESESB)**. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas do Potencial Eolico Brasileiro.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf)>. Acesso em: 25 jul. 2021.

CARTA, J. A.; VELÁZQUEZ, S.; CABRERA, P. **A review of measure-correlate-predict (MCP) methods used to estimate long-term wind characteristics at a target site** **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2013.

CARVALHO, H.; QUEIROZ, G.; FAKURY, R. H. Experimental evaluation of the wind effects on an operating power transmission tower. **Revista Escola de Minas**, v. 69, n. 3, 2016.

DACONTI, J. R.; LAWRY, D. C. **Increasing Power Transfer Capability of Existing Transmission Lines**. Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference. **Anais...2003**

DOUGLASS, D. A. Radial and Axial Temperature Gradients in Bare Stranded Conductor. **IEEE Power Engineering Review**, 1986.

EDM INTERNATIONAL. **EDM International**. Disponível em: <<https://edmlink.com/products-edm/item/span-sentry-5>>. Acesso em: 5 ago. 2021.

EPE, E. DE P. E. **Balanco Energético Nacional 2020 Relatório Síntese - Ano Base 2019**. [s.l: s.n.].

EPRI. Increasing Power Flow in Transmission and Substation Circuits. **Electric Power Research Institute (Report) EPRI NP**, 2006.

FERNANDEZ, E. et al. **Review of dynamic line rating systems for wind power integration** **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2016.

FERNANDEZ, E. et al. Field validation of gap-type overhead conductor creep. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 105, 2019.

FOSS, S. D.; FERNANDES, R. A. Dynamic thermal line ratings Part I dynamic ampacity rating algorithm. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, 1983.

FOSS, S. D.; LIN, S. H.; CARBERRY, R. Significance of the conductor radial temperature gradient within a dynamic line rating methodology. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 1987.

FUCHS, R. D. . **Transmissão de Energia Elétrica – Linhas Aéreas**. 1. ed. Rio de Janeiro, RJ: [s.n.].

GE GRID SOLUTIONS. **Intelligent Line Monitoring System FMC-T6**. Disponível em: <<http://www.gegridsolutions.com/app/ViewFiles.aspx?prod=fmc&type=1>>. Acesso em: 29 nov. 2020.

GOVERNO DO ESTADO DE PERNAMBUCO. **Atlas Eólico do Pernambuco**. Disponível em: <<http://www.atlaseolicosolar.pe.gov.br/>>. Acesso em: 19 out. 2019.

GURNEY, H. P.; LURIE, J. Charts for Estimating Temperature Distributions in Heating or Cooling Solid Shapes. **Industrial and Engineering Chemistry**, 1923.

HERSBACH, H. et al. The ERA5 global reanalysis. **Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society**, v. 146, n. 730, 2020.

HOUSE, H. E.; TUTTLE, P. D. Current-Carrying Capacity of ACSR. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems**, 1958.

IEEE. IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors IEEE Power and Energy Society. **IEEE Std**, 2012.

ISKENDERIAN, H. P.; HORVATH, W. J. Determination of the temperature rise and the maximum safe current through multiconductor electric cables. **Journal of Applied Physics**, 1946.

LABEGALINI, P. R. . et al. **Projetos Mecânicos das Linhas Aéreas de Transmissão**. 2 ed ed. São Paulo: [s.n.].

LARRUSKAIN, D. M. et al. Power transmission capacity upgrade of overhead lines. **Renewable Energy and Power Quality Journal**, v. 1, n. 4, p. 221–227, 2006.

LEE, J.; ZHAO, F. GWEC Global Wind Report 2019. **Wind Energy Technology**, 2020.

MACHADO, R. **ESTABELECIMENTO, MODELAGEM E CARACTERIZAÇÃO DE REGIÕES CRÍTICAS DE VELOCIDADE DE VENTO E TEMPERATURA DO AR PARA O DESPACHO DE CARGA SOBRE O SUBSISTEMA NORDESTE DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**. [s.l.] Universidade de São Paulo, 2020.

METEOBLUE. **Weather simulation data - meteoblue**. Disponível em: <<https://content.meteoblue.com/en/specifications/data-sources/weather-simulation-data>>. Acesso em: 7 jul. 2021.

MEYBERG, R. A. et al. **Analysis of AC resistance model of steel-cored conductors on transmission lines ampacity**. SBSE 2018 - 7th Brazilian Electrical Systems Symposium. **Anais...2018**

MICCA. **EMO Sensor**. Disponível em: <<https://www.micca.at/products-services/11-sensors-on-the-line>>. Acesso em: 28 nov. 2020.

MORGAN, V. T. The thermal rating of overhead-line conductors Part I. The steady-state thermal model. **Electric Power Systems Research**, 1982.

MORGAN, V. T. The thermal rating of overhead-line conductors part II. A sensitivity analysis of the parameters in the steady-state thermal model. **Electric Power Systems Research**, 1983.

MORGAN VT. **RATING OF BARE OVERHEAD CONDUCTORS FOR INTERMITTENT AND CYCLIC CURRENTS**. 1969

MORGAN VT. Rating of conductors for short- duration currents. **Proceedings of the Institution of Electrical Engineers**, 1971.

MUHR, M. et al. Experiences with the Weather Parameter Method for the use in overhead line monitoring systems. **Elektrotechnik und Informationstechnik**, v. 125, n. 12, 2008.

MUÑOZ, F. et al. Case study of the increase in capacity of transmission lines in the Chilean system through probabilistic calculation model based on dynamic thermal rating. **Electric Power Systems Research**, 2019.

NASCIMENTO, C. A. M. et al. Desenvolvimento de Tecnologias para Controle e Monitoramento em Tempo Real da Capacidade de Transmissão em Linhas de Energia Elétrica. **SIMPÓSIO DE AUTOMAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS**, 2007.

NEMATI, H. M. et al. Stream data cleaning for dynamic line rating application. **Energies**, v.

11, n. 8, 2018.

NEOENERGIA. **COMO FUNCIONA O SISTEMA DE TRANSMISSÃO NO BRASIL.**

Disponível em: <<https://www.neoenergia.com/pt-br/sala-de-imprensa/noticias/Paginas/como-funciona-o-sistema-de-transmissao-no-brasil.aspx>>. Acesso em: 7 jul. 2021.

NETWORKS, S. & S. E. Dynamic Line Rating CAT-1. **Addendum Report**, 2020.

ONS. **METODOLOGIA PARA CÁLCULO DA CAPACIDADE SAZONAL DE PROJETO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO A SEREM LICITADAS - Nota Técnica nº 0094/2016-Revisão 1/ONSEOPERADOR NACIONAL DO SETOR ELÉTRICO**, 2016.

ONS. **OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO**. Disponível em:

<<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 10 jul. 2021.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN. **PAR executivo 2019-2023**, 2017.

OTLM. **OTLM Sensor Device**. Disponível em: <<http://www.otlm.eu/about-otlmssystem/otlm-device/>>. Acesso em: 20 jul. 2021.

SAKAGAMI, Y. et al. REDE DE MONITORAMENTO EM LINHAS DE TRANSMISSÃO (RMLT): RESULTADOS DO PILOTO. **Congresso Brasileiro de Meteorologia**, v. 0, n. 0, 2008.

SAKAGAMI, Y. Mapeamento do risco térmico em linhas aéreas de transmissão com base em dados de modelo numérico atmosférico. **Universidade Federal de Santa Catarina**, 2010.

SCHMIDT, N. P. Comparison between IEEE and CIGRE ampacity standards. **IEEE Power Engineering Review**, 1999.

START, D. et al. The thermal behavior of overhead conductors. **CIGRE brochure 756**, 2008.

STEPHEN, R. . Probabilistic determination of conductor current ratings based on CIGRE Working Group 12 of Study Committee 22. **Working Group Electra**, v. 164, p. 103–119, 1996.

STEPHEN, R. . Description of state of the art methods to determine thermal ratings of lines in real-time and their application in optimising power flow based on CIGRE Working Group 12 of Study Committee 22. **Cigre Session**, 2000.

STEPHEN, R. . **Cigre. Thermal Behaviour of overhead conductors based on CIGRE Working Group 12 of Study Committee 22** TECHNICAL BROCHURES, 2002.

STEPHEN, R. . Guide for selection of weather parameters for bare overhead conductor ratings based on CIGRE Working Group 12 of Study Committee B2. **Cigre Working Group**, 2006.

STÜKER, E. et al. COMPARAÇÃO ENTRE OS DADOS DE VENTO DAS REANÁLISES METEOROLÓGICAS ERA-INTERIM E CFSR COM OS DADOS DAS ESTAÇÕES AUTOMÁTICAS DO INMET NO RIO GRANDE DO SUL. **Ciência e Natura**, v. 38, 2016.

TEH, J. et al. Prospects of Using the Dynamic Thermal Rating System for Reliable Electrical Networks: A Review. **IEEE Access**, v. 6, p. 26765–26778, 2018.

WAZEN, R. N. et al. Evaluation of the susceptibility of failures in steel structures of transmission lines. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, v. 24, n. 1–2, 2013.

ZHANG, P. et al. **Determination of static thermal conductor rating using statistical analysis method**. 3rd International Conference on Deregulation and Restructuring and Power Technologies, DRPT 2008. **Anais...**2008

APÊNDICE A – TEMPERATURA AMBIENTE ANUAL NAS ESTAÇÕES DO INMET E NA LINHA DE TRANSMISSÃO

TEMPERATURA AMBIENTE NOITE - ESTAÇÃO PALMEIRA DOS INDIOS												
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
2001				25.4	26.1	23.1	22.6	21.6	23.8	24.3	25.2	25.8
2002	24.9	25.4	25.1	24.7	24.3	23.2	22.8	22	23.7	24.2	25	26.7
2003	27.5	25.9	26.4	26.3	26	23.1	22.4	23.3	23.8	24.1	25.3	26
2004	26.6	26	25.9	25.6	25.3	23	23.2	22.7	22.7	24.3	26.5	25.9
2005	27.7	27.2	27.2	25.9	25.3	23.5	22.9	22.1	22.8	24.4	25.7	25.9
2006	25.2	27.2	27.4	26.3	25.3	23.5	22.6	22.6	23.6	25.1	27.1	26.1
2007	26.4	26.8	25.4	24.8	23.9	23.2	22.5	21.6	21.7	23.4	25.4	26.4
2008	25.6	27	26	25.3	24.7	22.8	21.6	22.1	23.2	24	25	26.2
2009	27.3	26.2	26.8	27.2	25.1	23.4	22.9	22.8	23.7	26.1	25.1	26.9
2010	26.1	26.3	27.9	26.6	25	24.8	23.2	22.2	22.9	25.3	24.8	26.6
2011	25.4	25.9	27	26.5	24.3	23.2	22.1	22.3	22.8	24.6	24.5	26.4
2012	25.7	25.3	25.3	24.8	24.5	23.6	22.9	23.2	23.3	24.1	26.5	25.9
2013	27.6	26	26.9	27.5	25.3	23.8	22.8	22.7	23.6	24.6	25.1	26.9
2014	26.2	25.4	25.8	27.1	24.5	23.4	22.4	22.4	23.7	24	25.7	25.1
2015	25.6	26	26.4	27.3	26.3	23.8	22.9	22.5	23.5	24.7	28.3	27.3
2016	28.1	26.8	26.8	27	25.2	25	23.2	23.6	24.9	26.2	26.4	27.2
2017	26.6	26.8	27.6	27	26.7	24.1	21.8	22.7	22.3	23.8	25.9	26.4
2018	26.7	26.8	28.4	25.7	24.9	23.8	23	24.5	24.8	26.4	25.6	27.4
2019	26.6	28.1	29.3	28.1	27.3	25.8	24.7	23.6	25	26.4	28.1	28.6
2020	27.4	28.2	29	27.8								
2021												

Desvio padrão	0.93	0.83	1.20	1.03	0.88	0.77	0.65	0.73	0.85	0.92	1.06	0.77
Média	26.5	26.5	26.9	26.3	25.3	23.7	22.8	22.7	23.5	24.7	25.9	26.5

TEMPERATURA AMBIENTE DIA - ESTAÇÃO PALMEIRA DOS INDIOS												
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
2001				33.2	34.4	29.6	28	27.4	31.8	33.3	33.8	34.3
2002	31.1	32.3	32	32	30.6	28.5	29.1	28.5	31.2	28.5	29.2	37.2
2003	37.1	34.1	34.9	35	34.1	28.9	27.6	30.1	32.3	33	33.9	35.5
2004	36.2	32.5	33.7	32.9	31.4	25.2	28.3	26.1	28.9	32.5	36.8	35.4
2005	34.6	35.2	36	33	32.7	29.2	27.6	27.8	31.3	35.8	35.1	36.5
2006	34.2	36.9	35.7	33.9	31	27.9	29.8	29.2	30.7	35.5	36.5	36
2007	36	36.3	31.8	31.8	30	29	28	28.2	29.1	32.4	34.5	35.1
2008	37	36.2	35.4	32	31	27.7	26.4	29.4	31.1	32.4	35.2	36.3
2009	36.4	34.8	35.9	35.8	30.8	29.7	28.2	28.9	31.3	36	36.1	35.7
2010	33.4	33.2	36.6	32.9	31.6	30.5	28.2	28.4	30.3	34.4	34.8	34.8
2011	33.5	33.8	35.7	36.1	28.6	29	26.9	29.7	29.4	32.8	33	36.5
2012	35.1	34.4	33.4	33.7	33.4	29.8	28.8	28.4	27.5	34.3	37	36
2013	36.9	34.8	36.3	37.1	31.2	27	28.4	28	26.8	33.6	33.7	37.4
2014	34.8	30	34.1	29.8	31.4	29.9	27.8	25.7	32.5	31.2	35	34.1
2015	34	34.7	31	36.6	34	29.8	28	29.6	31.2	28.8	38.7	38.3
2016	37.3	35.7	30.8	33.4	31.4	32.6	31	32.2	28.9	36.9	35.6	37.1
2017	29.8	29.5	31	29.6	32.4	26.6	24.2	25	25.2	27.6	30	28.6
2018	29	30	30.4	28.9	31	29	25.6	32	32.6	37.8	34.8	36.8
2019	29.8	36.6	36	33.2	32.4	30.2	27.2	28	30.4	34.6	39.4	32.2
2020	30.8	31.2	31.4	30	26.2							
2021												

Desvio padrão	2.73	2.32	2.22	2.34	1.91	1.61	1.47	1.84	2.01	2.77	2.49	2.16
Média	34.1	33.8	33.8	33.0	31.5	29.0	27.8	28.6	30.1	33.2	34.9	35.5

TEMPERATURA AMBIENTE NOITE - ESTAÇÃO ARCOVERDE												
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
2001				23.7	26.4	22.0	21.5	20.8	23.5	24.5	24.7	25.3
2002	23.7	26.3	24.6	23.7	23.3	21.6	21.8	21.2	24.2	23.9	29.2	27.2
2003	28.2	26.1	26.2	26.6	25.1	21.9	21.2	22.8	25.7	26.0	25.8	26.1
2004	27.3	24.5	24.7	24.8	24.7	21.3	21.5	22.0	21.7	24.6	26.0	25.8
2005	25.4	27.1	27.4	24.7	23.1	21.5	20.9	20.5	22.7	24.4	25.7	25.1
2006	26.7	27.1	27.5	24.9	24.2	21.6	20.9	21.7	27.7	26.3	27.5	26.8
2007	21.0	27.5	24.1	24.1	22.5	21.7	21.0	20.7	21.5	24.0	25.7	26.0
2008	25.3	27.0	25.3	23.5	23.2	21.0	20.2	20.8	22.3	23.6	26.0	27.5
2009	25.6	26.3	25.8	25.5	23.1	22.0	20.9	21.7	22.5	25.0	24.5	26.6
2010	24.7	25.3	27.7		23.9	23.1	21.2	20.1	21.8	24.5	25.2	25.7
2011	25.3	24.9	26.3	25.4	23.0		21.1	21.5	22.3	24.5	24.8	26.2
2012	26.1	25.1	24.9	25.6	25.1	24.2	21.8	21.6	23.2	23.8	26.9	26.1
2013	28.5	26.4	26.5	28.1	24.3	23.2	21.5	21.3	23.1	24.1	24.5	27.1
2014	25.0	25.7	26.1	25.9	23.2	22.0	21.4	21.6	23.9	22.9	25.4	24.9
2015	25.7	25.9	26.4	26.4	25.5	22.9	22.1	22.3	23.6	24.5	28.7	28.2
2016	27.4	25.5	25.9	25.6	23.3	22.7	22.4	24.0	25.3	26.1	26.9	28.0
2017	26.7	26.8	28.0	25.8	26.1	22.5	20.0	20.7	20.9	23.2	25.8	27.7
2018	26.5	26.5	26.1	24.3	22.7	22.3	21.5	24.2	25.7	28.0	26.1	27.8
2019	26.3	27.1	26.5	25.5	25.5	24.5	22.4	22.0	23.9	24.9	28.8	29.2
2020	29.1	29.0	26.1	25.1	23.5	22.4	23.6	22.3	24.1	27.2	26.8	26.0
2021	27.7	27.2	27.2									

Desvio padrão	1.82	1.05	1.07	1.13	1.18	0.93	0.80	1.07	1.68	1.31	1.41	1.15
Média	26.1	26.4	26.2	25.2	24.1	22.3	21.4	21.7	23.5	24.8	26.3	26.7

TEMPERATURA AMBIENTE DIA - ESTAÇÃO ARCOVERDE												
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
2001				30.9	33.7	27.1	25.9	27.6	32.5	33.1	33.9	33.4
2002	29.3	31.9	32.2	30.9	31.2	29.5	28.9	29.4	33.7	34.4	34.9	34.9
2003	35.0	33.7	33.3	33.1	32.0	28.8	28.2	31.9	32.6	32.8	27.4	28.3
2004	28.1	25.9	26.2	26.8	26.3	22.3	22.5	23.8	25.4	27.1	29.2	28.0
2005	33.0	27.4	27.8	26.7	25.7	23.3	22.0	22.3	26.1	27.6	28.5	27.5
2006	31.5	27.9	27.7	26.5	25.7	22.5	22.1	24.3	26.7	27.9	28.9	28.7
2007	33.8	27.9	25.6	26.5	24.8	23.9	23.0	22.3	24.2	28.1	28.4	28.1
2008	34.1	28.0	26.3	24.9	25.0	22.4	21.3	23.2	26.3	27.1	28.1	28.0
2009	33.1	26.9	33.5	32.6	24.7	23.6	22.7	24.1	26.5	27.3	28.1	27.7
2010	26.5	27.3	28.1	30.7	26.1	24.9	22.8	22.9	25.4	27.5	27.7	28.1
2011	27.3	26.9	27.5	27.4	24.2	27.0	22.1	23.8	30.8	32.5	34.2	34.3
2012	33.7	32.7	33.9	33.1	32.9	25.3	28.7	29.6	32.8	33.3	35.1	34.1
2013	28.0	34.3	35.4	34.7	30.1	26.0	27.0	28.9	32.8	34.1	33.1	34.9
2014	33.7	32.7	33.1	33.0	29.0	24.4	27.5	29.2	33.1	31.5	33.6	33.5
2015	33.7	29.7	33.7	33.7	33.3	24.6	27.1	30.3	33.5	27.5	35.3	36.1
2016	32.1	31.7	33.1	32.5	29.5	29.3	23.5	32.3	34.2	34.5	34.5	35.7
2017	31.7	34.9	34.5	32.7	32.0	24.0	23.4	27.1	27.9	31.9	34.5	35.5
2018	31.7	34.1	31.7	30.4	29.0	25.1	28.9	32.5	33.5	35.3	34.3	33.7
2019	27.8	33.1	33.5	32.2	31.3	30.3	25.0	27.7	32.6	34.1	35.1	36.0
2020	32.5	34.3	32.4	26.9	25.3	24.6	22.7	25.0	25.7	28.9	29.8	30.3
2021	28.7	28.5	27.5									

Desvio padrão	2.68	3.10	3.29	3.05	3.31	2.46	2.70	3.48	3.64	3.08	3.12	3.41
Média	31.3	30.5	30.9	30.3	28.6	25.4	24.8	26.9	29.8	30.8	31.7	31.8

TEMPERATURA AMBIENTE NOITE - ESTAÇÃO GARANHUNS												
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
2001				21.2	22.6	19.6	19.6	18.4	20.7	21.0	23.2	21.8
2002	22.1	22.2	21.8	21.4	21.2	20.3	20.0	19.0	20.2	20.6	21.0	23.4
2003	23.2	22.1	22.3	22.8	22.2	19.8	19.0	20.1	19.6	20.2	21.5	22.2
2004	22.5	22.0	21.8	21.8	21.7	19.7	19.8	20.0	19.0	21.1	21.9	21.4
2005	23.6	22.4	22.4	22.0	21.5	20.4	19.7	18.9	20.0	21.8	22.1	21.9
2006	21.8	25.2	23.5	22.4	22.0	20.0	19.5	19.6	20.6	21.2	24.7	22.4
2007	22.6	22.8	22.2	21.9	20.8	20.1	19.4	19.3	20.3	20.0	21.6	21.3
2008	22.4	23.5	24.0	22.0	22.4	22.2	18.9	20.0	20.6	22.0	22.4	26.9
2009	24.2	24.0	25.0	24.2	22.2	21.4	19.2	20.4	21.2	25.5	21.8	22.4
2010	21.8	22.4	27.8		24.4	23.9	22.2	21.1	22.3	24.9	25.0	26.1
2011	25.3	25.4	26.6	25.9	23.6		21.6	21.9	22.5	24.5	24.7	26.3
2012	25.9	25.2	25.1	25.2	24.8	23.9	22.3	22.4	23.2	23.9	26.7	26.0
2013	28.1	26.2	26.7	27.8	24.8	23.5	22.1	22.0	23.3	24.3	24.8	27.0
2014	25.6	25.6	26.0	26.5	23.8	22.7	21.9	22.0	23.8	23.4	25.5	25.0
2015	25.7	25.9	26.4	26.8	25.9	23.3	22.5	22.4	23.6	24.6	28.5	27.8
2016	27.7	26.1	26.3	26.3	24.2	23.8	22.8	23.8	25.1	26.1	26.7	27.6
2017	26.7	26.8	27.8	26.4	26.4	23.3	20.9	21.7	21.6	23.5	25.8	27.1
2018	26.6	26.6	27.2	25.0	23.8	23.0	22.2	24.3	25.3	27.2	25.9	27.6
2019	26.4	27.6	27.9	26.8	26.4	25.1	23.5	22.8	24.4	25.6	28.5	28.9
2020	28.3	28.6	27.5	26.4								
2021												

Desvio padrão	2.22	2.05	2.24	2.27	1.74	1.83	1.52	1.71	1.93	2.20	2.37	2.61
Média	24.8	24.8	25.2	24.4	23.4	22.0	20.9	21.1	22.0	23.2	24.3	24.9

TEMPERATURA AMBIENTE DIA - ESTAÇÃO GARANHUNS												
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
2001				28.4	29.9	24.6	23.6	23.6	27.2	29.1	29.4	30.0
2002	27.3	29.0	27.8	27.0	26.4	24.1	25.4	24.2	28.0	28.7	30.7	32.1
2003	32.4	29.6	29.6	30.4	28.8	24.9	23.5	25.4	26.8	28.2	30.2	31.2
2004	30.0	28.4	28.4	28.0	27.4	23.6	24.1	25.6	25.0	28.2	31.0	29.6
2005	31.8	31.0	31.4	28.0	25.6	24.1	23.9	23.8	27.0	29.3	30.9	29.9
2006	29.4	31.2	31.4	29.4	26.5	23.9	23.7	25.0	28.0	30.3	31.0	31.4
2007	32.0	31.8	27.7	28.6	26.2	27.2	24.4	23.5	25.3	27.8	30.4	31.5
2008	31.8	31.4	30.7	27.8	26.3	23.9	23.0	24.6	27.0	28.3	30.4	31.4
2009	30.4	30.7	31.6	30.0	26.9	25.1	24.6	24.9	28.3	31.0	31.0	31.4
2010	29.0	29.8	32.4	28.9	28.0	26.0	24.2	23.8	26.0	29.5	30.2	31.3
2011	30.0	29.6	31.4	29.9	25.6	25.5	23.6	25.7	25.8	28.4	29.8	29.8
2012	29.2	29.2	29.8	29.0	28.4	26.2	24.4	24.9	27.0	29.3	32.4	32.2
2013	32.8	31.2	32.0	32.1	27.1	25.8	23.8	25.1	27.3	28.9	28.8	30.2
2014	30.7	29.2	30.4	30.0	26.2	25.0	24.5	25.0	27.3	26.7	29.6	28.2
2015	30.0	30.4	30.0	31.4	29.0	25.6	29.0	25.4	27.6	28.1	33.3	32.9
2016	31.3	29.0	30.4	30.2	27.4	28.0	26.0	27.7	30.1	32.0	31.9	33.3
2017	31.1	31.5	32.1	30.0	29.1	24.8	21.6	23.6	24.2	26.1	28.2	29.8
2018	29.5	30.0	29.0	27.6	25.8	25.5	24.6	26.0	28.4	31.7	30.0	31.5
2019	29.5	31.0	32.3	29.8	28.2	26.0	25.1	24.1	28.0	29.9	31.4	32.6
2020	31.6	32.8	32.1									34.4
2021												

Desvio padrão	1.39	1.17	1.51	1.33	1.31	1.15	1.46	1.04	1.37	1.52	1.21	1.47
Média	30.5	30.4	30.6	29.3	27.3	25.3	24.4	24.8	27.1	29.0	30.6	31.2

TEMPERATURA AMBIENTE NOITE - LINHA DE TRANSMISSÃO (TORR 44/3)												
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
2001				22.0	23.5	20.3	20.2	19.1	21.4	21.8	23.6	22.7
2002	22.6	23.1	22.6	22.1	21.8	20.8	20.6	19.6	21.1	21.4	22.5	24.3
2003	24.3	23.1	23.3	23.7	23.0	20.5	19.7	20.8	20.9	21.4	22.5	23.1
2004	23.6	22.8	22.7	22.6	22.5	20.3	20.4	20.6	19.8	21.9	23.0	22.5
2005	24.3	23.6	23.6	22.8	22.2	20.9	20.2	19.5	20.7	22.4	23.0	22.8
2006	22.8	25.7	24.5	23.2	22.7	20.6	20.1	20.2	21.8	22.3	25.3	23.4
2007	22.9	23.9	22.8	22.5	21.4	20.7	20.0	19.8	20.6	20.9	22.6	22.5
2008	23.1	24.4	24.4	22.6	22.8	22.1	19.4	20.4	21.1	22.4	23.2	26.9
2009	24.8	24.6	25.3	24.7	22.7	21.7	19.9	20.9	21.7	25.5	22.5	23.5
2010	22.7	23.2	27.8		24.4	23.9	22.2	21.1	22.3	24.9	25.0	26.1
2011	25.3	25.4	26.6	25.9	23.6		21.6	21.9	22.5	24.5	24.7	26.3
2012	25.9	25.2	25.1	25.2	24.8	23.9	22.3	22.4	23.2	23.9	26.7	26.0
2013	28.1	26.2	26.7	27.8	24.8	23.5	22.1	22.0	23.3	24.3	24.8	27.0
2014	25.6	25.6	26.0	26.5	23.8	22.7	21.9	22.0	23.8	23.4	25.5	25.0
2015	25.7	25.9	26.4	26.8	25.9	23.3	22.5	22.4	23.6	24.6	28.5	27.8
2016	27.7	26.1	26.3	26.3	24.2	23.8	22.8	23.8	25.1	26.1	26.7	27.6
2017	26.7	26.8	27.8	26.4	26.4	23.3	20.9	21.7	21.6	23.5	25.8	27.1
2018	26.6	26.6	27.2	25.0	23.8	23.0	22.2	24.3	25.3	27.2	25.9	27.6
2019	26.4	27.6	27.9	26.8	26.4	25.1	23.5	22.8	24.4	25.6	28.5	28.9
2020	28.3	28.6	27.5	26.4								
2021												

Desvio padrão	1.87	1.65	1.87	1.92	1.46	1.55	1.24	1.45	1.59	1.81	1.95	2.13
Média	25.1	25.2	25.5	24.7	23.7	22.3	21.2	21.3	22.3	23.6	24.7	25.3

TEMPERATURA AMBIENTE DIA - LINHA DE TRANSMISSÃO (TORR 44/3)												
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
2001				29.3	30.9	25.5	24.4	24.6	28.4	30.1	30.5	30.9
2002	28.0	29.8	28.9	28.1	27.5	25.3	26.3	25.4	29.1	29.3	31.0	33.1
2003	33.3	30.7	30.7	31.3	29.9	25.9	24.6	26.8	28.2	29.4	30.3	31.4
2004	30.6	28.6	28.8	28.5	27.8	23.6	24.4	25.5	25.5	28.6	31.5	30.1
2005	32.3	31.1	31.6	28.5	26.5	24.7	24.1	24.1	27.4	29.9	31.1	30.5
2006	30.3	31.5	31.5	29.6	27.0	24.2	24.3	25.5	28.2	30.7	31.4	31.7
2007	32.7	31.9	28.0	28.8	26.5	27.0	24.7	24.0	25.7	28.4	30.7	31.6
2008	32.7	31.6	30.8	28.0	26.7	24.2	23.2	25.0	27.4	28.7	30.7	31.6
2009	31.5	30.8	32.4	31.0	27.1	25.5	24.8	25.3	28.5	31.2	31.3	31.5
2010	29.3	29.9	32.4	29.6	28.2	26.4	24.5	24.3	26.5	29.9	30.5	31.4
2011	30.1	29.8	31.5	30.4	25.8	26.1	23.8	26.0	26.8	29.4	30.7	31.2
2012	30.5	30.3	30.7	30.1	29.6	26.6	25.5	25.9	27.7	30.4	33.3	32.9
2013	32.8	32.0	32.9	33.0	28.0	26.0	24.8	25.9	27.9	30.1	29.9	31.7
2014	31.6	29.7	31.2	30.3	27.2	25.6	25.3	25.6	28.6	27.8	30.8	29.6
2015	30.9	30.9	30.6	32.3	30.1	26.0	28.6	26.5	28.8	28.1	34.2	34.0
2016	32.2	30.2	30.8	30.9	28.2	28.7	26.3	28.8	30.4	32.9	32.7	34.1
2017	31.0	31.6	32.2	30.3	29.9	24.9	22.1	24.2	24.8	27.0	29.2	30.3
2018	29.7	30.5	29.5	28.1	26.8	25.9	25.2	27.5	29.5	32.9	31.1	32.4
2019	29.3	32.0	32.9	30.5	29.1	27.0	25.4	25.0	28.8	31.0	32.9	33.0
2020	31.6	32.8	32.0									
2021												

Desvio padrão	1.42	1.04	1.42	1.43	1.46	1.18	1.33	1.23	1.44	1.56	1.22	1.24
Média	31.1	30.8	31.0	29.9	28.0	25.8	24.9	25.6	27.8	29.8	31.3	31.7

APÊNDICE B – VELOCIDADE DE VENTO DE BRISA ANUAL NAS ESTAÇÕES DO INMET E NA LINHA DE TRANSMISSÃO

VELOCIDADE DE VENTO NOITE - ESTAÇÃO PALMEIRA DOS INDIOS												
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
2001				2.2	2.6	1.5	1.3	1.3	2.1	3.1	4.2	4.0
2002	2.4	2.3	2.3	1.9	1.8	1.3	1.4	1.4	2.4	3.1	3.5	3.6
2003	4.1	2.7	3.0	2.6	1.9	1.3	1.3	1.9	2.0	3.0	3.8	3.9
2004	3.4	2.5	2.8	2.7	2.0	1.4	1.6	1.3	1.6	3.5	3.7	4.2
2005	4.3	3.9	3.7	2.2	1.8	1.2	1.3	1.4	2.0	3.3	4.3	3.5
2006	3.0	4.3	3.8	2.3	1.2	1.4	1.2	1.3	2.2	3.3	3.9	4.1
2007	3.7	2.6	1.5	1.8	1.1	1.1	0.9	1.1	1.7	2.6	4.1	3.8
2008	3.4	3.6	2.3	1.9	1.2	1.0	1.0	1.3	1.7	2.6	4.2	3.9
2009	3.7	3.4	3.1	2.7	1.2	0.9	0.9	1.2	2.4	3.4	4.0	3.3
2010	3.1	2.6	1.8	1.4	1.1	1.2	1.1	1.4	1.6	2.2	3.7	3.6
2011	3.0	3.0	3.2	2.0	0.9	1.1	1.2	1.0	1.1	2.1	2.4	2.4
2012	2.3	1.7	1.6	1.3	1.1	0.8	0.9	1.1	1.8	2.9	4.8	4.3
2013	4.2	4.0	3.9	3.2	1.3	1.1	1.0	1.3	2.0	2.8	3.3	4.1
2014	3.3	3.0	3.5	2.6	1.4	1.2	1.3	1.4	2.1	2.4	3.3	3.4
2015	3.6	3.1	3.1	3.0	2.1	1.1	1.4	1.3	2.3	2.9	4.3	3.7
2016	3.2	2.3	2.3	1.3	1.1	1.4	1.0	1.4	1.8	2.7	3.1	2.9
2017	3.0	2.6	2.2	1.6	0.9	0.7	0.7	0.8	0.9	1.4	2.5	2.8
2018	2.2	2.2	2.1	1.1	0.8	0.8	1.0	1.1	1.6	1.8	2.0	2.0
2019	2.0	1.9	1.8	1.6	1.1	1.0	0.8	1.0	1.4	1.1	1.2	1.2
2020	1.1	1.0	0.8	0.8	0.6	0.6	0.6	0.5	0.7	1.0	0.9	1.1
2021	1.0	1.1	1.1									

Desvio padrão	0.93	0.88	0.91	0.67	0.51	0.25	0.26	0.28	0.48	0.75	1.05	0.95
Média	3.0	2.7	2.5	2.0	1.4	1.1	1.1	1.2	1.8	2.6	3.4	3.3

VELOCIDADE DE VENTO DIA - ESTAÇÃO PALMEIRA DOS INDIOS												
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
2001				3.7	3.5	2.6	2.4	3.1	3.7	4.5	4.7	4.6
2002	2.8	3.0	3.3	3.2	2.7	2.4	2.5	3.1	3.9	4.7	4.4	3.8
2003	3.4	3.9	3.7	3.3	3.3	2.7	3.0	3.5	4.3	4.2	4.6	4.5
2004	3.1	3.2	4.0	3.4	2.5	2.3	2.5	2.7	3.4	4.3	4.3	4.6
2005	4.2	3.9	3.7	3.5	2.9	2.9	2.5	3.2	4.0	4.8	5.0	4.3
2006	4.3	3.6	3.5	2.7	2.3	2.8	2.6	3.3	3.8	4.2	4.1	4.2
2007	4.7	2.5	2.5	3.1	2.6	2.5	2.0	3.1	3.7	4.4	4.7	4.3
2008	4.2	3.8	3.0	2.7	2.3	2.6	2.8	2.9	3.6	4.2	4.9	3.9
2009	3.8	3.5	3.1	2.8	2.0	2.5	1.8	3.0	4.0	4.2	5.0	3.7
2010	3.7	3.5	1.8	1.4	1.8	2.2	2.7	3.0	3.6	3.7	4.6	3.7
2011	3.4	3.9	3.4	3.0	2.3	2.3	2.6	2.0	2.2	2.5	2.6	2.4
2012	2.2	2.1	1.8	1.8	1.5	1.3	1.4	3.2	3.8	4.5	4.4	4.2
2013	4.3	4.4	4.0	3.0	2.7	2.3	2.4	2.8	3.9	4.1	4.7	4.3
2014	4.4	3.8	3.9	2.8	2.5	2.9	2.6	3.0	3.8	3.9	4.0	4.4
2015	4.3	4.2	3.8	3.2	3.1	2.7	2.7	3.3	4.2	4.5	4.4	3.9
2016	3.3	2.6	2.2	2.3	1.7	1.7	1.9	2.4	2.0	3.0	2.8	2.7
2017	2.4	2.2	1.6	1.5	1.0	0.8	1.2	1.4	1.8	2.5	3.2	3.2
2018	2.3	2.1	1.5	1.2	1.6	1.7	1.5	2.4	2.5	2.0	2.2	2.0
2019	1.8	1.9	1.6	1.6	1.9	1.5	1.0	1.7	2.2	1.1	1.1	1.1
2020	0.9	0.8	0.8	0.8	0.7	0.6	0.7	0.7	1.0	1.1	1.1	1.1
2021	1.0	1.1	1.0									

Desvio padrão	1.13	1.03	1.09	0.86	0.73	0.68	0.67	0.72	0.95	1.16	1.25	1.11
Média	3.23	3.00	2.71	2.55	2.25	2.16	2.15	2.68	3.26	3.62	3.85	3.55

VELOCIDADE DE VENTO NOITE - ESTAÇÃO ARCOVERDE												
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
2001	5.3			3.7	3.8	3.1	3.2	3.8	4.1	4.6	5.3	4.8
2002	5.3	3.8	3.2	3.4	3.8	3.9	4.0	4.3	5.4	5.6	5.3	4.9
2003	5.0	4.1	4.0	3.7	3.2	3.6	3.9	4.1	3.7	4.5	5.0	5.2
2004	5.3	3.1	3.3	3.3	3.2	3.2	3.3	3.1	4.1	4.7	5.3	5.4
2005	5.6	3.7	4.2	3.1	2.8	2.8	3.0	3.0	3.5	4.9	5.6	4.5
2006	4.5	3.6	3.1	2.9	3.0	3.1	2.9	3.0	3.5	4.5	4.5	4.8
2007	4.6	3.3	2.7	2.7	2.9	1.5	1.4	3.0	3.6	4.0	4.6	5.1
2008	4.9	3.6	2.5	1.9	2.8	2.7	2.8	3.1	2.7	3.7	4.9	4.3
2009	5.1	3.6	2.5	2.6	2.7	2.8	2.7	2.8	3.2	4.4	5.1	3.8
2010	4.4	2.9			3.1	3.4	3.0	3.4	3.9	3.6	4.4	3.9
2011	3.9	3.3	2.8	2.9	2.9		3.2	2.9	3.4	3.5	3.9	4.2
2012	4.8	3.6	4.0	3.6	3.3	2.7	3.3	3.7	3.8	4.2	4.8	4.5
2013	4.6	4.6	4.5	4.0	2.7	2.3	3.0	3.0	3.7	4.8	4.6	4.3
2014	4.3	4.1	4.3	3.2	2.4	2.7	3.6	3.5	4.3	4.5	4.3	4.3
2015	4.8	4.4	3.5	3.4	3.3	2.8	3.0	3.7	3.1	4.2	4.8	3.7
2016	4.8	2.5	3.5	3.4	3.0	2.6	2.8	3.0	4.0	4.5	4.8	4.1
2017	3.8	3.8	3.5	3.2	3.1	3.0	4.0	3.7	3.0	3.2	3.8	3.7
2018	3.5	3.0	2.8	2.6	2.3	2.9	3.1	3.1	3.2	3.4	3.5	3.2
2019	3.5	2.5	2.8	2.4	2.4	2.7	2.7	3.5	3.5	3.0	3.5	3.4
2020	2.9	2.4	1.5	1.1	1.9	1.9	2.5	2.4	2.9	3.7	2.9	3.6
2021		3.0	2.9									

Desvio padrão	0.71	0.62	0.76	0.70	0.48	0.55	0.58	0.48	0.61	0.66	0.71	0.62
Média	4.5	3.4	3.2	3.0	2.9	2.8	3.1	3.3	3.6	4.2	4.5	4.3

VELOCIDADE DE VENTO DIA - ESTAÇÃO ARCOVERDE												
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
2001				3.7	3.3	3.9	3.8	4.3	4.3	3.9	3.6	4.6
2002	3.7	4.0	4.1	4.1	4.4	4.2	3.8	4.5	4.3	4.6	4.1	4.1
2003	3.2	4.1	4.0	3.5	3.1	3.8	4.1	4.0	3.7	4.3	4.3	3.9
2004	3.3	3.3	3.8	3.6	3.6	3.7	4.1	3.6	4.1	4.6	4.2	3.7
2005	4.0	4.2	3.2	3.3	3.5	3.6	3.7	3.8	4.4	4.8	4.3	3.9
2006	3.9	2.7	2.8	2.8	3.7	3.9	3.5	3.8	3.9	3.8	3.7	3.9
2007	4.2	3.2	3.4	2.9	2.9	1.7	1.5	4.0	4.1	4.1	4.0	3.8
2008	3.6	3.3	2.4	2.5	3.3	4.1	3.7	3.4	3.5	4.2	4.0	3.2
2009	3.4	3.1	2.8	2.3	3.1	3.5	3.4	3.3	4.2	4.2	4.3	3.6
2010	3.2	3.7	2.4	2.1	3.5	3.7	4.0	4.2	4.4	3.8	4.2	3.5
2011	3.2	3.5	3.2	3.6	3.5	2.3	3.5	3.6	3.6	3.1	3.4	3.6
2012	3.8	3.7	3.7	3.2	3.3	3.1	3.4	4.0	4.4	4.0	3.6	3.2
2013	3.4	4.1	3.9	3.4	3.1	3.4	3.4	3.6	4.6	4.2	4.3	3.6
2014	4.0	3.8	4.0	3.6	3.3	3.6	4.2	4.5	4.4	4.7	3.8	3.9
2015	3.7	4.0	3.5	3.4	3.6	3.6	3.5	3.6	3.0	3.5	3.1	3.3
2016	2.6	3.0	3.2	3.2	3.1	3.1	3.3	3.6	4.0	3.8	3.6	3.1
2017	3.1	2.9	2.7	3.1	2.6	3.0	3.4	3.0	3.3	2.9	2.6	2.6
2018	2.4	2.1	2.1	2.4	2.6	2.5	3.2	3.1	3.2	1.9	2.4	2.1
2019	3.0	2.5	2.6	2.0	2.2	2.9	2.9	3.0	2.9	2.5	2.4	2.3
2020	1.6	2.1	1.4	1.6	1.7	1.8	2.9	2.6	3.3	3.0	2.7	2.4
2021	2.4	2.1	2.4									

Desvio padrão	0.65	0.70	0.74	0.68	0.57	0.71	0.58	0.53	0.52	0.76	0.66	0.65
Média	3.3	3.3	3.1	3.0	3.2	3.3	3.5	3.7	3.9	3.8	3.6	3.4

VELOCIDADE DE VENTO NOITE - ESTAÇÃO GARANHUNS												
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
2001				2.5	2.5	2.1	2.3	2.6	3.1	2.7	4.2	4.2
2002	3.4	2.5	2.6	1.9	2.4	2.4	2.2	2.5	3.3	3.2	4.4	3.9
2003	4.1	2.7	2.7	2.2	2.3	1.8	2.3	2.7	2.4	2.8	3.5	3.9
2004	3.6	2.9	2.8	2.7	2.3	2.3	2.6	2.1	2.2	3.6	3.8	4.0
2005	3.6	3.6	3.7	2.3	2.2	2.2	2.2	1.9	2.5	3.3	4.4	3.1
2006	2.4	3.5	3.3	2.1	2.1	2.5	2.3	2.1	2.8	3.3	4.3	4.2
2007	3.8	3.1	2.1	2.0	2.0	2.1	2.6	2.2	2.2	2.7	3.8	3.4
2008	2.6	3.4	2.6	2.4	1.8	1.9	1.7	1.9	1.6	1.6	2.2	4.1
2009	2.8	2.2	2.1	2.6	2.0	1.7	1.4	1.6	3.4	3.9	3.6	4.5
2010	3.4	3.1			2.1	2.3	2.1	2.4	2.8	2.9	4.0	3.8
2011	3.5	3.2	3.0	2.5	2.0		2.2	2.0	2.2	2.8	3.2	3.3
2012	3.6	2.7	2.8	2.5	2.2	1.8	2.1	2.4	2.8	3.5	4.8	4.4
2013	4.4	4.3	4.2	3.6	2.0	1.7	2.0	2.2	2.8	3.8	3.9	4.2
2014	3.8	3.6	3.9	2.9	1.9	2.0	2.4	2.5	3.2	3.5	3.8	3.8
2015	4.3	3.8	3.3	3.2	2.7	2.0	2.2	2.5	2.7	3.5	4.6	3.7
2016	4.0	2.4	2.9	2.4	2.1	2.0	1.9	2.2	2.9	3.6	3.9	3.5
2017	3.4	3.2	2.9	2.4	2.0	1.9	2.4	2.2	2.0	2.3	3.2	3.2
2018	2.8	2.6	2.4	1.8	1.6	1.8	2.1	2.1	2.4	2.6	2.8	2.6
2019	2.8	2.2	2.3	2.0	1.8	1.9	1.8	2.3	2.4	2.1	2.4	2.3
2020	2.0	1.7	1.2	0.9	1.3	1.3	1.5	1.5	1.8	2.4	1.9	2.4
2021		2.1	2.0									

Desvio padrão	0.65	0.65	0.72	0.56	0.33	0.30	0.32	0.33	0.49	0.63	0.80	0.65
Média	3.4	2.9	2.8	2.4	2.1	2.0	2.1	2.2	2.6	3.0	3.6	3.6

VELOCIDADE DE VENTO DIA - ESTAÇÃO GARANHUNS												
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
2001				3.3	3.7	3.8	3.1	3.7	4.0	3.6	4.1	4.6
2002	3.4	3.6	3.2	3.0	3.1	3.0	3.0	3.5	3.7	3.9	3.8	4.3
2003	3.9	3.4	3.7	3.4	3.0	3.0	3.5	3.4	3.6	3.8	3.8	4.1
2004	3.5	3.4	3.3	2.9	2.9	3.1	3.1	3.3	3.2	3.7	4.0	4.0
2005	3.9	3.7	3.3	2.7	3.1	3.0	3.1	2.8	3.4	3.9	4.1	3.8
2006	3.6	3.3	3.2	2.7	2.6	2.9	2.9	3.4	3.5	3.8	3.9	4.1
2007	3.9	3.5	2.7	2.6	2.6	2.8	2.7	2.9	3.3	3.3	4.2	3.6
2008	3.2	3.6	2.7	2.4	2.4	2.5	2.7	2.4	2.7	3.1	3.9	5.3
2009	3.0	2.5	2.6	2.0	2.1	2.6	2.3	2.6	4.7	5.7	4.7	3.9
2010	2.4	4.0	2.9	2.7	2.3	2.4	2.9	2.7	3.5	3.3	3.7	3.7
2011	2.6	3.5	2.9	2.7	2.5	2.3	2.3	2.9	2.7	3.7	4.6	4.5
2012	3.7	4.3	4.2	3.4	4.0	3.0	3.2	2.8	3.5	3.2	4.1	4.0
2013	3.2	3.1	3.5	3.1	2.0	1.9	2.3	2.5	3.3	3.2	3.3	3.7
2014	2.4	2.5	2.2	2.2	2.2	2.4	2.6	2.1	3.3	3.2	3.6	3.1
2015	3.5	2.9	2.5	2.8	2.5	1.8	2.6	2.7	2.2	4.0	4.5	3.6
2016	3.6	2.0	2.2	2.4	1.9	2.1	2.7	2.9	3.0	3.7	3.4	2.9
2017	1.9	1.9	2.1	2.0	1.6	1.3	2.3	2.0	2.6	3.0	3.4	3.7
2018	2.3	2.9	2.3	1.1	1.4	1.3	1.2	2.4	2.8	3.1	2.4	2.8
2019	1.4	1.6	2.2	1.6	1.3	1.3	1.4	1.5	1.1	2.4	2.0	1.6
2020	1.4	1.4	1.0	1.2	1.2	1.2	1.8	1.7	2.2	2.1	1.9	2.3
2021	1.7	1.6	1.7									

Desvio padrão	0.84	0.84	0.75	0.66	0.75	0.73	0.59	0.59	0.75	0.71	0.78	0.83
Média	2.9	2.9	2.7	2.5	2.4	2.4	2.6	2.7	3.1	3.5	3.7	3.7

VELOCIDADE DE VENTO NOITE - LINHA DE TRANSMISSÃO (TORR 44/3)												
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
2001				2.6	2.7	2.1	2.3	2.6	3.1	2.9	4.3	4.3
2002	3.5	2.6	2.7	2.1	2.5	2.5	2.3	2.6	3.4	3.4	4.4	4.0
2003	4.2	2.8	2.9	2.4	2.4	1.9	2.4	2.8	2.5	3.0	3.7	4.0
2004	3.7	2.9	2.8	2.8	2.3	2.3	2.6	2.1	2.3	3.7	3.9	4.2
2005	3.9	3.6	3.7	2.4	2.2	2.1	2.2	1.9	2.6	3.4	4.5	3.3
2006	2.7	3.6	3.3	2.2	2.1	2.5	2.3	2.1	2.8	3.4	4.3	4.2
2007	3.9	3.1	2.1	2.1	2.0	2.0	2.3	2.2	2.3	2.9	3.9	3.6
2008	2.9	3.4	2.6	2.3	1.8	1.9	1.8	2.0	1.8	1.9	2.6	4.1
2009	3.1	2.5	2.2	2.6	2.0	1.7	1.5	1.6	3.3	3.9	3.8	4.4
2010	3.5	3.0			2.1	2.3	2.1	2.4	2.8	3.0	4.0	3.8
2011	3.5	3.2	3.0	2.5	2.0		2.2	2.0	2.2	2.8	3.2	3.3
2012	3.6	2.7	2.9	2.5	2.3	1.8	2.1	2.4	2.8	3.5	4.8	4.4
2013	4.4	4.3	4.3	3.6	2.0	1.7	2.0	2.2	2.8	3.8	3.9	4.2
2014	3.8	3.6	3.9	2.9	1.9	2.0	2.5	2.5	3.3	3.5	3.8	3.8
2015	4.3	3.8	3.3	3.2	2.7	2.0	2.2	2.5	2.7	3.5	4.6	3.7
2016	4.0	2.4	2.9	2.4	2.1	2.0	1.9	2.2	2.9	3.6	3.9	3.5
2017	3.4	3.2	2.9	2.4	2.0	1.9	2.4	2.3	2.0	2.3	3.2	3.2
2018	2.8	2.6	2.4	1.8	1.6	1.9	2.1	2.1	2.4	2.6	2.8	2.6
2019	2.8	2.2	2.3	2.0	1.8	1.9	1.8	2.3	2.5	2.1	2.4	2.3
2020	2.0	1.7	1.2	0.9	1.3	1.3	1.5	1.5	1.8	2.4	2.0	2.4
2021		2.1	2.0									

Desvio padrão	0.62	0.64	0.72	0.55	0.35	0.29	0.29	0.32	0.47	0.60	0.78	0.64
Média	3.5	3.0	2.8	2.4	2.1	2.0	2.1	2.2	2.6	3.1	3.7	3.7

VELOCIDADE DE VENTO DIA - LINHA DE TRANSMISSÃO (TORR 44/3)												
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
2001				3.4	3.6	3.7	3.1	3.7	4.0	3.7	4.1	4.6
2002	3.4	3.6	3.3	3.1	3.2	3.0	3.1	3.5	3.8	4.0	3.9	4.2
2003	3.8	3.5	3.8	3.4	3.1	3.1	3.5	3.4	3.7	3.9	3.9	4.1
2004	3.4	3.3	3.4	3.0	2.9	3.1	3.2	3.2	3.3	3.8	4.1	4.0
2005	3.9	3.8	3.3	2.9	3.2	3.0	3.1	2.9	3.6	4.0	4.2	3.8
2006	3.7	3.3	3.2	2.7	2.7	3.0	3.0	3.4	3.6	3.9	3.9	4.1
2007	4.0	3.4	2.7	2.7	2.7	2.6	2.5	3.0	3.4	3.5	4.2	3.7
2008	3.3	3.5	2.7	2.4	2.5	2.6	2.8	2.5	2.8	3.3	4.0	4.9
2009	3.1	2.7	2.6	2.1	2.2	2.7	2.4	2.7	4.5	5.4	4.7	3.9
2010	2.6	3.9	2.7	2.5	2.4	2.5	3.0	2.9	3.6	3.4	3.8	3.7
2011	2.7	3.6	3.0	2.8	2.6	2.3	2.5	2.9	2.7	3.5	4.3	4.2
2012	3.6	4.0	3.9	3.2	3.7	2.9	3.1	3.0	3.6	3.4	4.0	3.9
2013	3.3	3.3	3.6	3.2	2.2	2.1	2.4	2.6	3.5	3.4	3.5	3.7
2014	2.8	2.8	2.5	2.4	2.4	2.6	2.8	2.4	3.4	3.4	3.7	3.3
2015	3.6	3.1	2.7	2.9	2.6	2.1	2.7	2.8	2.5	4.0	4.3	3.6
2016	3.5	2.2	2.3	2.4	2.0	2.2	2.7	2.9	3.0	3.7	3.3	2.9
2017	2.1	2.0	2.1	2.0	1.7	1.5	2.3	2.1	2.6	2.9	3.3	3.6
2018	2.3	2.7	2.2	1.3	1.5	1.5	1.5	2.4	2.9	2.9	2.4	2.6
2019	1.6	1.7	2.2	1.6	1.4	1.5	1.5	1.6	1.4	2.3	2.0	1.6
2020	1.4	1.5	1.0	1.2	1.2	1.2	1.9	1.7	2.2	2.1	1.9	2.2
2021	1.7	1.6	1.7									

Desvio padrão	0.80	0.79	0.72	0.65	0.69	0.67	0.55	0.56	0.70	0.69	0.77	0.79
Média	3.0	3.0	2.8	2.6	2.5	2.5	2.6	2.8	3.2	3.5	3.7	3.6

APÊNDICE C – TEMPERATURA AMBIENTE ANUAL NA LINHA DE TRANSMISSÃO - BASE DE DADOS ERA5

TEMPERATURA AMBIENTE NOITE - LINHA DE TRANSMISSÃO (TORR 44/3) (ERA5)												
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
2014				22.29	21.11	20.23	19.41	19.35	20.05	20.10	21.65	21.25
2015	21.92	22.31	22.62	23.26	21.97	20.23	19.74	19.97	20.33	20.44	22.82	22.51
2016	23.38	22.60	22.45	21.89	21.74	20.66	19.68	20.10	20.57	21.24	21.80	22.72
2017	22.39	22.95	23.47	22.32	21.69	20.44	18.94	19.48	19.26	20.05	20.99	22.32
2018	22.07	22.40	22.74	21.45	21.02	20.34	19.46	19.56	20.22	21.57	21.09	23.04
2019	21.90	23.40	23.34	22.75	22.22	20.67	20.27	19.51	20.12	20.94	21.95	22.37
2020	23.44	23.39	23.58	22.47	21.62	20.47	19.43	19.30	19.84	21.26	21.88	20.70
2021												
Desvio	0.71	0.48	0.49	0.58	0.43	0.18	0.41	0.31	0.42	0.61	0.61	0.84
Média	22.52	22.84	23.03	22.35	21.63	20.44	19.56	19.61	20.06	20.80	21.74	22.13

TEMPERATURA AMBIENTE DIA - LINHA DE TRANSMISSÃO (TORR 44/3) (ERA5)												
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
2014				29.19	26.11	25.16	24.29	24.75	26.98	26.59	28.57	28.27
2015	28.30	29.35	28.66	29.60	28.68	25.23	24.01	25.54	27.25	28.25	31.23	30.37
2016	29.60	28.99	28.89	27.70	26.46	26.49	25.18	26.16	27.41	28.79	29.50	30.41
2017	29.04	29.40	29.68	27.75	26.91	24.64	21.80	24.78	24.48	26.42	28.64	30.00
2018	29.03	28.72	29.47	26.51	26.13	24.99	24.08	26.09	26.76	29.26	28.52	29.79
2019	28.02	29.71	30.26	28.74	27.90	25.30	24.65	23.96	25.92	28.20	30.41	30.85
2020	31.43	31.37	31.43	29.11	27.07	25.00	24.46	25.07	26.11	29.45	29.28	28.49
2021												
Desvio	1.22	0.94	1.01	1.09	0.96	0.58	1.07	0.79	1.02	1.21	1.03	0.99
Média	29.24	29.59	29.73	28.37	27.04	25.26	24.07	25.19	26.42	28.14	29.45	29.74

APÊNDICE D – VELOCIDADE DE VENTO DE BRISA ANUAL NA LINHA DE TRANSMISSÃO - BASE DE DADOS ERA5

VELOCIDADE DE VENTO NOITE - LINHA DE TRANSMISSÃO (TORR 44/3) (ERA5)												
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
2014				4.94	4.78	5.42	5.66	5.81	6.34	6.66	5.99	6.16
2015	6.26	5.76	5.78	5.29	5.38	5.31	5.64	5.97	6.24	6.64	6.83	6.29
2016	5.08	5.55	5.53	5.47	4.80	5.45	5.78	6.06	6.55	6.89	6.82	6.56
2017	6.26	6.19	5.57	5.15	5.15	5.45	6.66	5.51	6.40	6.47	6.57	6.34
2018	5.93	5.49	5.08	4.62	5.18	5.31	5.53	6.01	6.34	6.33	6.56	5.70
2019	5.63	5.31	4.89	4.61	4.70	5.27	5.40	5.93	6.06	6.59	6.42	6.41
2020	5.61	5.07	3.85	4.41	4.31	5.00	5.39	5.81	5.92	6.26	5.96	6.52
2021	5.88											
Desvio	0.41	0.39	0.70	0.40	0.36	0.16	0.44	0.19	0.21	0.21	0.35	0.29
Média	5.80	5.56	5.12	4.93	4.90	5.32	5.72	5.87	6.26	6.55	6.45	6.28

VELOCIDADE DE VENTO DIA - LINHA DE TRANSMISSÃO (TORR 44/3) (ERA5)												
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
2014				4.03	4.79	5.79	6.00	6.08	6.10	6.70	5.04	5.39
2015	5.44	4.76	4.59	3.96	4.92	5.67	6.01	6.14	5.87	5.91	5.66	5.47
2016	4.13	5.09	4.58	5.46	4.62	5.28	5.98	5.95	6.05	6.53	6.02	5.48
2017	4.61	4.49	3.85	4.53	4.91	5.78	7.37	5.30	6.94	6.30	5.37	5.11
2018	4.72	4.21	3.76	4.23	5.24	5.61	5.66	5.73	6.17	5.07	5.60	4.65
2019	4.63	3.85	3.93	3.67	4.18	5.62	5.35	6.20	5.72	5.86	5.16	5.03
2020	3.82	3.58	2.98	3.78	4.46	5.22	5.53	5.97	5.61	5.55	4.91	5.21
2021	4.47											
Desvio	0.51	0.56	0.60	0.61	0.35	0.23	0.66	0.31	0.43	0.57	0.39	0.30
Média	4.55	4.33	3.95	4.24	4.73	5.57	5.99	5.91	6.06	5.99	5.39	5.19

APÊNDICE E – TEMPERATURA AMBIENTE ANUAL NA LINHA DE TRANSMISSÃO - BASE DE DADOS METEOBLUE

TEMPERATURA AMBIENTE NOITE - LINHA DE TRANSMISSÃO (TORR 44/3) (METEOBLUE)												
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
2014				2.12	21.14	19.82	18.97	18.65	19.24	19.63	20.91	20.91
2015	21.23	22.02	22.29	22.53	21.05	19.74	19.42	18.56	19.52	19.88	21.42	21.96
2016	23.34	22.59	22.68	21.40	21.01	20.46	19.15	18.78	19.17	19.74	20.55	21.04
2017	21.24	21.59	21.87	21.15	20.67	19.74	18.99	18.36	18.11	19.83	20.25	21.59
2018	20.99	21.48	21.88	19.91	20.04	19.34	18.45	18.26	19.30	20.45	20.34	22.23
2019	21.19	22.88	22.96	21.11	21.04	19.32	18.83	17.93	18.79	19.74	20.90	21.36
2020	21.23	22.02	22.29	22.53	21.05	19.74	19.42	18.56	19.52	19.88	21.42	21.96
2021	21.23	22.02	22.29	22.53	21.05	19.74	19.42	18.56	19.52	19.88	21.42	21.96
Desvio	0.82	0.50	0.40	6.95	0.37	0.35	0.34	0.27	0.49	0.25	0.49	0.48
Média	21.50	22.09	22.33	19.16	20.88	19.74	19.08	18.46	19.15	19.88	20.90	21.63

TEMPERATURA AMBIENTE DIA - LINHA DE TRANSMISSÃO (TORR 44/3) (METEOBLUE)												
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
2014					25.85	24.82	23.63	23.69	26.15	26.68	28.98	28.49
2015	29.27	30.08	29.41	29.38	28.18	25.36	23.84	24.71	26.80	28.29	31.65	31.29
2016	30.79	31.10	30.07	28.38	26.60	27.26	24.59	25.27	25.90	28.06	28.73	29.71
2017	28.70	28.66	29.28	26.46	24.80	22.28	19.91	22.19	21.22	24.60	27.61	29.63
2018	27.70	28.18	29.51	23.75	23.58	22.27	21.61	24.12	24.78	28.16	27.14	30.36
2019	28.86	29.88	29.88	27.48	26.20	22.75	22.74	21.67	23.75	26.77	30.42	30.00
2020	29.18	28.53	28.93	26.40	24.51	22.50	22.01	22.18	23.65	28.05	27.78	27.16
2021	27.18	28.64	27.74	26.16								
Desvio	1.17	1.07	0.77	1.81	1.52	1.95	1.59	1.40	1.92	1.34	1.63	1.34
Média	28.81	29.30	29.26	26.86	25.68	23.89	22.62	23.41	24.61	27.23	28.90	29.52

APÊNDICE F – VELOCIDADE DE VENTO DE BRISA ANUAL NA LINHA DE TRANSMISSÃO - BASE DE DADOS METEOBLUE

VELOCIDADE DE VENTO NOITE - LINHA DE TRANSMISSÃO (TORR 44/3) (METEOBLUE)												
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
2014					3.52	4.12	3.96	4.08	4.15	4.31	4.29	4.09
2015	3.97	3.81	3.53	3.28	3.51	3.84	3.89	4.11	3.85	4.25	4.50	4.14
2016	3.77	3.82	3.62	3.85	3.67	3.79	3.95	4.07	4.10	4.55	4.58	4.40
2017	3.86	3.85	3.34	3.33	3.69	4.05	4.99	3.87	4.43	4.19	4.30	4.40
2018	3.57	3.48	3.59	3.02	3.69	3.71	3.92	3.94	4.11	4.22	4.32	3.94
2019	3.69	3.17	3.11	2.76	3.00	3.97	3.85	4.11	4.11	4.16	4.34	4.19
2020	3.68	3.00	2.68	3.08	3.12	3.95	4.14	4.06	4.09	4.26	4.35	4.23
2021	3.69	3.76	3.46	3.91								
Desvio	0.13	0.35	0.34	0.43	0.29	0.15	0.40	0.09	0.17	0.13	0.11	0.17
Média	3.75	3.55	3.33	3.32	3.46	3.92	4.10	4.04	4.12	4.28	4.38	4.20

VELOCIDADE DE VENTO DIA - LINHA DE TRANSMISSÃO (TORR 44/3) (METEOBLUE)												
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
2014					4.52	4.92	5.01	5.05	5.06	5.49	5.46	5.41
2015	5.47	5.13	4.92	4.08	4.65	4.86	4.90	5.29	5.46	5.73	5.83	5.51
2016	4.48	5.28	4.81	5.12	4.55	4.85	5.19	5.30	5.52	6.15	6.11	5.72
2017	5.29	5.07	4.37	4.53	4.13	4.55	5.21	4.55	5.31	5.27	5.61	5.66
2018	4.81	4.30	4.27	3.83	4.49	4.54	4.75	5.09	5.39	5.35	5.71	5.11
2019	5.17	4.08	4.05	3.73	4.03	4.68	4.35	5.01	5.01	5.53	5.59	5.43
2020	4.41	3.91	3.03	3.76	3.68	4.61	4.92	5.08	5.15	5.54	5.41	5.59
2021	4.85	4.79	4.45	4.75								
Desvio	0.40	0.55	0.62	0.55	0.35	0.16	0.29	0.25	0.20	0.29	0.24	0.21
Média	4.92	4.65	4.27	4.26	4.29	4.72	4.91	5.05	5.27	5.58	5.68	5.49