

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



**Contribuição para a "gestão inteligente" de redes eléctricas
recorrendo a metodologias de capacidade dinâmica de linhas**

José Carlos de Sousa da Costa Campos

Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

Dissertação orientada por:
Ana Estanqueiro
Hugo Algarvio

2022

Agradecimentos

Quero agradecer a toda a minha família, começando pelos meus pais pela educação que me foi dada, à minha irmã pelo exemplo que me tem vindo a dar ao longo destes anos, aos meus primos (quer mais novos e mais velhos) por me terem dado forças e fazer-me sentir que também deveria ser um exemplo para eles, às minhas tias e vizinhas (títias) por todo o apoio prestado e pelo contributo que tiveram em todo o meu crescimento desde tenra idade que me viram/trataram como um filho/neto e sempre me apoiaram quando me faltaram as forças.

Quero agradecer também a toda a comunidade da Igreja Católica da Ramada, com agradecimento especial ao Agrupamento 1242 da Ramada (chefes e companheiros de comunidade), à minha catequista e ao grupo das Equipas de Nossa Senhora Ramada 1 (casal e companheiros de equipa).

Quero agradecer a todos os meus amigos que me apoiaram desde o primeiro dia em que entrei neste curso, à minha squad que, ainda que tenham seguido diferentes caminhos, sempre me tentaram passar os valores de discernimento de agarrar os problemas e resolvê-los. Quero agradecer também a todos os meus amigos da Faculdade de Ciências que me acompanharam quer em momentos de lazer quer em momentos de estudo.

Quero deixar um agradecimento especial a toda a equipa de auxiliares, enfermeiros e médicos do Hospital Beatriz Ângelo que me apoiaram, acompanharam e não me deixaram desistir nesta fase que tive internado no hospital.

Quero agradecer a toda a equipa do LNEG que me auxiliou no âmbito da realização do trabalho.

Por fim quero agradecer ao autor da frase "*Pensa bem sobre o que queres, decide e, após a decisão, não deixes que nada nem ninguém te faça voltar atrás*".

A todos um grande obrigado!

Resumo

A RNT (Rede Nacional de Transporte) é constituída por um conjunto de linhas que fazem o transporte de energia desde os centros produtores até aos centros de distribuição. O operador da RNT definiu valores de capacidade sazonais para estas linhas utilizando uma metodologia conservadora uma vez que utiliza condições meteorológicas conservadoras para definir os valores de capacidade.

Ao longo deste trabalho irá ser abordado o conceito de DLR (Dynamic Line Rating – Análise Dinâmica de Linhas) que, através de modelação numérica de variáveis atmosféricas e parâmetros físicos das linhas, estima a capacidade real das mesmas. Este modelo vai ser aplicado nas linhas de forma a calcular a real capacidade das mesmas e a estabelecer uma comparação entre a capacidade pré-estabelecida pelo operador da RNT e a capacidade obtida através do DLR.

Também irá ser feita uma análise ao vento localizado na zona do Vale Cobreiro uma vez que no local existe um Parque Eólico instalado. Esta análise visa a uma posterior aplicação do conceito de DLR com o intuito de se aceder à capacidade das linhas em momentos de alta produção vinda do Parque Eólico.

Palavras-Chave: Redes elétricas, capacidade dinâmica de transporte de energia, gestão do congestionamento de redes, WindSim.

Abstract

The national transport grid is composed by an amount of lines that are responsible for the transportation of the energy since the production centre until the distribution point. The TSO (Transport System Operator) has standard values for the seasonal capacity of these lines that were pre-defined using a conservative methodology that assumes conservative meteorological variables to define the line capacity.

In this work it will be used the DLR (Dynamic Line Rating) concept by using numeric modeling of atmospheric variables and physical parameters of the lines in order to estimate the real capacity of them. This model will be applied in order to calculate the real capacity of the lines and to establish a comparison between the pre-established capacity from the TSO and the capacity obtained from the DLR.

It will be done a wind analysis of the wind located in the Vale Cobrão because it is a site where a wind central is installed. This analysis was made in order to do a future application of the DLR concept with the purpose of estimating the capacity of the lines that connect the wind turbine to the grid in moments that there is a high production from the wind park.

Keywords: Dynamic line rating, ampacity, line congestion management, thermal balance of overhead conductors, WindSim.

Índice

Agradecimentos.....	I
Resumo.....	II
Abstract	III
Índice de Figuras e Quadros	VII
Capítulo I.....	VII
Capítulo II	VII
Capítulo III.....	VII
Capítulo IV.....	VIII
Capítulo V	VIII
Capítulo VI.....	VIII
Capítulo VII.....	IX
Nomenclatura	X
Símbologia	XI
Subscritos	XIII
CAPÍTULO I - Introdução	1
Rede Elétrica de Serviço Portuguesa.....	1
Produção de Energia Elétrica	1
Transporte de Energia Elétrica	3
Escala meteorológica.....	4
Mesoescala	4
Microescala	5
Estatísticas de avaliação do recurso eólico.....	5
Rosa de ventos.....	5
Distribuição de Weibull.....	6
Coordenadas	7
Coordenadas Geográficas.....	7
Coordenadas cartesianas.....	7
Parque eólico do Perdigo.....	8
Objetivos	9
Estrutura do relatório.....	10
CAPÍTULO II - Estado de arte do DLR.....	11
Contexto histórico do DLR	11
Categorias do DLR.....	12

Equações Gerais	13
Regime Estacionário.....	13
Regime Transiente.....	14
Efeito de Joule	14
Aquecimento Magnético	15
Ganhos solares.....	16
Convecção	17
Convecção forçada	17
Convecção natural	19
Critério de seleção entre convecção forçada ou natural	20
Radiação	20
CAPÍTULO III - Linhas de transporte	22
Condutores	22
Rede Nacional de Transporte	24
CAPÍTULO IV - Descrição da metodologia utilizada	25
Cálculo de ganhos e perdas nas linhas	25
Corrente AC disponível em cada troço	26
Capacidade disponível em cada linha.....	26
Seleção de valores	27
CAPÍTULO V - Análise dinâmica da capacidade das linhas do Pinhal Interior.....	28
Processamento de dados.....	29
Análise de congestionamentos na linha.....	29
CAPÍTULO VI – Campanha experimental	33
Estudo de escoamento atmosférico	34
Processamento de dados de vento	35
Tratamento de dados input provenientes das torres.....	36
Windographer.....	36
Torre RSW03	37
Sensor TNW04	42
Sensor TSE01	43
Sensor TSE04.....	44
CAPÍTULO VIII – Simulação no WindSim	45
Conversão do mapa proveniente do Wasp	45
Módulo de terreno	45
Módulo Campos de Vento.....	46
Módulo Objetos.....	47

Módulo Recursos de Vento	47
Resultados obtidos.....	48
CAPÍTULO VIII - Conclusões.....	49
Referências	51
ANEXO A – Linhas de transporte	53
Anexo B – Software utilizado	55
Spyder (Anaconda).....	55
WindSim.....	55
Windographer.....	56
Wasp.....	56
ANEXO C – Resultado de análises das linhas do pinhal interior	57
Anexo D – Resultados obtidos no Windographer	68
RSW06 (30 metros).....	70
TNW01 (20 metros)	72
TNW02 (20 metros)	74
TNW03 (10 metros)	76
TNW04 (20 metros)	78
TSE01 (30 metros)	80
TSE04 (28,79 metros)	82
Anexo E – Tratamento de dados provenientes do WindSim.....	84
Organização de dados.....	84
Torres anemométricas	84
Dados do WindSim	85
Pontos das linhas	86
Dados do WindSim em função das coordenadas das linhas.....	87
Valores de vento associados aos pontos da linha	88

Índice de Figuras e Quadros

Capítulo I

Figura I. 1: Procura global de eletricidade por cenário, 2010-2030 [Fonte: (Global electricity demand by scenario, 2010-2030 2020)].....	1
Figura I. 2: Crescimento da produção de energia por fonte renovável [Fonte: (DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia 2021)]	2
Figura I. 3: Escalas meteorológicas [fonte: (Miranda 2013)].....	4
Figura I. 4: Escoamento anabático e catabático	5
Figura I. 5: Exemplo de uma rosa de ventos	5
Figura I. 6: Curva da função Weibull.....	6
Figura I. 7: Coordenadas geográficas [fonte: (Polon s.d.)]	7
Figura I. 8: Coordenadas cartesianas [fonte: (QGIS Documentation s.d.)].....	7
Figura I. 9: Parque Eólico do Perdígão [fonte: (INEGI s.d.)]	8
Quadro I. 1: Níveis de tensão e os respetivos intervalos de valores.....	1
Quadro I. 2: Características de operação das VRE não despacháveis.....	2
Quadro I. 3: Coordenadas dos pontos de linha de interesse	9

Capítulo II

Figura II. 1: ThermalRate Aparelho utilizado para medir a temperatura da linha [Fonte (E, et al. 2015)].	12
Figura II. 2: Anemómetro 3D ultrasónico Aparelho utilizado para medir a intensidade e direção da velocidade do vento [fonte: (anemometer 3d ultrasonic s.d.)].	12
Quadro II. 1: Valores típicos de absorvidade para cabos condutores [fonte: (CIGRE 2014)].....	16
Quadro II. 2: Valores de constantes B e n para intervalos de valores de Reynolds [Fonte: (CIGRE 2014)]	18
Quadro II. 3: Valores de coeficientes A e m para intervalos de valores de produtos de Grashof e Prandtl [Fonte: (CIGRE 2014)]	19

Capítulo III

Figura III. 1: Condutores nus multifilares trançados [Fonte: (http://www.electricalpowerenergy.com/2019/08/types-of-conductors-use-for-transmission-line/ 2019)].....	22
Quadro III. 1: Tipos de condutores [Fonte: (Ministério da Indústria e Energia 1992)]	22
Quadro III. 2: Condutores utilizados nas linhas em estudo [Fonte: (Cabos nus para Transporte de Energia Elétrica s.d.)].	23
Quadro III. 3: barramentos referentes a cada linha, capacidades sazonais e características técnicas ...	24

Capítulo IV

Figura IV. 1: Ilustração da obtenção dos ângulos de incidência do vento no condutor orientados a este [fonte: (Ferreira Casaleiro 2015)].....	25
---	----

Capítulo V

Figura V. 1: Matriz de amostragem de dados de potência	28
Figura V. 2: Representação gráfica das séries temporais relativas aos ganhos, perdas e dos ganhos através do efeito Joule calculados a partir dos mesmos.	28
Figura V. 3: Matriz final de capacidade disponível estimada através do modelo utilizado	29
Figura V. 4: Número de ocorrências de congestionamentos do ponto de vista das capacidades estimadas para cada linha vs. Tabela de percentagem de tempo em que cada linha se encontrou congestionada.	29
Figura V. 5: Gráfico de barras de definição de eficácia média e desvio padrão vs. Tabela de valores de eficácia de definição médias obtidas para cada linha.	31
Figura V. 6: Condição utilizada para se estimar o valor de intervalo de tempo onde as linhas apresentam uma eficácia de definição superior a 30%	31
Figura V. 7: Tabela de percentagens de tempo em que a capacidade estimada da linha é 30% maior ou igual à capacidade estimada vs. Representação gráfica das mesmas para as linhas com os códigos 1616 e 1115	32

Quadro V. 1: Número de ocorrências de congestionamentos do ponto de vista das capacidades estimadas para cada linha vs. Tabela de percentagem de tempo em que cada linha se encontrou congestionada.	30
---	----

Capítulo VI

Figura VI. 1: Representação esquemática de uma torre anemométrica, onde o código DSA refere-se ao tipo de sensor [fonte: (Perdigão Field Experiment 2020)]	34
Figura VI. 2: Histograma de percentagem de ocorrências de medições	35
Figura VI. 3: Torre RSW03 [Fonte: (Perdigão Field Experiment 2020)]	37
Figura VI. 4: Torre RSW03 [Fonte: (Perdigão Field Experiment 2020)]	38
Figura VI. 5: Torre TNW01 [Fonte: (Perdigão Field Experiment 2020)]	39
Figura VI. 6: Torre TNW02 [Fonte: (Perdigão Field Experiment 2020)]	40
Figura VI. 7: Torre TNW03 [Fonte: (Perdigão Field Experiment 2020)]	41
Figura VI. 8: Torre TNW04 [Fonte: (Perdigão Field Experiment 2020)]	42
Figura VI. 9: Torre TSE01 [Fonte: (Perdigão Field Experiment 2020)]	43
Figura VI. 10: Formato *.WWS	44

Quadro VI. 1: Coordenadas das torres instaladas no Vale Cobrão	33
Quadro VI. 2: Rotina utilizada para se aceder aos dados provenientes das torres	35
Quadro VI. 3: Torre RSW03 (Sensores)	37
Quadro VI. 4: Coordenadas da torre RSW03 (1-WGS84, 2-ETRS89 e 3-ED50).....	37
Quadro VI. 5: Torre RSW06 (sensores)	38
Quadro VI. 6: Coordenadas da torre RSW06 (1-WGS84, 2-ETRS89 e 3-ED50).....	38

Quadro VI. 7: Torre TNW01 (sensores).....	39
Quadro VI. 8: Coordenadas da torre TNW01 (1-WGS84, 2-ETRS89 e 3-ED50)	39
Quadro VI. 9: Torre TNW02 (sensores).....	40
Quadro VI. 10: Coordenadas da torre TNW02 (1-WGS84, 2-ETRS89 e 3-ED50)	40
Quadro VI. 11: Torre TNW03 (sensores).....	41
Quadro VI. 12: Coordenadas da torre TNW03 (1-WGS84, 2-ETRS89 e 3-ED50)	41
Quadro VI. 13: Torre TNW04 (sensores).....	42
Quadro VI. 14: Coordenadas da torre TNW04 (1-WGS84, 2-ETRS89 e 3-ED50)	42
Quadro VI. 15: Torre TSE01 (sensores).....	43
Quadro VI. 16: Coordenadas da torre TSE01 (1-WGS84, 2-ETRS89 e 3-ED50)	43
Quadro VI. 17: Torre TSE04 (sensores).....	44
Quadro VI. 18: Coordenadas da torre TSE04 (1-WGS84, 2-ETRS89 e 3-ED50)	44

Capítulo VII

Figura VII. 1: Diagrama de processos para conversão de mapas	45
Figura VII. 2: Mapa de elevação 2D do Vale Cobrão com textura	45
Figura VII. 3: Propriedades do modulo campos de vento para cada setor	46
Figura VII. 4: Propriedades do módulo campo de vento.....	46
Figura VII. 5: Layout dos pontos da linha e das torres (as bolas representam as torres e os triângulos representam os pontos da linha)	47
Figura VII. 6: Propriedades do vento proveniente dos resultados.....	47
Quadro VII. 1: Resultados obtidos no WindSim.....	48

Nomenclatura

RESP Rede Elétrica de Serviço Público

RNT Rede Nacional de Transporte

RND Rede Nacional de Distribuição

BT Baixa Tensão

MT Média Tensão

AT Alta Tensão

MAT Muito Alta Tensão

PNEC Plano Nacional de Energia e Clima

ORT Operador da Rede de Transporte

DLR Dynamic Line Rating

SLR Static Line Rating

AAAC Aluminium-conductor-steel-reinforced

ACSR Aluminium-conductor-steel-reinforced

IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers

CIGRE Conseil International des Grands Réseaux Électriques

Símbologia

c	Calor específico	[J·K ⁻¹ ·Kg ⁻¹]
A	Área de secção	[m ²]
M	Massa por unidade de comprimento	[Kg·m ⁻¹]
R	Resistência por unidade de comprimento	[Ω·m ⁻¹]
ε	Emissividade	Sem dimensão
T	Temperatura	[°C]
ΔV	Tensão	[kV]
C	Capacidade disponível	[MVA]
P	Potência	[W·m ⁻¹]
ρ	Resistividade do condutor	[Ω·m]
α₂₀	Coefficiente de temperatura linear do condutor a 20 °C	[K ⁻¹]
ζ₂₀	Coefficiente de temperatura quadrático do condutor a 20 °C	[K ⁻²]
α	Absortividade	Sem dimensão
D	Diâmetro total do cabo condutor	[m]
I	Intensidade de radiação solar	[W·m ²]
N_s	Índice de clareza	Sem dimensão
Tempo	Tempo	[hh,mm]
Z	Hora solar	[°]
δ	Declinação	[°]
H	Altitude	[°]
γ	Azimute	[°]
η	Ângulo solar	[°]
F	Albedo	Sem dimensão
m	Massa por unidade de comprimento	[kg·m ⁻¹]

R	Resistência elétrica	$[\Omega \cdot m^{-1}]$
Nu	Número adimensional - Nusselt	Sem dimensão
λ_f	Condutividade térmica do ar	$[W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1}]$
Re	Número de Reynolds	Sem dimensão
μ_f	Viscosidade dinâmica do ar	
V	Velocidade do vento	$[m \cdot s^{-1}]$
ν_f	Viscosidade cinemática do ar	
σ_B	Constante de Stephan-Boltzman	Sem dimensão
ε	Emissividade	Sem dimensão

Subscritos

al	Alumínio
aç	Aço
DC	Corrente contínua
AC	Corrente alternada
MAX	Máximo(a)
P	Primavera
V	Verão
O	Outono
I	Inverno
J	Referência ao efeito de Joule
av	Utilizado para expressar ponto um ponto médio
M	Referência ao efeito de aquecimento magnético
S	Referência ao efeito dos ganhos solares
core	Efeito de aquecimento do núcleo do condutor
B(y)	Radiação solar direta perpendicular ao cabo condutor ao nível de altitude y
d	Radiação difusa horizontal
c	Condutor
redis	Efeito de redistribuição das cargas do condutor
T	Total
core	Efeito de aquecimento no núcleo do condutor
redis	Efeito de aquecimento devido a redistribuição de cargas
Sup	Superfície do condutor
sky	Referente ao céu
c-g	Condutor para o chão

c-sky Condutor para o céu

CAPÍTULO I - Introdução

Rede Elétrica de Serviço Portuguesa

A RESP (Rede Elétrica de Serviço Portuguesa) compreende todo um conjunto de instalações de serviço público destinadas ao transporte e distribuição de eletricidade. A RNT (Rede Nacional de Transporte), a RND (Rede Nacional de Distribuição) e as redes de distribuição a baixa tensão, constituem a RESP integrando instalações que operam as linhas elétricas de energia em MAT (Muito Alta Tensão), AT/MT (Alta e Média Tensão) e BT (Baixa Tensão) respetivamente.

Quadro I. 1: Níveis de tensão e os respetivos intervalos de valores

BT	Tensão eficaz entre fases inferior a 1 kV
MT	Tensão eficaz entre fases compreendida entre 1-45 kV
AT	Tensão entre fases compreendida entre 45-110 kV
MAT	Tensão eficaz entre fases superior a 110 kV

Produção de Energia Elétrica

A situação pandémica do COVID-19 teve um efeito significativo no consumo global de energia elétrica. Como se pode ver na Figura I.1, é perceptível que houve um ligeiro decréscimo na curva da procura de energia elétrica em 2020 devido à situação pandémica, no entanto, as previsões indicam que a tendência de crescimento da procura se mantém para os 3 cenários apresentados.

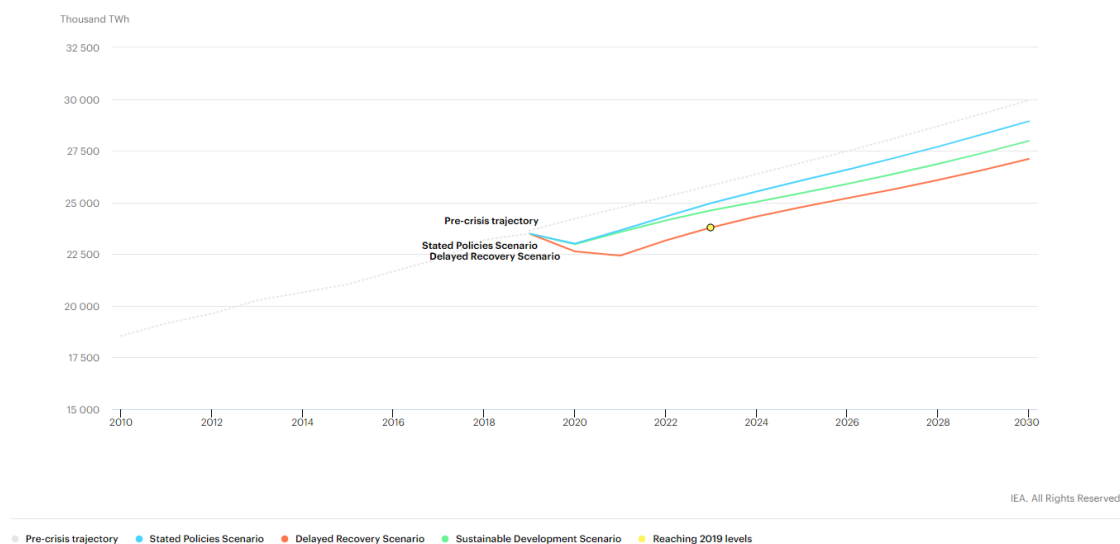


Figura I. 1: Procura global de eletricidade por cenário, 2010-2030 [Fonte: (Global electricity demand by scenario, 2010-2030 2020)]

Segundo (Europeia 2019) a produção e a utilização de energia são responsáveis por mais de 75% das emissões de gases de efeito de estufa da União Europeia. Posto isto, grandes esforços têm vindo a ser feitos de forma a aumentar a capacidade de produção de energia da forma mais sustentável possível e, após o Acordo de Paris, em 2015, foi estabelecido em Portugal o PNEC (Plano Nacional de Energia e Clima) que visa a promoção de Energia Limpa através de fontes renováveis, eficiência energética, segurança energética, mercado interno e investigação, inovação, competitividade e neutralidade carbónica em 2050 (Portal de Energias Portugal s.d.). Com a pressão de aumentar a produção renovável, o *mix* energético em Portugal nos últimos anos tem vindo a sofrer alterações, segundo (Indicadores Energéticos s.d.) estima-se que no período entre 2009 e 2018, a participação de energias renováveis no *mix* energético tenha aumentado desde 24,4% para 30,3%. Contudo ainda existe um grande caminho a percorrer pois uma das principais metas estabelecidas pelo PNEC passa por atingir em 2030 uma participação de energias renováveis de 47 % no *mix* energético. A Figura I.2 ilustra como tem vindo a ser o crescimento das energias renováveis em Portugal, onde se pode observar uma tendência de crescimento mútuo das diferentes tecnologias.

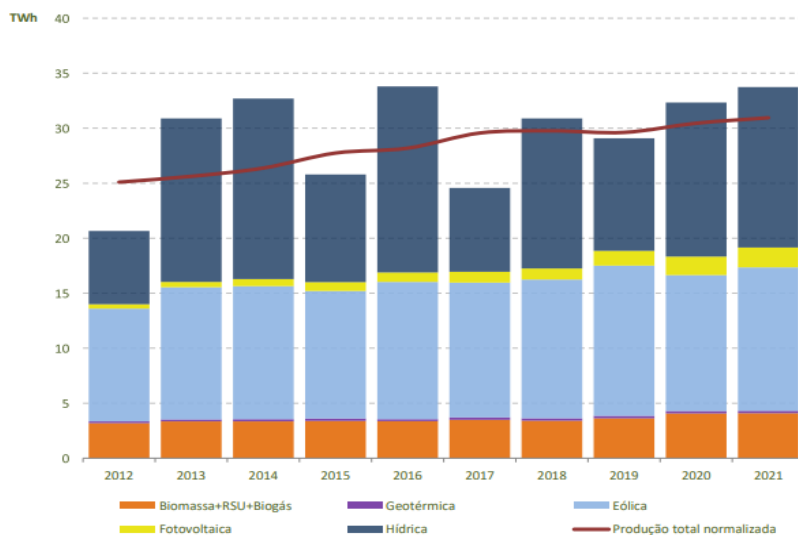


Figura I. 2: Crescimento da produção de energia por fonte renovável [Fonte: (DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia 2021)]

Ainda que no momento de produção as diferentes energias renováveis não tenham emissões ou pertençam a um ciclo fechado de carbono capturado num relativo espaço de tempo curto, é importante diferenciar as mesmas no que toca ao aspeto de operação e o seu impacto na rede elétrica. Fontes renováveis como Solar Fotovoltaica e Eólica, ambas variáveis no tempo, são exemplos de tecnologias consideradas não despacháveis, devido a pouca, ou nenhuma, capacidade de despacho que as mesmas apresentam. No seguinte Quadro I.2 encontra-se um conjunto de características que justificam a atribuição desta designação a estas tecnologias.

Quadro I. 2: Características de operação das VRE não despacháveis.

Tipo de energia	Regulação de potência	Natureza do recurso primário
Solar PV	Corte;	Variável
Mini-Hídrica	Curtos intervalos de tempo; Corte;	Variável
Eólica	Limites pequenos de regulação;	Muito variável

Esta característica das energias renováveis variáveis no tempo limita a sua ligação à rede devido à sua baixa, ou nenhuma, capacidade de regulação de potência que faz com que durante eventos de congestionamento da rede se force a redução de produção ou até o corte das mesmas.

Transporte de Energia Elétrica

O objeto de estudo deste trabalho consiste num conjunto de linhas que se encontram localizadas na região do pinhal interior de Portugal e pertencem à RNT que é gerida pelo ORT (Operador da Rede de Transporte). O ORT é a entidade encarregada por fazer a gestão global do sistema da rede elétrica e desenvolve as atividades de transporte de energia elétrica desde os produtores até à RND. Também é objeto de estudo uma linha que faz a ligação entre o Parque Eólico do Perdigoão que se situa no Vale Cobreão e a subestação de Vila Velha de Rodão, sendo que este local constitui uma zona de interesse para estudos de escoamento atmosférico devido ao facto da direção do vento ser quase perpendicular à direção do Vale Cobreão.

O sistema elétrico nacional é operado simultaneamente de forma a garantir que a potência de produção iguale o valor das cargas ligadas à rede utilizando as linhas dentro dos limites técnicos de operação previamente estabelecidos. A natureza do recurso primário de maior parte das Energias Renováveis é variável, portanto utilizam-se modelos de mesoescala de previsão de condições meteorológicas com a finalidade de se estimar a produção das centrais. Esta prática permite ao ORT prever a produção das centrais e fazer uma melhor gestão da rede elétrica. Contudo a estocasticidade das energias renováveis variáveis no tempo pode fazer com que a rede entre num modo de operação que vai para além dos seus limites estabelecidos e, devido à sua condição de energia não despachável, levar ao corte total ou parcial das centrais e a aplicação da Separação de Mercados entre Portugal e Espanha. Em última instância, a separação de mercados provoca um preço final de eletricidade mais alto para o país importador (Cardoso 2011) e a energia que se deixou de produzir através de Energias Renováveis devido ao corte tem de ser produzida em outras estações que podem ter custos de operação mais elevados e maiores impactos ambientais (E, et al. 2015).

Como foi referido no subcapítulo anterior, está em curso uma transição que vai alterar o *mix* energético nacional de forma a haver uma maior penetração de energias renováveis. O aumento da potência instalada de energias renováveis deveria ser acompanhado com um aumento de linhas, no entanto a construção de linhas de transporte prevê um conjunto de estágios (i.e., pré-estudo, estudo, levantamento topográfico, traçado final, elaboração do projeto, licenciamento, indemnizações e construção) (Teixeira 2017) que envolve a sinergia entre diferentes entidades e grandes investimentos. Acompanhar o aumento da penetração de energias renováveis com a construção de linhas de transporte torna-se complicado uma vez que o tempo de execução deste tipo de projetos é superior ao tempo que é necessário para se construir um parque eólico. O conceito de rede inteligente tem vindo a ganhar relevância pois a aplicação do mesmo facilita de forma segura a capacidade de integração de mais energias renováveis, veículos elétricos, instalação de novas centrais renováveis, fornecimento de energia mais seguro e um aumento da segurança de abastecimento (Smart Specialisation Platform s.d.). Fazer a gestão da atual infraestrutura utilizando algoritmos de DLR, permite adiar a construção de novas linhas e abrir espaço para um possível reforço de centrais atualmente em operação.

Escalas meteorológicas

Dentro da área da meteorologia é normal diferenciar-se fenómenos atmosféricos definindo escalas. A seguinte Figura I.3 contém um gráfico com as escalas meteorológicas e auxilia a perceber a magnitude na qual os fenómenos de escoamento atmosférico ocorrem.

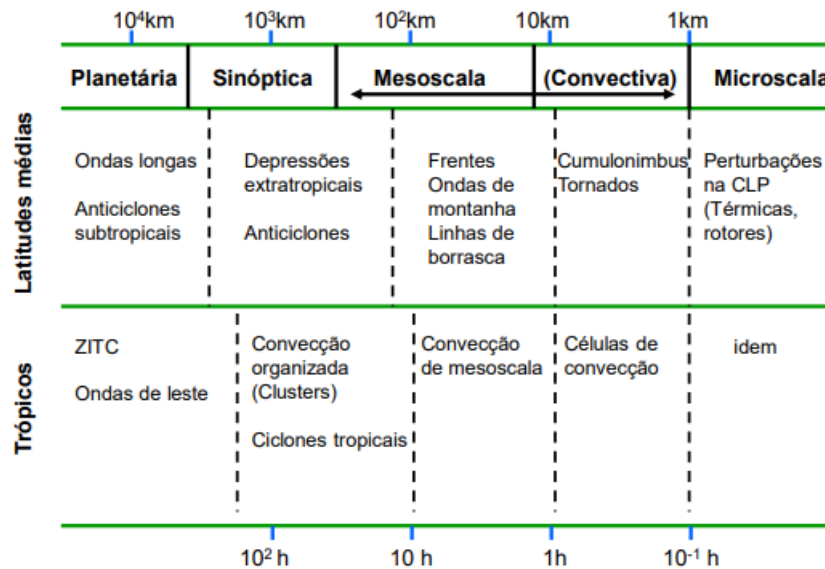


Figura I. 3: Escalas meteorológicas [fonte: (Miranda 2013)]

Mesoescala

Existem dois tipos de escoamento de mesoescala característicos resultantes da influência da presença de terrenos complexos, estes são a circulação devido a alterações de temperatura na topografia local (aquecimento e arrefecimento) e a circulação sinóptica forçada devido à topografia local. A direção da brisa de um vale, resultante dos anteriores escoamentos classifica-se em dois tipos, estes são o escoamento anabático e o escoamento catabático. O escoamento anabático representa movimentos de massa de ar ascendentes e o escoamento catabático representa movimentos de massa de ar descendentes.

As alterações de temperatura da topografia local, como foi referido anteriormente, levam à formação de uma brisa. Para o caso de um vale arrefecido, a brisa representa um escoamento anabático no interior do vale e um escoamento catabático nas paredes das montanhas. O recíproco é observado quando o vale se encontra aquecido. Na seguinte Figura I.4 é possível observar este fenómeno.



Figura I. 4: Escoamento anabático e catabático

Microescala

As escalas meteorológicas diferem entre si também devido ao facto de ocorrerem processos físicos diferentes entre elas. Dentro da microescala os processos físicos ocorrem a uma dimensão inferior a 1km e duração temporal de minutos (Miranda 2013).

Estatísticas de avaliação do recurso eólico

Rosa de ventos

A elaboração da rosa dos ventos para cada série temporal é uma ferramenta complementar no que toca à avaliação do escoamento atmosférico. A rosa dos ventos permite compreender a frequência de ocorrência de velocidades de vento distribuídas por N setores, estes setores são intervalos de direção e variam de 0° a 360°. No setor eólico é recorrentemente utilizar 12 setores, portanto para este trabalho optou-se por utilizar o mesmo número de setores. Na seguinte Figura I.5 consta um gráfico de Rosa de ventos obtido para um sensor.

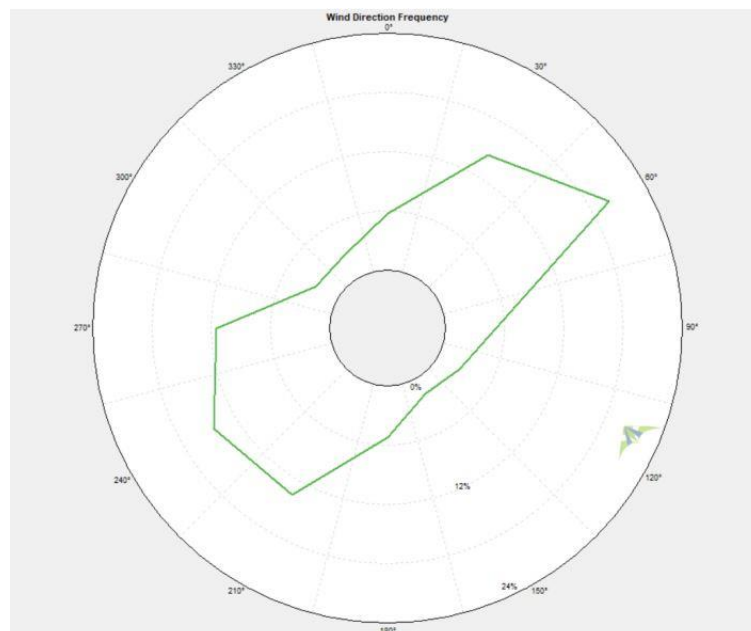


Figura I. 5: Exemplo de uma rosa de ventos

Distribuição de Weibull

A distribuição da velocidade de vento é um parâmetro fundamental para caracterizar o recurso eólico de um local. Uma vez que o vento não segue uma distribuição simétrica, a utilização da distribuição normal deixa de ser viável para representar o mesmo. No setor eólico é comum utilizar a distribuição de Weibull de dois parâmetros devido ao facto de esta se ajustar melhor ao propósito da caracterização da velocidade do vento. A distribuição de Weibull de dois parâmetros, sendo estes o fator de escala c [m/s] e o fator de forma K , é expressa pela função densidade de probabilidade que se encontra na seguinte equação.

$$f_v = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right)$$

(1.1)

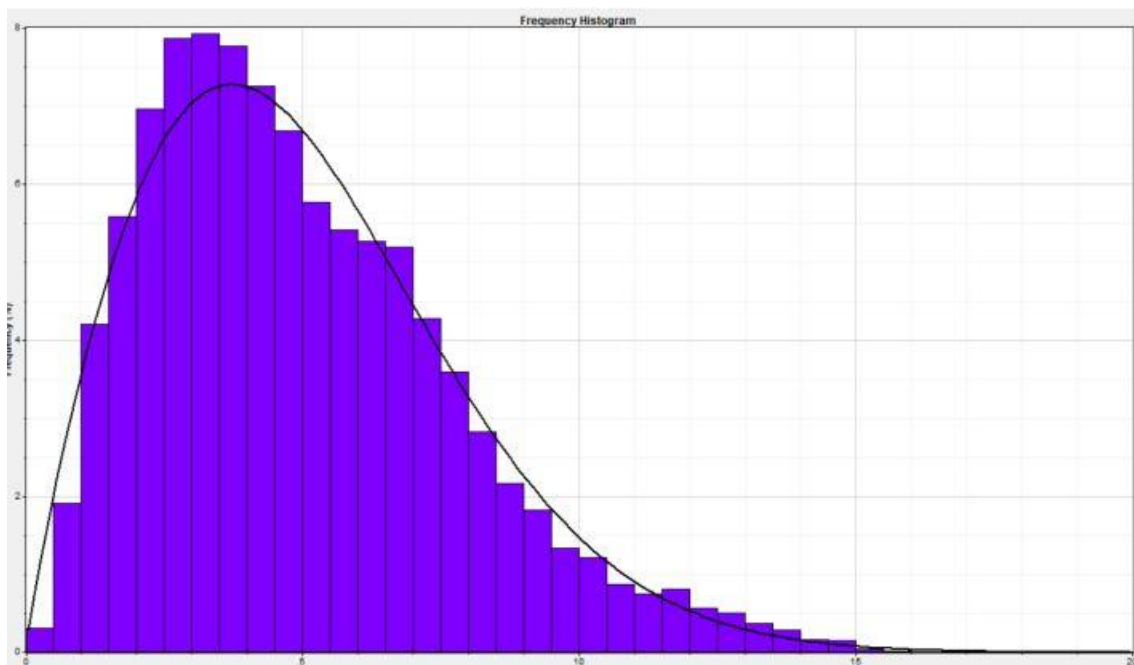


Figura I. 6: Curva da função Weibull

Coordenadas

Coordenadas Geográficas

O sistema de coordenadas em duas dimensões mais utilizado consiste em linhas geográficas definidas de latitude e longitude, mais usualmente representadas por ϕ ou ϕ e λ respectivamente. Linhas com valores iguais de latitude são consideradas paralelas, enquanto linhas de igual longitude formam elipses e são designadas de meridianos. A latitude e a longitude são quantificadas utilizando unidades angulares. A longitude é medida através da diferença entre a elipse que passa no meridiano de Greenwich e a elipse que contém o meridiano onde se localiza o ponto de interesse. A longitude toma o valor de 0° para pontos localizados na elipse que contém o meridiano de Greenwich e varia entre $+180^\circ$ (180 E) e -180° (180 O). A latitude varia entre $+90^\circ$ (90 N) e -90° (90 S) que correspondem aos pontos localizados no polo Norte e no polo Sul respectivamente. A latitude de um ponto é medida através do ângulo que a normal ao plano do ponto de interesse faz em relação à normal do plano do equador (Huisman e A. de By s.d.).

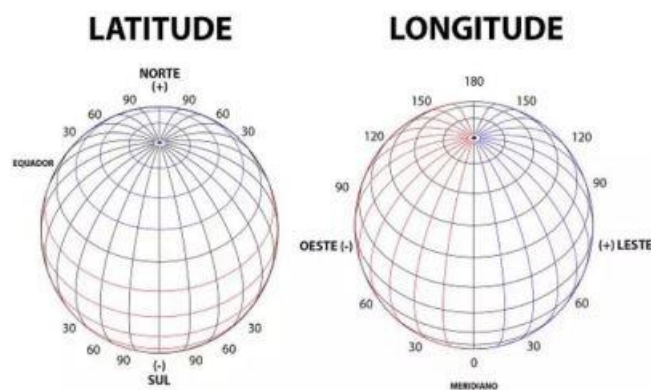


Figura I. 7: Coordenadas geográficas [fonte: (Polon s.d.)]

Coordenadas cartesianas

O sistema de coordenadas cartesianas 2D (ou coordenadas retangulares planas), como o nome sugere, utiliza duas dimensões sendo estas a largura e o comprimento. A largura é utilizada na horizontal, ou seja, da esquerda para a direita, enquanto o comprimento é definido na vertical, ou seja, de baixo para cima. Num sistema de coordenadas cartesianas os pontos são representados através da interseção de duas linhas perpendiculares (Huisman e A. de By s.d.).

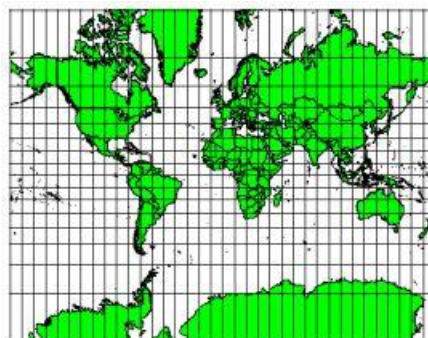


Figura I. 8: Coordenadas cartesianas [fonte: (QGIS Documentation s.d.)]

Os sistemas de coordenadas utilizados no âmbito deste trabalho são o Sistema de Referência Terrestre Europeu 1989 (European Terrestrial Reference System – ETRS89), O Sistema Geodésico Mundial (World Geodetic System – WGS84) e o Datum Europeu 1950 (European Datum 1950 – ED50).

Parque eólico do Perdigão

O parque eólico do perdigão situa-se no concelho de Vila Velha de Rodão, nas freguesias de Fratel e Vila Velha de Rodão. É composto por um único aerogerador ENERCON E-82 E-1 com uma potência nominal de 2 MW e com uma altura de 78 m. Este parque conta com uma subestação à saída do mesmo que transforma a tensão do seu valor à saída da turbina para 60 kV, onde posteriormente encontra-se ligado à rede através de uma linha de distribuição com a tensão de 60 kV que inicia na subestação do parque e que acaba na subestação de Ródão.



Figura I. 9: Parque Eólico do Perdigão [fonte: (INEGI s.d.)]

No seguinte Quadro I.3 encontram-se as coordenadas referentes aos pontos ordenados da linha de distribuição que liga a turbina eólica do parque do Perdigão à rede elétrica.

Quadro I. 3: Coordenadas dos pontos de linha de interesse

ID ponto	Longitude	Latitude
1	33419,935	4240,085
2	33479,499	4175,940
3	33406,193	4020,157
4	33085,472	3818,551
5	32920,529	3813,967
6	33186,284	2860,948
7	33264,179	2485,238
8	34056,837	1477,244
9	34240,106	1587,211
10	34418,795	1596,377
11	34716,098	1737,001
12	35331,194	2145,938
13	36100,920	2843,534
14	37767,535	2919,156
15	37951,379	2844,933
16	39185,041	1195,487
17	39880,898	1012,681
18	39791,562	421,622

Objetivos

Com este estudo pretende-se estudar quais são os benefícios da utilização de algoritmos de DLR, do ponto de vista de gestão da rede, acedendo à real capacidade aparente das linhas utilizando um modelo numérico que estima a potência aparente disponível nas mesmas. A partir desta análise irá ser realizada uma revisão das linhas em estudo no que diz respeito aos valores de capacidade máxima pré-estabelecidas, através de uma simulação que prevê o funcionamento das mesmas à sua temperatura máxima.

Pretende-se também realizar a análise das linhas afetas ao Parque Eólico do Perdigão, devido ao facto de se localizarem numa zona ventosa, onde existe uma infraestrutura de torres anemométricas que visam à medição de propriedades do vento no local.

Estrutura do relatório

Este trabalho foi estruturado em 8 capítulos onde neste *Capítulo I* pretende-se de forma global, dar a conhecer o objeto de estudo e referir as motivações que levaram à elaboração deste relatório.

No *Capítulo II* explorou-se o contexto histórico do DLR, os principais promotores e os principais guias aceites na comunidade científica. Apresentou-se as duas categorias de aplicação de conceitos de DLR, aspetos fundamentais sobre as mesmas e as principais equações que se utilizam na categoria utilizada na realização do trabalho de análise.

No *Capítulo III* apresenta-se a tecnologia utilizada para se fazer o transporte de energia elétrica, as soluções utilizadas no objeto de estudo e descreve-se alguns parâmetros do mesmo que são relevantes para a análise.

No *Capítulo IV* descreve-se a metodologia utilizada para se calcular a capacidade das linhas, bem como a metodologia utilizada para se seleccionar e atribuir valores de capacidade para cada linha em análise.

No *Capítulo V* é feita uma análise dos resultados obtidos utilizando as equações apresentadas no *Capítulo III* e a metodologia definida no *Capítulo IV*. Ao longo deste capítulo vão sendo definidos um conjunto de indicadores como ferramentas de auxílio para se efetuar a análise das linhas.

No *Capítulo VI* é realizada uma exposição sobre campanhas experimentais de medição de recurso eólico, onde se apresenta as infraestruturas (torres e sensores) que foram utilizadas no âmbito deste trabalho

No *Capítulo VII* é apresentado o software utilizado para processar os dados provenientes das campanhas experimentais apresentadas no *Capítulo VI*.

No *Capítulo VIII* é feita uma reflexão sobre os resultados obtidos e as principais conclusões retiradas à cerca dos mesmos.

CAPÍTULO II - Estado de arte do DLR

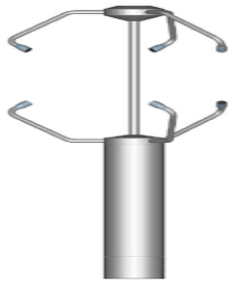
Contexto histórico do DLR

Do ponto de vista holístico pode-se afirmar que a temperatura dos condutores depende das propriedades do material que os constitui, da sua solução construtiva e do fluxo de corrente que passa pelo mesmo. As linhas aéreas, ao contrário das linhas subterrâneas, encontram-se em ambiente aberto, portanto a sua temperatura é influenciada por parâmetros meteorológicos (i.e., vento, temperatura ambiente, radiação solar), condições de superfície do condutor (i.e., emissividade e absorvidade primária). Para se estimar a capacidade das linhas, é comum utilizar-se uma abordagem conservativa utilizando o pior caso SLR (Static Line Rating – Análise estática de linhas), onde se considera uma velocidade de vento constante de 0,6 m/s, radiação solar total de 1000 W/m² e a temperatura ambiente que corresponde à maior temperatura média observada para as diferentes estações do ano no local onde se encontram as linhas. O conceito de DLR, tal como o nome indica, nasce no contexto de estimar a temperatura dos condutores de forma dinâmica sem recorrer aos parâmetros definidos para o pior caso. O conceito de DLR aplicado em linhas de diferentes regiões permite aos operadores da RESP aceder a um possível aumento de capacidade das linhas (Estanqueiro, Ahlrot, et al. 2018). Diferentes estudos foram efetuados no âmbito do DLR e concluiu-se que a aplicação do DLR permite aumentar em média entre 10 a 30% da capacidade térmica do condutor sem causar constrangimentos técnicos aos materiais (Estanqueiro, Couto, et al. s.d.). A utilização do DLR permite também fazer uma melhor a gestão das interconexões entre regiões e países (International Energy Agency s.d.).

Antes da segunda guerra mundial, o conceito de DLR já vinha ganhando alguma relevância na comunidade científica, contudo o primeiro modelo a ser publicado só teve lugar no ano de 1958. Este modelo foi desenvolvido no Laboratório de Investigação do Alcoa (EUA) e teve como promotores os investigadores House e Tuttle. Este modelo ficou conhecido pela sua aplicação na estimação da capacidade da linha definindo um estado estacionário na mesma. Aproximadamente 10 anos depois do lançamento do modelo House and Tuttle, seguiu-se o lançamento de dois modelos realizados por Morgan. Um dos modelos foi realizado no Laboratório de Investigação de Standards em Sydney, onde Morgan propôs um modelo parecido ao de House and Tuttle. O outro foi realizado na central de Jersey (EUA) onde Morgan propôs um modelo dinâmico para descrever o comportamento térmico dos condutores (Michiorri, et al. 2015). Estes modelos serviram de alicerce para o desenvolvimento dos dois guias mais aceites pela comunidade científica que são o (IEEE Power and Energy Society 2012) IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers – Instituto de Eletronica e Engenheiros Eletrotécnicos) e o (CIGRE 2014) (Conseil International des Grands Réseaux – Concelho Internacional de Grandes Investigadores). Estes guias foram desenvolvidos para o mesmo âmbito, avaliar as propriedades térmicas das linhas aéreas, contudo diferem entre si na metodologia que é utilizada para estimar alguns parâmetros. Entre os dois guias o CIGRE destaca-se na metodologia utilizada pois, em estimações de alguns parâmetros, o IEEE adota uma abordagem mais simplista.

Categorias do DLR

A aplicação do DLR divide-se em duas categorias, sendo uma delas a monitorização dos parâmetros físicos do condutor (i.e., medição de temperatura, controle da curvatura da linha, etc.) (E, et al. 2015) e a outra a monitorização indireta dos parâmetros físicos através de parâmetros ambientais (i.e., intensidade do vento, velocidade do vento e radiação solar). Pese embora a primeira categoria apresente uma maior eficácia e precisão na análise térmica das linhas, a mesma fica condicionada em relação à forma como os pontos, ao longo da linha, devem ser cobertos com os sensores. Quanto maior for a cobertura de sensores ao longo da rede, maior serão os custos de investimento inicial no equipamento e os posteriores custos de manutenção (Estanqueiro, Couto, et al. s.d.). Esta relação custo benefício envolve um elevado nível de ponderação de forma que o investimento em sensores não inviabilize os ganhos económicos da utilização do DLR.



*Figura II. 2: Anemómetro 3D ultraónico
Aparelho utilizado para medir a intensidade e
direção da velocidade do vento [fonte:
(anemometer 3d supersonic s.d.)].*



*Figura II. 1: ThermalRate
Aparelho utilizado para medir a
temperatura da linha [Fonte (E, et
al. 2015)].*

Equações Gerais

Atualmente já existe investigação feita sobre o acesso das condições térmicas dos condutores e os diferentes guias encontrados em literatura utilizam a mesma abordagem que passa por calcular os ganhos, as perdas e posteriormente modelar os mesmos de forma a estimar a temperatura dos condutores. Uma vez que o condutor é o objeto de estudo, considera-se que um fenómeno cujo seu efeito isolado resulte no aumento da temperatura do mesmo é considerado um ganho e o recíproco também é aplicável. O estado térmico das linhas aéreas depende de parâmetros ambientais como o vento (i.e., intensidade e direção), temperatura ambiente, radiação solar e o fluxo de corrente elétrica. A avaliação das perdas e ganhos de calor pode ser feita através de duas abordagens, sendo estas o regime estacionário e o regime transiente.

Regime Estacionário

O regime estacionário é assumido quando as perdas de calor se igualam aos ganhos e ocorre a valores de corrente e temperatura constantes. O calor fornecido ao condutor vem do efeito de Joule (J), radiação solar (S), efeito corona (i) e do aquecimento magnético (m) e o calor dissipa-se através da convecção (c), radiação (r) e evaporação (w). Numa primeira abordagem o equilíbrio termodinâmico no condutor pode ser avaliado utilizando a equação (2.1).

$$\begin{aligned} \text{Ganhos de calor} &= \text{Perdas de calor} \\ P_J + P_S + P_i + P_M &= P_c + P_r + P_w \end{aligned} \quad (2.1)$$

O efeito corona tem grande significância quando nos encontramos em condições de alta humidade e velocidades do vento, mas costuma de ser irrelevante para os processos de avaliação uma vez que os efeitos convectivos nessas condições são muito mais importantes. As perdas nos condutores devido a evaporação podem ser desprezadas porque apesar de terem um efeito grande na temperatura do mesmo, raramente acontecem. O efeito de aquecimento magnético é muitas vezes incluído no aquecimento referente ao efeito Joule. Conjugando todos estes fatores, a equação (2.1) referente ao balance energético pode ser simplificada para a equação (2.2).

$$P_J + P_S = P_c + P_r \quad (2.2)$$

Regime Transiente

Para se fazer uma análise contínua dos condutores e determinar eficazmente a temperatura das linhas para mudanças contínuas no ambiente o guia (CIGRE 2014) apresenta a equação (2.3) que expressa a mudança de temperatura no condutor com uma relação temporal.

$$m * c * \frac{dT_{av}}{dt} = P_J + P_M + P_S - P_C - P_r \quad (2.3)$$

A equação (2.3) utiliza duas propriedades físicas do condutor que são a massa por unidade de comprimento e a capacidade calorífica específica do condutor. Cada tipo de condutor tem a sua massa e capacidade calorífica específica, pelo que é necessário que se calcule consoante as especificações de cada condutor. A equação (2.4) retirada de (CIGRE 2014) expressa o método de cálculo do produto entre a massa e a capacidade calorífica específica de cada condutor onde os subscritos *al* e *s* correspondem, respetivamente, ao alumínio e ao aço constituinte do condutor.

$$m * c = m_{al} * c_{al} + m_s * c_s [J K^{-1}m^{-1}] \quad (2.4)$$

Efeito de Joule

O aquecimento através do efeito de Joule é o fenómeno que resulta da transformação de energia elétrica, proveniente do fluxo de corrente que passa pelo condutor, para energia térmica. Este fenómeno ocorre devido à resistência pura que a corrente enfrenta quando atravessa o condutor e que resulta no aumento de temperatura do mesmo. Quando se trata de situações em que se utiliza correntes alternadas no condutor, o efeito de Joule agrava-se devido à migração das cargas que se deslocam desde o interior do mesmo para a sua superfície. Este fenómeno físico denomina-se *skin effect*, contribui para o aumento da resistência e consequentemente para o aumento da temperatura do condutor.

No contexto deste trabalho, o efeito de Joule calcula-se em unidades de potência por unidade de comprimento e a equação (2.5) expressa como deve ser feito o cálculo da mesma para correntes contínuas.

$$P_J = I_{DC}^2 \cdot R_{DC} \left[\frac{W}{m} \right] \quad (2.5)$$

Resistência DC e AC do cabo condutor

A resistência para corrente contínua do condutor é função da resistividade e da área de secção do mesmo, a equação (2.6) expressa como se calcula a resistência do condutor.

$$R_{DC} = \frac{\rho}{A} \left[\frac{\Omega}{m} \right] \quad (2.6)$$

Os fabricantes de condutores por norma fornecem valores de resistividade ou resistência para uma temperatura de referência de 20 °C. A equação (2.7) expressa como deve ser efetuado o cálculo da resistividade consoante a temperatura a que o condutor está exposto.

$$\rho = \rho_{20} \cdot [1 + \alpha_{20} \cdot (T_{av} - 20) + \zeta_{20} \cdot (T_{av} - 20)^2] [\Omega \cdot m] \quad (2.7)$$

Para temperaturas médias do condutor inferiores a 130 °C o termo quadrático da Equação não tem influência (CIGRE 2014), pelo que é normal fazer-se a simplificação da equação (2.7) para a seguinte equação (2.8).

$$\rho = \rho_{20} \cdot [1 + \alpha_{20} \cdot (T_{av} - 20)] [\Omega \cdot m] \quad (2.8)$$

Uma vez que a resistência é função linear da resistividade e nos dados fornecidos os valores encontram-se no formato de resistência, é legítimo fazer-se a substituição da resistividade da equação (2.8) pela resistência. Desta forma calcula-se a resistência em função da temperatura média do condutor. A equação (2.9) expressa esta transformação efetuada na equação (2.8).

$$R_{DC} = R_{DC_{20}} \cdot [1 + \alpha_{20} \cdot (T_{av} - 20)] \left[\frac{\Omega}{m} \right] \quad (2.9)$$

Aquecimento Magnético

O aquecimento do condutor devido ao efeito magnético ocorre em condutores com núcleos de aço. Este efeito é uma junção de dois aquecimentos, sendo estes o aquecimento do núcleo de aço e o aquecimento devido à redistribuição das densidades de corrente nas camadas de alumínio como está representado na seguinte Equação. O aquecimento do núcleo dos condutores é motivado pelo fluxo magnético axial alternado que é produzido através de correntes alternadas nas camadas de alumínio que se encontram montadas em espiral (CIGRE 2014).

$$P_M = P_{core} + P_{redis} \left[\frac{W}{m} \right] \quad (2.10)$$

O efeito de aquecimento magnético anula-se em condutores com camadas pares e só é relevante para condutores com núcleo de aço com uma ou três camadas de alumínio para altas densidades de corrente (CIGRE 2014). Ainda que se contabilize este efeito para condutores com núcleo de aço com três camadas, este só contribui para um aumento de 5% da resistência AC para altas correntes elétricas (IEEE Power and Energy Society 2012).

Ganhos solares

O efeito da radiação solar é considerado um ganho, uma vez que fornece energia térmica ao condutor. A quantidade de energia que é absorvida pelo condutor depende de um conjunto de variáveis como o estado em que o mesmo se encontra, a radiação difusa do local e a radiação direta do sol. A equação (2.11) expressa como se deve fazer o cálculo da potência dos ganhos solares por unidade de comprimento.

$$P_S = \alpha_S * I_T * D \left[\frac{W}{m} \right]$$

(2.11)

A partir da anterior equação pode-se concluir que a potência de ganhos solares varia diretamente com a intensidade de radiação solar global, com o diâmetro do cabo e com a absorvidade da superfície do condutor.

No Quadro II.1 encontram-se valores típicos de absorvidade para determinados ambientes envolventes e tempos de utilização.

Quadro II. 1: Valores típicos de absorvidade para cabos condutores [fonte: (CIGRE 2014)]

<i>Absorvidade (α_S)</i>	<i>Ambiente envolvente</i>	<i>Tempo de utilização</i>
0,2	-----	Condutor novo
0,5	Industrial/desgastante	1 mês
0,9	Industrial/desgastante	1 ano

A absorvidade da superfície do cabo condutor está relacionada com o estado em que o mesmo se encontra. Esta propriedade é difícil de se aceder, contudo para se estimar o valor da mesma pode-se utilizar uma abordagem conservativa que passa por assumir valores que não sejam inferiores a 0,8. O valor da radiação global solar pode ser estimado com recurso a equipamentos de medição ou através de modelos meteorológicos. O que distingue as duas formas de se obter a radiação global solar é o facto de que a utilização de equipamentos de medição não prevê mudanças do valor da mesma devido às diferentes localizações que os condutores vão assumindo ao longo das linhas. Contudo para se estimar a radiação através de modelos meteorológicos é necessário de se estabelecer um conjunto considerações iniciais sobre um conjunto de parâmetros que influenciam o valor final da mesma.

Um modelo utilizado para calcular o valor da radiação global solar passa por estimar a combinação dos seguintes efeitos:

- Radiação solar direta numa superfície normal ao sol;
- Radiação difusa horizontal à superfície do cabo condutor;
- Radiação refletida à superfície do solo;

Convecção

O ar encontra-se presente na superfície dos condutores ao longo das linhas aéreas e a sua presença promove o efeito de convecção que arrefece a superfície dos condutores. O efeito de convecção é o fator mais importante no que toca ao arrefecimento das linhas uma vez que as mesmas só atingem temperaturas altas quando a intensidade deste efeito é pequena.

A convecção é um fenómeno que se divide em duas componentes, sendo estas a convecção forçada e convecção natural. Classifica-se convecção forçada quando o movimento de um fluido é motivado por causas externas (i.e., Ventos atmosféricos, bombas de ar, etc.). Por outro lado, a classificação de convecção natural atribui-se quando se está perante um fluido onde o seu movimento é induzido por forças de flutuabilidade, resultante de gradientes de temperatura que por sua vez são causados por variações de temperatura no fluido (P, Incropera, et al. s.d.).

O calor transferido da superfície do condutor para o ar envolvente depende de um coeficiente de transferência de calor convectivo. De forma a obter valores empíricos que possam ser utilizados em situações práticas, em literatura sugere-se que a potência de perdas através de convecção seja expresse em função do número adimensional Nusselt. Na seguinte equação encontra-se a equação geral para as perdas de potência convectivas.

$$P_C = (T_{Sup} - T_a) * Nu * \pi * \lambda_f \left[\frac{W}{m} \right]$$

(2.12)

A condutividade térmica do de ar à superfície do condutor é calculada utilizando a seguinte equação.

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

(2.13)

Convecção forçada

O número de Nusselt é uma variável que é calculada consoante o tipo de convecção que predomina. No caso da convecção forçada a metodologia utilizada passa por estimar o número de Nusselt para ventos perpendiculares à linha, onde se considera que a linha constitui um formato cilíndrico. A partir do Nusselt para ventos perpendiculares calcula-se o número de Nusselt segundo o ângulo que o vento faz em relação à linha. Contudo é necessário estimar um conjunto de parâmetros que são necessários para o cálculo do Nusselt referente a ventos perpendiculares. As seguintes equações expressam como se deve efetuar o cálculo dos mesmos.

$$Re = V * \frac{D}{v_f}$$

(2.14)

$$v_f = \frac{\mu_f}{Y}$$

(2.15)

$$\gamma = \frac{1,293 - 1,525 * 10^{-4} * y + 6,379 * 10^{-9} * y^2}{1 + 0,00367 * T_f} \quad (2.16)$$

$$R_s = \frac{d_{ex}}{2 * (D - d_{ex})} \quad (2.17)$$

Convecção forçada segundo um ângulo de 90°

O Nusselt para ventos perpendiculares é calculado utilizando a equação (2.18), no entanto, é necessário fazer uma análise dos parâmetros anteriormente calculados de modo a atribuir valores para as constantes. No Quadro II.2 encontram-se os valores das constantes para determinados intervalos de números de Reynolds e para determinados intervalos de rugosidade do condutor.

$$Nu_{90} = B * Re^n \quad (2.18)$$

Quadro II. 2: Valores de constantes B e n para intervalos de valores de Reynolds [Fonte: (CIGRE 2014)]

Condutor liso			Re ≤ 0,05			Re ≥ 0,05		
Re	B	n	Re	B	n	Re	B	n
35 – 5000	0,583	0,471	100 – 2650	0,641	0,471	100 – 2650	0,641	0,471
5000 – 50 000	0,148	0,633	2650 – 50 000	0,178	0,633	2650 – 50 000	0,048	0,800
50 000- 200000	0,0208	0,814						

Convecção forçada segundo o ângulo δ

No anterior capítulo foram apresentadas as expressões utilizadas para se estimar o número de Nusselt referente a ventos com um ângulo de ataque δ de 90°. É de ressaltar que as perdas convectivas forçadas são maximizadas quando o ângulo de ataque do vento é de 90°. As seguintes equações, válidas para valores de Reynolds superiores a 4000, constituem as correlações propostas por Morgan para se determinar o número de Nusselt segundo um ângulo δ a partir do Nusselt para ventos perpendiculares ao condutor.

$$\frac{Nu_{\delta}}{Nu_{90}} = (\sin^2(\delta) + 0,0169 * \cos^2(\delta))^{0,225} \text{ (Condutores lisos)} \quad (2.19)$$

$$\frac{Nu_{\delta}}{Nu_{90}} = 0,42 + 0,68 (\sin(\delta))^{1,08} \text{ (Condutores rugosos com } \delta \leq 24^\circ) \quad (2.20)$$

$$\frac{Nu_{\delta}}{Nu_{90}} = 0,42 + 0,58 (\sin(\delta))^{0,90} \text{ (Condutores rugosos com } \delta > 24^{\circ}\text{)}$$

(2.21)

Convecção natural

Para ventos com velocidade nula ou muito próxima de zero as expressões definidas para o Nusselt deixam de ser aplicáveis. Perante este caso, utiliza-se dois números adimensionais sendo estes o número de Grashof e o número de Prandtl. A seguinte equação expressa como se deve efetuar o cálculo do número de Nusselt para a convecção natural.

$$Nu_{nat} = A * (Gr * Pr)^m$$

(2.22)

O número de Grashof é uma variável adimensional que é calculada utilizando o diâmetro do condutor D, a temperatura da superfície do condutor T_s , a temperatura ambiente T_a , a aceleração gravítica g, a temperatura do fluido T_f e a intensidade do vento V.

$$Gr = D^3 * (T_s - T_a) * \frac{g}{(T_f + 273) * V}$$

(2.23)

O número de Prandtl é uma variável adimensional que é necessária para o cálculo do Nusselt natural, o cálculo desta variável faz-se relacionando a capacidade térmica específica do ar, a viscosidade dinâmica e a condutividade térmica do ar. A seguinte equação retirada de (CIGRE 2014) expressa como se deve efetuar o cálculo do número de Prandtl.

$$Pr = c_f * \frac{\mu_f}{\lambda_f}$$

(2.24)

Quadro II. 3: Valores de coeficientes A e m para intervalos de valores de produtos de Grashof e Prandtl [Fonte: (CIGRE 2014)]

Range de Gr * Pr		A	m
desde	Até		
10 ⁻¹	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

A inclinação do condutor face ao horizonte é um fator condicionante na transferência de calor através da convecção natural, as seguintes equações constituem as correlações de Morgan para relacionar o valor de Nusselt para condutores paralelos à horizontal com condutores inclinados segundo β [°] (CIGRE 2014).

$$\frac{Nu_{\beta}}{Nu_0} = 1 - 1,58 * 10^{-4} * \beta^{1,5} \quad (\beta < 60^{\circ})$$

(2.25)

$$\frac{Nu_{\beta}}{Nu_0} = 1 - 1,76 * 10^{-4} * \beta^{2,5} \quad (\beta < 80^{\circ})$$

(2.26)

Critério de seleção entre convecção forçada ou natural

Para ventos de pequena intensidade ambas as convecções, forçada e natural, podem ser consideráveis uma vez que a convecção natural se torna dominante para velocidades de vento próximas de 0 [m/s]. As condições designadas para os condutores costumam de especificar velocidades de vento na ordem dos 0,5 [m/s]. Esta velocidade corresponde à região de transição entre convecção forçada para convecção natural (CIGRE 2014). O guia (CIGRE 2014) recomenda que se utilize ambas as convecções para ventos com velocidades inferiores a 0,5 [m/s] e que se utilize o maior valor para se aferir à cerca das perdas de convecção.

Radiação

As perdas de calor através da radiação constituem a energia total transmitida a partir da superfície do condutor e pode ser dividida em duas componentes, o calor radiado para o chão e o calor radiado diretamente para o céu. Para se calcular as perdas de calor radiativa o (CIGRE 2014) sugere que se utilize a seguinte equação que segue o princípio da lei de Stefan-Boltzmann.

$$Pr = \pi * D * \varepsilon_s * \sigma_B * F_{c-g} \left[(T_S + 273)^4 - (T_g + 273)^4 \right] + \pi * D * \varepsilon_s * \sigma_B * F_{c-sky} \left[(T_S + 273)^4 - (T_{sky} + 273)^4 \right]$$

(2.27)

É corrente fazer-se a simplificação de se considerar que a temperatura do chão T_g e a temperatura do céu T_{sky} tomam o valor da temperatura ambiente T_a . A partir desta simplificação a equação das perdas radiativas fica mais simples se efetuar a substituição da temperatura do céu e do chão pela temperatura ambiente. Após a aplicação desta substituição a equação das perdas radiativas toma a seguinte forma.

$$Pr = \pi * D * \varepsilon_s * \sigma_B * (F_{c-g} + F_{c-sky}) [(T_S + 273)^4 - (T_a + 273)^4]$$

(2.28)

A partir desta expressão pode-se concluir que as perdas radiativas ganham uma maior expressão para temperaturas altas, no entanto as perdas de calor por radiação são muito inferiores às perdas por convecção. Para este caso de estudo em específico pode-se aplicar outra simplificação tendo em base que é difícil aceder aos valores para o fator de forma para o céu e para o chão, substitui-se a soma dos fatores de forma por 1, tomando a equação das perdas radiativas a seguinte forma.

$$Pr = \pi * D * \varepsilon_s * \sigma_B * [(T_S + 273)^4 - (T_a + 273)^4] \left[\frac{W}{m} \right]$$

(2.29)

CAPÍTULO III - Linhas de transporte

Condutores

O condutor é um material dotado de capacidade de conduzir energia elétrica. Este pode ter diferentes designs (i.e., constituídos por um fio ou um conjunto de fios) ou ser constituídos por diferentes materiais (i.e., alumínio, cobre, etc.), consoante a finalidade da sua utilização. No Quadro III.1 consta a descrição de alguns exemplos de condutores.

Quadro III. 1: Tipos de condutores [Fonte: (Ministério da Indústria e Energia 1992)]

<i>Tipo de condutor</i>	<i>Descrição</i>
<i>Condutor de terra</i>	Condutor destinado a assegurar a ligação entre um ponto de uma instalação e o eletrodo de terra
<i>Condutor isolado</i>	Condutor revestido de uma ou mais camadas de material isolante que asseguram o seu isolamento elétrico
<i>Condutor multifilar</i>	Condutor constituído por vários fios sem isolamento entre si.
<i>Condutor nu</i>	Condutor que não possui qualquer isolamento exterior.
<i>Condutor unifilar ou sólido</i>	Condutor constituído por um único fio.

Os condutores multifilares são muito utilizados devido ao facto de ser uma solução que oferece diferentes tipos de aplicação. A RNT atualmente é operada utilizando-se sistemas trifásicos, onde as linhas aéreas são formadas por um conjunto de três cabos condutores multifilares nus, onde os fios se encontram enrolados uns nos outros em formato de trança, como demonstra a Figura III.1.



Figura III. 1: Condutores nus multifilares trançados [Fonte: (<http://www.electricalpowerenergy.com/2019/08/types-of-conductors-use-for-transmission-line/> 2019)].

Atualmente existem várias soluções construtivas de condutores multifilares nus, por norma estes costumam ser constituídos por alumínio, diferenciando-se entre si no tipo de alumínio utilizado (i.e., ligas de alumínio, alumínio puro ou aço revestido de alumínio) ou a sua constituição (i.e., todo de alumínio ou com núcleo de aço) (Cabos nus para Transporte de Energia Elétrica s.d.). No Anexo A encontram-se figuras que ilustram a composição dos condutores AAAC (All-aluminium-alloy-conductor – Condutores de alumínio puro) e ACSR (Aluminium-conductor-steel-reinforced – Condutores de alumínio com núcleo de aço) que constituem os dois tipos de condutores que são utilizados neste estudo. Esta prática justifica-se uma vez que este tipo de condutores são mais flexíveis e podem ser enrolados, esta característica contrasta-se com os condutores sólidos que, com grandes comprimentos, tornam-se mais complicados de transportar (Electrical4U 2020).

Neste trabalho irão ser abordados quatro modelos diferentes de cabos condutores multifilares nus, que constituem as linhas em estudo. No Quadro III.2 encontram-se listados os diferentes modelos de condutores utilizados, acompanhados pelos principais parâmetros construtivos e algumas propriedades relevantes para o estudo.

Quadro III. 2: Condutores utilizados nas linhas em estudo [Fonte: (Cabos nus para Transporte de Energia Elétrica s.d.)].

Nome do condutor	Aster 570	Zebra 485	Bear 325	Zambeze 595
Código do tipo de condutor	AL4	AL1/ST1 A	AL1/ST1 A	AL1/ST1 A
Solução Construtiva	AAAC	ACSR	ACSR	ACSR
Número de fios de alumínio	61	54	30	42
Número de fios de aço	[-]	7	7	7
Número de camadas exteriores	[-]	3	2	2
Número de camadas interiores	[-]	2	2	2
Número total de camadas	5	5	4	4
Diâmetro fio [mm]	0,0312	0,0286	0,0235	0,0318
Diâmetro condutor [mm]	0,0035	0,0035	0,0034	0,0041
A [m ²]	$5,70 \cdot 10^{-4}$	$4,85 \cdot 10^{-4}$	$3,26 \cdot 10^{-4}$	$5,95 \cdot 10^{-4}$
cp alumínio a 20°C [J/kg/K]	897	897	897	897
cp aço a 20 °C [J/Kg/K]	[-]	481	481	481
R _{DC} 20 °C [Ω/m]	$5,83 \cdot 10^{-5}$	$6,74 \cdot 10^{-5}$	$1,09 \cdot 10^{-4}$	$5,10 \cdot 10^{-5}$
β _{al} [K ⁻¹]	$3,80 \cdot 10^{-4}$	$3,80 \cdot 10^{-4}$	$3,80 \cdot 10^{-4}$	$3,80 \cdot 10^{-4}$
β _{aç} [K ⁻¹]	[-]	$1 \cdot 10^{-4}$	$1 \cdot 10^{-4}$	$1 \cdot 10^{-4}$
α _{al} [-]	$4,03 \cdot 10^{-3}$	$4,03 \cdot 10^{-3}$	$4,03 \cdot 10^{-3}$	$4,03 \cdot 10^{-3}$
α 30 °C	0,8	0,8	0,8	0,8
ε	0,8	0,8	0,8	0,8

Rede Nacional de Transporte

A RNT é composta por um conjunto de infraestruturas que são utilizadas para operar a mesma. As infraestruturas mais relevantes da RNT no contexto desta dissertação são as linhas de transporte em MAT e as subestações. Atualmente a RNT conta com uma infraestrutura de linhas com um comprimento total de linhas de 8 907 quilómetros, operadas às tensões de (150;220;400) [kV] e um conjunto de subestações com uma potência de transformação total de 37 382 [MVA] (REN s.d.). A RNT conta com 5 ligações à REE (Red Eléctrica de España – Rede Elétrica de Espanha) que fazem a ligação do sistema elétrico Português ao Espanhol devido à existência do Mibel (Mercado Ibérico de Eletricidade) que une o sistema elétrico Português ao Espanhol.

Em anexo encontra-se um mapa da RNT onde é possível identificar-se todos os troços de linhas e as subestações que constituem que compreendem os barramentos (ou nós) das linhas. No Quadro III.3 encontram-se o conjunto de linhas que vai ser objeto de estudo, bem como os pontos iniciais e finais (substações) onde as mesmas se encontram compreendidas.

Quadro III. 3: barramentos referentes a cada linha, capacidades sazonais e características técnicas

Código de linha	Inicia	Termina	C_F	C_V	C_O	C_I	N°	T_{Max}	ΔV	Tipo de cabo
1010.0	Cabril150	Bouca150	104.0	96.0	104.0	104.0	1.0	80.0	150.0	Bear 325
1015.0	Bouca150	Zezeze150	104.0	96.0	104.0	104.0	1.0	80.0	150.0	Bear 325
1616.0	Falagueira150	Subs, Ródão (Refer)	260.0	255.0	260.0	260.0	1.0	80.0	150.0	Zebra 485
1114.0	Corgas150	Falagueira150	260.0	253.0	260.0	260.0	1.0	80.0	150.0	Zebra 485
1089.0	Falagueira150	Zezeze150	123.0	91.0	130.0	130.0	1.0	50.0	150.0	Bear 325
1108.0	Falagueira150	Castelo Branco150	260.0	260.0	260.0	260.0	1.0	80.0	150.0	Zebra 485
1115.0	Gardunha150	Castelo Branco150	260.0	253.0	260.0	260.0	1.0	80.0	150.0	Zebra 485
2054.0	Agueira220	Pereiros 220	237.0	199.0	269.0	297.0	1.0	80.0	220.0	Zebra 485
2135.0	Chafariz220	Vila Cha220	381.0	381.0	381.0	381.0	1.0	80.0	220.0	Zebra 485
2615.0	Pereiros220	Mortagua (Refer)220	400.0	382.0	418.0	435.0	1.0	80.0	220.0	Zebra 485
2617.0	Chafariz220	Gouveia (Refer)220	400.0	382.0	418.0	435.0	1.0	80.0	220.0	Zebra 485
1.0	Vila Cha220	Gouveia (Refer)220	400.0	382.0	418.0	435.0	1.0	80.0	220.0	Zebra 485
2160.0	Castelo Branco220	Ferro220	381.0	370.0	381.0	381.0	1.0	80.0	220.0	Zebra 485
2124.0	Chafariz220	Ferro220	381.0	376.0	381.0	381.0	1.0	80.0	220.0	Aster 570
2155.0	Penamacor220	Ferro220	381.0	374.0	381.0	381.0	1.0	80.0	220.0	Zebra 485
2164.0	Penela220	Zezeze220	727.0	667.0	762.0	762.0	2.0	80.0	220.0	Zebra 485
2163.0	Pereiros220	Penela220	727.0	684.0	762.0	762.0	2.0	80.0	220.0	Zebra 485
2169.0	Pampilhosa da Serra220	Tabua220	364.0	342.0	383.0	402.0	1.0	80.0	220.0	Zebra 485
2170.0	Vila Cha220	Tabua220	400.0	382.0	418.0	435.0	1.0	80.0	220.0	Zebra 485
2173.0	Pereiros220	Tabua220	400.0	382.0	418.0	435.0	1.0	80.0	220.0	Zebra 485
2168.0	Penela220	Tabua220	400.0	382.0	418.0	435.0	1.0	80.0	220.0	Zebra 485
4056.0	Falagueira400	Cedillo	1386.0	1300.0	1386.0	1386.0	2.0	80.0	400.0	Zambeze 595

CAPÍTULO IV - Descrição da metodologia utilizada

Uma vez que os dados do caso de estudo se encontram em variações horárias e considerando que para este tipo de horizonte temporal a temperatura do condutor já se encontra estabilizada, optou-se por analisar os dados utilizando o regime estacionário.

Pese embora a abordagem que vai ser utilizada para analisar os dados esteja definida, continua a existir a necessidade de se efetuar um tratamento de dados prévio de forma que os inputs estejam preparados para serem modelados em conformidade. Para tal existe um conjunto de operações e premissas que devem ser feitas numa fase inicial e intermediária para se obter os resultados.

Cálculo de ganhos e perdas nas linhas

No âmbito do cálculo sobre ganhos e perdas na linha o modelo utilizado segue as equações definidas no *Capítulo II*. Contudo existe um conjunto de passos que se devem ser feitos durante o cálculo dos mesmos.

Ainda que existam séries temporais com valores de direção de vento, é necessário preparar os mesmos para serem utilizados. Existe um passo inicial que deve ser feito que passa por calcular o ângulo da linha Φ , utilizando os pontos iniciais e finais de cada troço em formato de coordenadas métricas (X,Y) como se pode ver na equação (4.1).

$$\Phi = \arctg\left(\frac{\Delta X}{\Delta Y}\right) \quad (4.1)$$

É de ressaltar que quer o ΔX , quer o ΔY , devem ser calculados em valores absolutos. Se o ângulo obtido for negativo, deve ser passado para o segundo quadrante através da soma de 180° ao mesmo. Os ângulos de vento encontram-se compreendidos em intervalos dos 0° aos 360° . Para cálculos posteriores, existe a necessidade de se passar valores que se encontrem no terceiro ou quarto quadrante, para o primeiro ou segundo quadrante através da subtração do ângulo por 180° . Na seguinte Figura encontra-se uma ilustração que representa esquematicamente os ângulos anteriormente referidos e o cálculo do ângulo de ataque do vento.

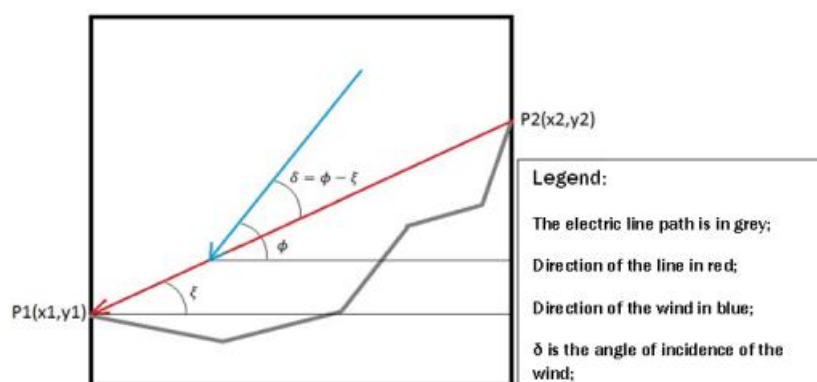


Figura IV. 1: Ilustração da obtenção dos ângulos de incidência do vento no condutor orientados a este [fonte: (Ferreira Casaleiro 2015)]

Corrente AC disponível em cada trecho

A seguinte equação, que é uma manipulação da equação (2.2), é utilizada para calcular os ganhos através do efeito de Joule.

$$P_J = P_C + P_R - P_S \quad (4.2)$$

A partir dos valores de potência de Joule e de resistência do condutor, como já foi referido, é possível calcular-se a corrente contínua utilizando a seguinte Equação, no entanto fez-se uma adaptação da mesma, validada pelo ORT, de forma a contabilizar a quantidade de linhas disponíveis para cada trecho. Na equação (4.3) encontra-se disponível a expressão adaptada pelo ORT. É de ressaltar que a resistência DC é calculada com a temperatura máxima admitida pelo condutor.

$$I_{DC} = \sqrt{\frac{P_J \cdot N_{linhas}}{R_{DC}}} \quad (4.3)$$

A equação (4.4) expressa como se deve calcular a corrente alternada a partir da corrente contínua. Esta expressão contempla o *skin effect*.

$$I_{AC} = \frac{I_{DC}}{\sqrt{1,0123 + 2,3191I_{DC} * 10^{-5}}} \quad (4.4)$$

Capacidade disponível em cada linha

Através da corrente alternada estimada utilizando a Equação e dos valores fornecidos para a tensão dos condutores, pode-se calcular a potência elétrica que pode ser injetada nas linhas. Uma vez que se trata de um sistema de linhas trifásicas, utiliza-se a seguinte Equação que expressa a potência aparente para sistemas trifásicos.

$$S = I_{AC} \cdot \sqrt{3}V \quad (4.5)$$

Seleção de valores

Após a aplicação da metodologia obteve-se séries temporais para o conjunto de troços em análise, contudo é necessário que se atribua um valor final, para cada intervalo de tempo, para cada linha. A metodologia utilizada para se selecionar o valor em cada linha passa por definir e identificar, para cada intervalo de tempo, o troço da linha que constitui o setor crítico. Uma vez que para uma linha os valores de capacidade podem variar de troço para troço devido ao ambiente envolvente da mesma, define-se como setor crítico o troço da linha que apresente o menor valor de capacidade ao longo da linha. A razão pela qual se define este setor crítico deve-se ao facto de o valor mínimo limitar a capacidade da linha, pois a não a seleção do valor mínimo iria implicar que a linha ficasse congestionada no setor crítico e assim a análise poderia tornar-se errática.

CAPÍTULO V - Análise dinâmica da capacidade das linhas do Pinhal Interior

Para se efetuar a análise da disponibilidade começou-se por analisar os dados fornecidos. Os mesmos consistem em três matrizes com valores de potência referentes aos ganhos solares, perdas radiativas e perdas por convecção seguindo o formato ilustrado na Figura. Nesta matriz encontram-se os valores referentes às 22 linhas, que se encontram divididas em troços, perfazendo um total de 1038 troços. Os valores de potência para cada um dos troços encontra-se amostrado numa série temporal de 8783 pontos. Cada ponto representa o valor médio de potência para um intervalo de tempo de 1 hora, começando à meia-noite do dia 01/01/2016.

$$\begin{matrix} P_{11} & \dots & \dots & P_{1,\Delta t_{Total}} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ P_{N_{tr},1} & \dots & \dots & P_{N_{tr},\Delta t_{Total}} \end{matrix}$$

Figura V. 1: Matriz de amostragem de dados de potência

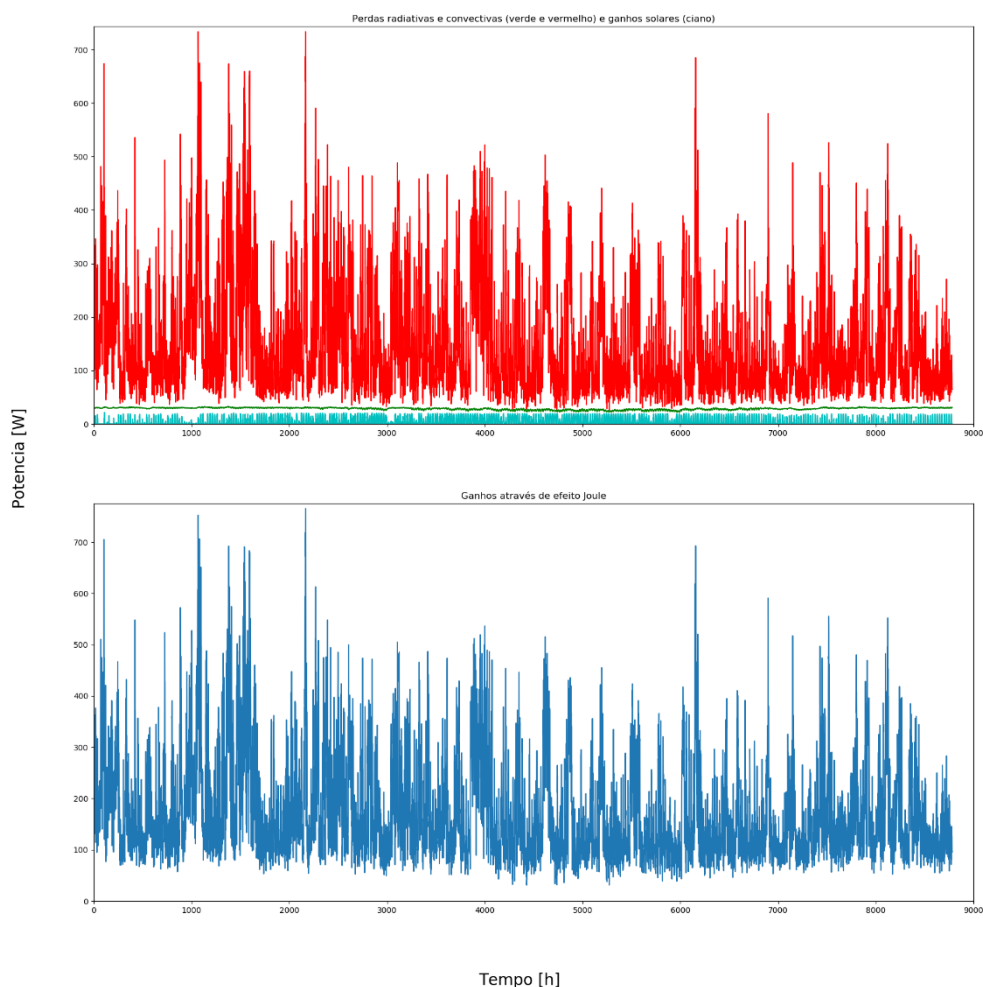


Figura V. 2: Representação gráfica das séries temporais relativas aos ganhos, perdas e dos ganhos através do efeito Joule calculados a partir dos mesmos.

A partir das três anteriores matrizes fez-se o cálculo das perdas através do efeito de Joule para cada troço. A anterior Figura V.2 ilustra a variação das potências ao longo do intervalo de tempo para o primeiro troço. É de se notar que os ganhos através do efeito de Joule seguem uma curva muito similar à curva relativa às perdas por convecção. Esta similaridade observou-se em todos os gráficos obtidos ao longo dos 1038 troços estudados.

Processamento de dados

Após se ter obtido os valores de capacidade disponível para cada troço, selecionou-se, para cada intervalo de tempo, os valores de capacidade que iriam ser atribuídos a cada linha utilizando o critério de seleção definido no modelo do Capítulo VI. Desta forma obteve-se, para cada linha, uma série de valores de capacidade estimada para as mesmas, como ilustra a seguinte Figura.

$$\begin{matrix}
 S_{11} & \dots & \dots & S_{1,\Delta t_{Total}} \\
 \dots & \dots & \dots & \dots \\
 \dots & \dots & \dots & \dots \\
 S_{22,1} & \dots & \dots & S_{22,\Delta t_{Total}}
 \end{matrix}$$

Figura V. 3: Matriz final de capacidade disponível estimada através do modelo utilizado

Análise de congestionamentos na linha

Com o intuito de se analisar a performance das linhas optou-se por criar um cenário em que as linhas se encontram a operar à sua capacidade máxima estabelecida. Desta forma estabeleceu-se que para cada intervalo de tempo analisado, as linhas, cuja a capacidade estimada apresentasse um valor inferior ao da capacidade pré-estabelecida, estariam perante uma situação de ocorrência de congestionamento.

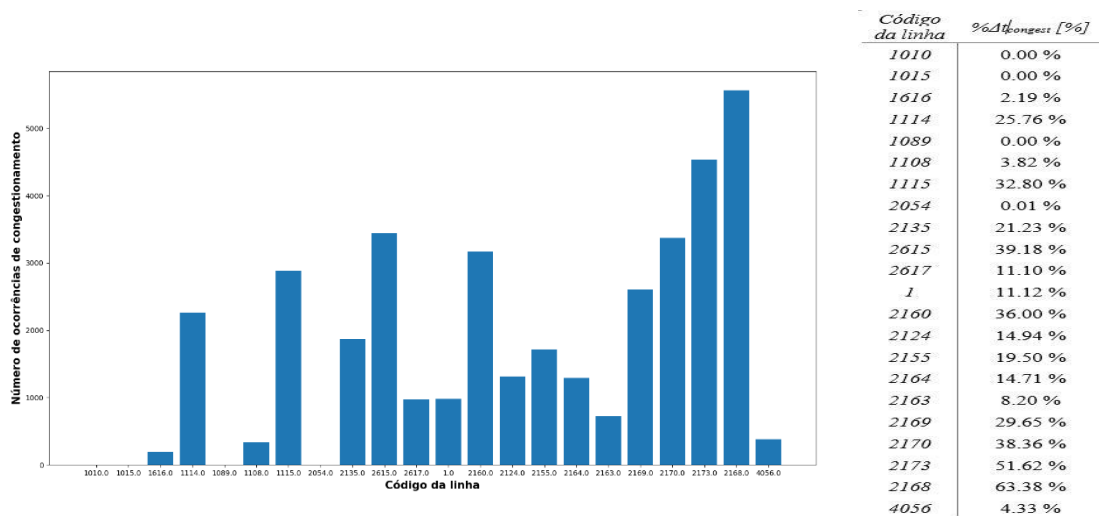


Figura V. 4: Número de ocorrências de congestionamentos do ponto de vista das capacidades estimadas para cada linha vs. Tabela de percentagem de tempo em que cada linha se encontrou congestionada.

A partir da anterior Figura, é de se notar que as linhas com os códigos 4056, 2054, 1108, 1089, 1616, 1015 e 1010, para o intervalo medido encontram-se com percentagens de tempo baixas.

As linhas com os códigos 2168 e 2173 apresentam percentagens de tempo de congestionamento superiores a 50% para o intervalo de tempo observado. Isto indica que num cenário de operação às condições definidas inicialmente, estas linhas teriam de ser reforçadas, ou os limites teriam de ser revistos.

De modo a perceber os benefícios da utilização do DLR nas linhas e estabelecer uma comparação entre as capacidades estimadas e as capacidades pré-estabelecidas definiu-se um indicador denominado de eficácia de definição de capacidade das linhas. A equação deste indicador encontra-se na equação (5.1).

$$E_{fic} = \frac{S_{disp} - S_{pre}}{S_{pré}} * 100 \% \quad (5.1)$$

No Quadro V.1 constam os princípios utilizados para interpretar o indicador eficácia de definição da capacidade das linhas.

Quadro V. 1: Número de ocorrências de congestionamentos do ponto de vista das capacidades estimadas para cada linha vs. Tabela de percentagem de tempo em que cada linha se encontrou congestionada.

$E_{fic} > 0 \%$	Capacidade pré-estabelecida encontra-se subestimada em relação à capacidade estimada através modelo utilizado.
$E_{fic} = 0 \%$	Capacidade pré-estabelecida corresponde à capacidade estimada através modelo utilizado.
$E_{fic} < 0 \%$	Capacidade pré-estabelecida encontra-se sobrestimada em relação à capacidade estimada através do modelo utilizado.

Com o intuito de representar os dados e, uma vez aplicado o indicador a cada par de valores de capacidade, calculou-se a média aritmética dos valores utilizando a seguinte equação.

$$\overline{E_{fic}} = \frac{\sum_{i=1}^{\Delta t_{Total}} E_{fic}(i)}{\Delta t_{Total}} \quad (5.2)$$

Após ter-se calculado o valor médio de eficácia de definição para as linhas e considerando que as séries de eficácia calculadas constituem uma amostra, calculou-se o desvio padrão (N-1) utilizando a seguinte equação.

$$S = \sqrt{\frac{1}{\Delta t_{Total} - 1} \sum_{i=1}^{\Delta t_{Total}} ((E_{fic}(i) - \overline{E_{fic}})^2)} \quad (5.3)$$

Tendo a média aritmética e o desvio padrão calculado, optou-se por representar os dados num gráfico de barras com os respetivos desvios padrão. Esta representação encontra-se na seguinte Figura V.5.

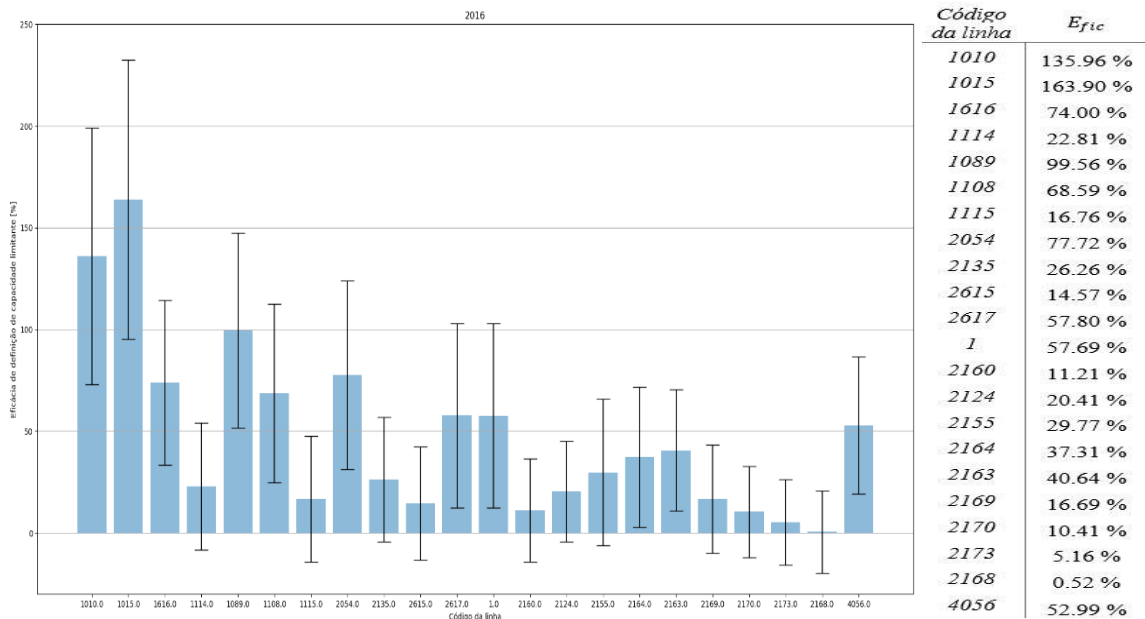


Figura V. 5: Gráfico de barras de definição de eficácia média e desvio padrão vs. Tabela de valores de eficácia de definição médias obtidas para cada linha.

A partir da anterior Figura pode-se verificar que não existe, em média e para o tempo observado, nenhuma linha com capacidade sobrestimada. Verifica-se também que o conjunto de linhas com os códigos 1010, 1015, 1616, 1089, 1108, 2054, 2617, 1, 2164, 2163 e 4056 encontram-se em média, para o intervalo de tempo observado, com uma sobreestimação 30% superior ao valor pré-estabelecido.

Pese embora a eficácia média das linhas deste conjunto de linhas apresente valores superiores a 30%, optou-se por verificar a percentagem de tempo em que a linha se encontra efetivamente com valores superiores a 30% face aos valores pré-estabelecidos Para tal fez-se a análise das séries de eficácia de definição para cada linha utilizando a seguinte condição.

$$T_{30\%} = \begin{cases} \text{se } E_{fic} < 30 [\%], & T_{30\%} = 0 \\ \text{se } E_{fic} \geq 30 [\%], & T_{30\%} = 1 \end{cases}$$

Figura V. 6: Condição utilizada para se estimar o valor de intervalo de tempo onde as linhas apresentam uma eficácia de definição superior a 30%

De forma a interpretar a variação dos resultados obtidos para cada estação do ano, optou-se por fazer a análise utilizando a condição anteriormente definida para cada estação do ano. Os resultados obtidos encontram-se na seguinte Figura.

Código da linha	Inverno	Primavera	Verão	Outono
1010	100,00	99,91	99,60	100,00
1015	100,00	99,82	99,38	100,00
1616	90,07	85,66	76,64	85,88
1114	45,60	40,10	24,34	29,49
1089	98,83	97,49	100,00	96,90
1108	87,77	82,30	68,48	78,94
1115	34,82	27,96	12,72	22,18
2054	73,62	98,21	99,73	86,02
2135	59,18	40,14	27,57	31,90
2615	22,40	32,21	33,20	13,43
2617	76,15	70,30	67,82	58,10
1	75,87	70,25	67,60	58,06
2160	30,13	19,80	6,65	16,71
2124	41,66	29,57	14,94	20,23
2155	49,39	47,18	30,01	32,22
2164	47,05	58,15	63,43	43,61
2163	61,62	67,34	72,56	43,29
2169	25,12	30,60	22,21	14,77
2170	23,62	26,21	12,28	10,37
2173	13,64	19,94	16,05	5,05
2168	14,06	15,05	5,98	5,23
4056	80,37	74,24	67,24	70,56

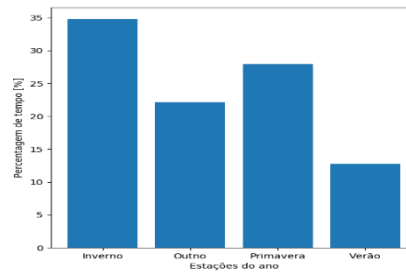
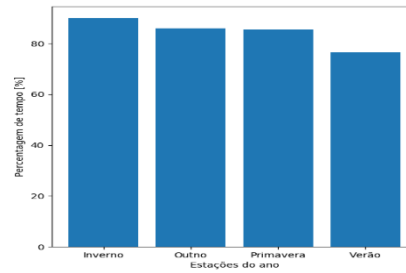


Figura V. 7: Tabela de percentagens de tempo em que a capacidade estimada da linha é 30% maior ou igual à capacidade estimada vs. Representação gráfica das mesmas para as linhas com os códigos 1616 e 1115

No gráfico da anterior Figura V.7 é possível perceber-se que as linhas com os códigos 1010 e 1015 nas estações de inverno e outono, apresentam uma capacidade estimada superior, no mínimo, a 30% da capacidade pré-estabelecida para o intervalo de tempo de cada estação. O mesmo se observa para a linha 1089 durante o verão.

Numa primeira abordagem seria de esperar que os valores de percentagem de tempo em que a linha se encontra com uma capacidade 30% superior à capacidade pré-estabelecida deveriam tomar valores mínimos no verão. Contudo o efeito do vento e o facto da capacidade pré-estabelecida tomar valores mínimos para a referente estação, influenciam o resultado de forma a ocorrer situações como a linha 1089, que durante o verão inteiro, para o periodo de tempo observado, apresenta uma percentagem de tempo superior a 30%.

CAPÍTULO VI – Campanha experimental

O parque eólico encontra-se localizado numa cumeada paralela ao Vale Cobrão. Este vale constitui uma zona de interesse para estudos de escoamento atmosférico devido ao facto de ser quase perpendicular à direção do vento predominante da região. À sua volta existe um conjunto de infraestrutura de sensores montado com a finalidade de caracterizar um conjunto de variáveis meteorológicas, sendo o vento uma delas. As torres encontram-se distribuídas em 4 direções, sendo estas noroeste (TNW), nordeste (RNE), sudoeste (RSW) e sudeste (TSE). Existe também uma linha de torres que se encontram localizadas no interior do vale (V0). A seguinte Figura contém uma lista dos sensores utilizados, as coordenadas das estações nos diferentes sistemas de coordenadas e as diferentes elevações das mesmas face ao nível médio do mar.

Quadro VI. 1: Coordenadas das torres instaladas no Vale Cobrão

Sensores	Coordenadas WGS84		Coordenadas ETRS89 proj. TM(PT-TM06)		Coordenadas ED50 UTM(29)		Coordenadas ED50 UTM(29)		Elevação [m]
	Long	Lat	Long	Lat	Long	Lat	Long	Lat	
m_v01	743°47,75" W	39°42' 29,23" N	34575,06E	4503,58N	608396,32	4336346,82	-07° 43' 42,738"	39° 42' 33,672"	340
m_v03	743°47,75" W	39°42' 35,55" N	34235,98E	4636,84N	608394,16	4336541,67	-07° 43' 42,738"	39° 42' 39,932"	320
m_v04	744° 13,85" W	39° 42' 44,73" N	33351,14E	4978,78N	608368,67	4336815,32	-07° 44' 08,837"	39° 42' 49,172"	320
m_v05	744° 19,55" W	39° 42' 49,41" N	33814,75E	5122,545N	608230,31	4336358,3	-07° 44' 14,537"	39° 42' 53,852"	300
m_v06	744° 24,17" W	39° 42' 53,18" N	33704,27E	5236,11N	608119,27	4337072,38	-07° 44' 19,157"	39° 42' 57,622"	300
m_v07	744° 37,38" W	39° 43' 0,32" N	33388,58E	5457,11N	607801,65	4337288,7	-07° 44' 32,366"	39° 43' 04,762"	300
rnc01	743° 34,61" W	39° 42' 37,32" N	34886,81E	4772,73N	609306,02	4336619,18	-07° 43' 29,598"	39° 42' 42,362"	460
rnc02	743° 40,86" W	39° 42' 41,32" N	34737,46E	4877,19N	609155,7	4336721,89	-07° 43' 35,848"	39° 42' 45,762"	480
rnc03	743° 45,32" W	39° 42' 46,15" N	34630,65E	5025,52N	609047,39	4336869,3	-07° 43' 40,307"	39° 42' 50,532"	460
rnc04	743° 54,33" W	39° 42' 54,49" N	34414,87E	5281,94N	608829,21	4337123,39	-07° 43' 49,317"	39° 42' 58,932"	460
rnc06	744° 4,27" W	39° 43' 3,77" N	34178,28E	5565,25N	608593,95	4337404,33	-07° 43' 59,197"	39° 43' 08,152"	460
rnc07	744° 16,40" W	39° 43' 13,05" N	33886,57E	5852N	608295,66	4337688,2	-07° 44' 11,386"	39° 43' 17,492"	460
rzw01	744° 23,33" W	39° 42' 6,65" N	33730,43E	3803,31N	608153,43	4336638,7	-07° 44' 18,318"	39° 42' 11,093"	480
rzw02	744° 27,39" W	39° 42' 9,84" N	33633,5E	3901,2N	608061,36	4335735,7	-07° 44' 22,378"	39° 42' 14,283"	480
rzw03	744° 30,04" W	39° 42' 13,27" N	33569,86E	4006,84N	607996,77	4335840,56	-07° 44' 25,027"	39° 42' 17,713"	480
rzw04	744° 34,89" W	39° 42' 16,55" N	33453,6E	4169,17N	607878,39	4336001,73	-07° 44' 29,877"	39° 42' 22,993"	480
rzw05	744° 45,64" W	39° 42' 30,88" N	33195,8E	4548,3N	607617,67	4336378,29	-07° 44' 40,627"	39° 42' 35,323"	480
rzw06	744° 50,14" W	39° 42' 35,36" N	33087,37E	4686,07N	607508,58	4336514,31	-07° 44' 45,127"	39° 42' 39,803"	480
rzw07	745° 1,22" W	39° 42' 45,67" N	32822,82E	5000,93N	607240,34	4336827,25	-07° 44' 56,206"	39° 42' 50,053"	500
rzw08	745° 4,97" W	39° 42' 50,19" N	32734,37E	5141,9N	607150,5	4336967,23	-07° 44' 59,836"	39° 42' 54,633"	500
tnw01	745° 10,17" W	39° 42' 33,39" N	32611,28E	4623,17N	607032,46	4336447,52	-07° 45' 05,156"	39° 42' 37,833"	300
tnw02	745° 2,04" W	39° 42' 37,48" N	32804,29E	4750,27N	607224,3	4336576,32	-07° 44' 57,026"	39° 42' 41,923"	400
tnw03	744° 57,26" W	39° 42' 41,06" N	32917,67E	4860,89N	607336,59	4336688,28	-07° 44' 52,246"	39° 42' 45,503"	500
tnw04	744° 47,12" W	39° 42' 44,37" N	33158,81E	4964,16N	607576,61	4336793,7	-07° 44' 42,107"	39° 42' 48,813"	400
tnw05	744° 45,23" W	39° 42' 46,86" N	33203,54E	5041,16N	607620,54	4336871,1	-07° 44' 40,217"	39° 42' 51,303"	380
tnw06	744° 35,57" W	39° 42' 52,76" N	33434,16E	5224,15N	607849,44	4337056,24	-07° 44' 30,497"	39° 42' 57,202"	340
tnw07	744° 29,07" W	39° 42' 56,86" N	33587,18E	5351,36N	608001,01	4337184,8	-07° 44' 24,057"	39° 43' 01,302"	300
tnw08	744° 22,23" W	39° 43' 0,98" N	33749,53E	5479,08N	608162,08	4337314,11	-07° 44' 17,217"	39° 43' 05,422"	340
tnw09	744° 17,40" W	39° 43' 4,49" N	33864,06E	5587,77N	608275,56	4337423,95	-07° 44' 12,387"	39° 43' 08,932"	400
tnw10	744° 13,70" W	39° 43' 5,78" N	33952,07E	5628,1N	608363,1	4337464,96	-07° 44' 08,687"	39° 43' 10,222"	420
tnw11	744° 9,86" W	39° 43' 7,98" N	34043,02E	5696,25N	608453,57	4337534,08	-07° 44' 04,847"	39° 43' 12,422"	420
tnw12	744° 7,64" W	39° 43' 8,65" N	34095,8E	5717,1N	608506,14	4337555,48	-07° 44' 02,627"	39° 43' 13,092"	420
tnw13	744° 5,74" W	39° 43' 10,59" N	34140,92E	5777,09N	608550,53	4337615,93	-07° 44' 00,727"	39° 43' 15,032"	380
tnw14	744° 2,37" W	39° 43' 11,88" N	34220,32E	5817,32N	608630,2	4337656,83	-07° 43' 57,357"	39° 43' 16,322"	340
tnw15	744° 0,18" W	39° 43' 12,72" N	34272,37E	5843,29N	608681,98	4337683,47	-07° 43' 55,167"	39° 43' 17,162"	320
tnw16	743° 56,95" W	39° 43' 13,53" N	34349,78E	5868,89N	608758,53	4337709,53	-07° 43' 51,337"	39° 43' 17,972"	300
tse01	744° 55,61" W	39° 42' 11,27" N	32960,86E	3942,3N	607388,69	4335770,38	-07° 44' 50,597"	39° 42' 15,713"	260
tse02	744° 43,02" W	39° 42' 17,58" N	33260,11E	4138,28N	607685,8	4335969,11	-07° 44' 38,007"	39° 42' 22,023"	380
tse04	744° 37,37" W	39° 42' 21,47" N	33394,18E	4258,81N	607818,67	4336090,92	-07° 44' 32,357"	39° 42' 25,913"	480
tse05	744° 31,24" W	39° 42' 24,82" N	33539E	4362N	607963,2	4336196,25	-07° 44' 26,227"	39° 42' 29,263"	440
tse06	744° 27,15" W	39° 42' 28,84" N	33636,59E	4487,36N	608058,85	4336321,56	-07° 44' 22,137"	39° 42' 33,283"	400
tse07	744° 19,43" W	39° 42' 28,82" N	33820,594E	4487,364N	608242,7	4336323,53	-07° 44' 14,417"	39° 42' 33,263"	380
tse08	744° 12,80" W	39° 42' 33,55" N	33977,69E	4634,04N	608398,53	4336471,58	-07° 44' 07,787"	39° 42' 37,992"	340
tse09	744° 5,40" W	39° 42' 40,36" N	34153,02E	4844,78N	608571,78	4336684,02	-07° 44' 00,387"	39° 42' 44,802"	320
tse10	744° 0,30" W	39° 42' 42,88" N	34274,35E	4922,95N	608632,12	4336763,43	-07° 43' 55,287"	39° 42' 47,322"	340
tse11	743° 57,77" W	39° 42' 44,50" N	34334,33E	4973,22N	608751,66	4336814,23	-07° 43' 52,757"	39° 42' 48,942"	360
tse12	743° 52,98" W	39° 42' 46,78" N	34446,07E	5044,25N	608864,72	4336886,14	-07° 43' 47,967"	39° 42' 51,222"	420
tse13	743° 49,38" W	39° 42' 48,37" N	34533,6E	5121,01N	608943,49	4336954,87	-07° 43' 44,367"	39° 42' 53,412"	460

Estudo de escoamento atmosférico

A caracterização do vento pode ser feita através de 3 formas diferentes, sendo estas a medição remota, que utiliza a tecnologia Lidar ou Sodar, medição em pontos (*ou in situ*) constituída por torres meteorológicas situadas criteriosamente ou através de simulações CFD (*Computational Fluid Dynamics*).

A infraestrutura montada no Vale conta com um conjunto de sensores que medem diferentes propriedades do ar. No âmbito da caracterização do vento, a infraestrutura conta com torres meteorológicas, algumas dotadas de anemômetros ultraônicos, e com três Windscanners (sensores com tecnologia de base LIDAR). Os três sensores Windscanner foram instalados de forma a estudar-se o escoamento tridimensional no parque, contudo a sua utilização prevê que os três operem em simultâneo, pois não sendo esse o caso, os mesmos cessam a sua operação. A quantidade de medições dentro do intervalo de tempo em que os mesmos tiveram em operação é baixa relativamente aos sensores anemométricos, pois o sobreaquecimento de um único sensor obriga a que o mesmo, por questões de salvaguarda do equipamento, se desligue. Como foi referido anteriormente, os sensores só trabalham em simultâneo pelo que se um se desligar, os outros não iram realizar mais medições até estarem os três sensores a funcionar em simultâneo. Portanto optou-se por utilizar unicamente os dados provenientes dos sensores instalados nas torres meteorológicas.

As torres meteorológicas são constituídas por um ou mais sensores, sendo as de interesse para o estudo as que contêm sensores anemométricos. Estes sensores medem as componentes (u,v e w) do vento a diferentes alturas e a partir destas componentes é possível calcular-se as duas variáveis do vento de interesse (intensidade de velocidade de vento horizontal e a direção da mesma). Pese embora se possa calcular as variáveis de interesse através das componentes, o equipamento, se programado, efetua os cálculos automaticamente e providencia ao utilizador estes valores, pelo que não é necessário efetuar os cálculos. Na seguinte Figura encontra-se um esquema de representação de uma torre meteorológicas com dois sensores anemométricos instalados.

Tower station 32

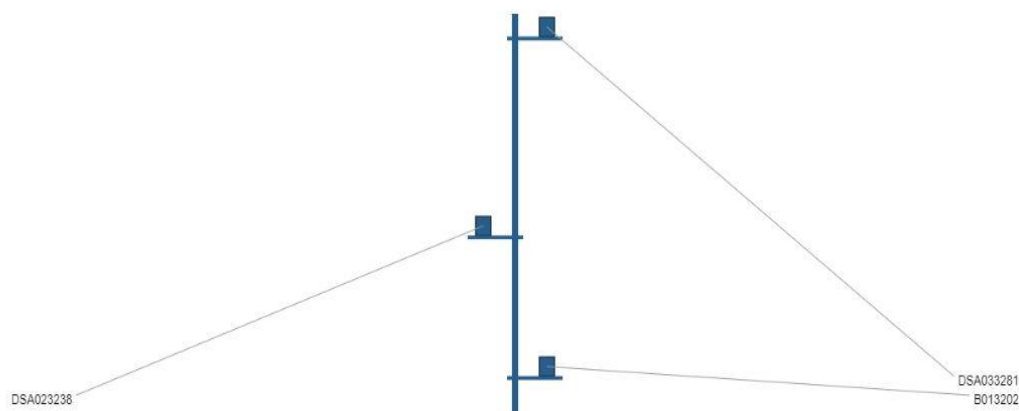


Figura VI. 1: Representação esquemática de uma torre anemométrica, onde o código DSA refere-se ao tipo de sensor [fonte: (Perdigão Field Experiment 2020)]

Processamento de dados de vento

Os dados de vento obtidos nas experiências realizadas na zona do Perdigão encontram-se disponibilizados em (Perdigão Field Experiment 2020) onde é possível selecionar-se os sensores de interesse e baixar ficheiros diários com as séries temporais das variáveis medidas pelos sensores. A organização dos dados provenientes de (Perdigão Field Experiment 2020) é um processo complexo que envolve um conjunto de passos, até os mesmos estarem organizados em diferentes ficheiros que se encontram em formatos legíveis para softwares de CFD. Na maioria dos softwares, os formatos legíveis mais padronizados são os formatos *.txt, com as colunas divididas por vírgulas ou em formato *.csv.

Quadro VI. 2: Rotina utilizada para se aceder aos dados provenientes das torres

Passo	Descrição
I	Realizar uma pré-análise dos ficheiros, utilizando um software que consiga ler os mesmos, de forma a identificar os nomes atribuídos a cada variável medida, os intervalos de tempo entre medições e informações que podem ser úteis para a organização dos dados.
II	Identificar o melhor software para abrir os ficheiros com as séries temporais devido ao facto de se tratar de uma grande quantidade de dados.
III	Verificar a presença de medições de variáveis de interesse dentro das medições realizadas (i.e., velocidade vertical, direção ou componentes u e v), aferir sobre os sensores onde não existam medições de todo, ver, para as datas de medições disponibilizadas, as datas em que não existem medições e identificar as alturas medidas por cada sensor.
IV	Criar para cada sensor uma matriz contendo, pelo menos, uma coluna com a indicação do intervalo de tempo de forma legível e as restantes com as séries temporais completas de intensidade e direção para cada altura de medição, ou no caso de estarem incompletas, com um número que represente que a medição é inválida para o intervalo de tempo em que não existir dados.

Na seguinte Figura encontra-se um histograma contendo a percentagem de medições, tomando por base o valor total de medições que se iria obter, caso os sensores todos estivessem em funcionamento para os dias fornecidos.

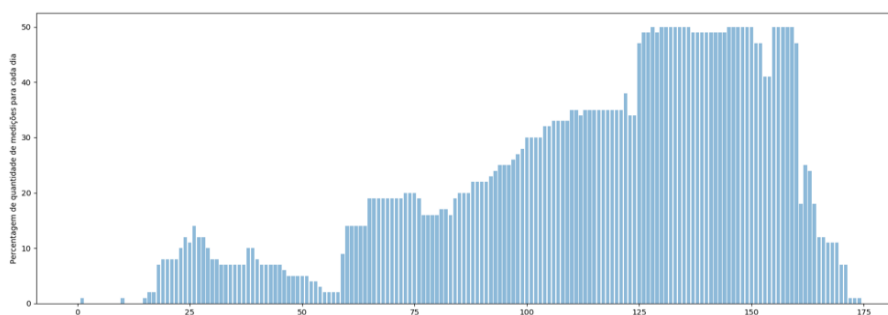


Figura VI. 2: Histograma de percentagem de ocorrências de medições

De forma a se poder efetuar a simulação com recurso a um programa CFD, é necessário que exista um conjunto de informações relativamente às estações que não se encontra disponibilizado em (Perdigão Field Experiment 2020). Estas informações dizem respeito às coordenadas utilizadas pelo software CFD que não correspondem às mesmas que são disponibilizadas. Este processo é deveras importante pois, a utilização de sistemas de coordenadas diferentes, pode implicar uma análise errática devido ao facto dos inputs se encontrarem em localizações que não correspondem à realidade. Para tal deve-se efetuar um conjunto de transformações de coordenadas no sistema de referência em que as mesmas se encontram, para o sistema de coordenadas utilizado no

software CFD. O IGeoE (Centro de Informação geoespacial do Exército) fornece uma ferramenta on-line onde se pode efetuar transformações de coordenadas. Outra informação necessária para o âmbito da geolocalização é a identificação da zona de tempo em que as mesmas se encontram. Uma vez que o Perdigão se situa em Portugal continental, utiliza-se o UTC + 00:00 referente ao meridiano de Greenwich que é válido para a Europa do Oeste.

Tratamento de dados input provenientes das torres

Para se efetuar a simulação do escoamento atmosférico no WindSim utilizando os dados provenientes da campanha experimental, realizou-se o processamento dos dados utilizando a linguagem python de modo a organizar os dados em ficheiros *.csv para cada torre. Desta forma obteve-se uma melhor visão sobre a quantidade de medições que estavam presentes na base de dados. Este passo foi importante pois devido à quantidade de séries que se encontravam nulas no início, que poderiam induzir o utilizador em erro no momento de processar as mesmas.

Windographer

Tendo os dados processados em formato *.csv, utilizou-se o Windographer para dar continuidade ao processamento dos mesmos. Os ficheiros foram inseridos no Windographer utilizando o sistema de coordenadas ED50, sendo que se utilizou o UTM -29 (29N). Uma vez inseridos no Windographer, foi possível ver de forma gráfica as séries de sensores que continham um número de medições significativa e também se obteve os parâmetros estatísticos utilizados no setor eólico, sendo estes os histogramas de frequência de velocidades contendo uma curva com o melhor ajuste da distribuição de Weibull e também a rosa de ventos referente a cada sensor. Com estas informações consultou-se um perito da área do LNEG que realizou uma pré-seleção das torres/sensores que iriam ser inseridos no WindSim.

Uma vez que os dados de vento visam estimar o vento à altitude das linhas de distribuição da rede elétrica, definiu-se que os sensores pré-selecionados iriam ser filtrados seguindo o seguinte conjunto de critérios:

- a) Selecionar sensores localizados em torres que se encontrem perto da zona das linhas;
- b) Selecionar sensores que se encontrem a uma altitude de aproximadamente 30 metros em relação ao solo devido ao facto de esta ser a altitude a que as linhas de distribuição se encontram;
- c) Selecionar sensores que apresentem uma quantidade de dados significativa, face aos dados fornecidos;

Seguindo o critério de seleção anteriormente definido, obteve-se um conjunto de torres que irão ser apresentadas de seguida.

Torre RSW03

No Quadro VI.3 encontra-se informações sobre a torre no que diz respeito às alturas em que os sensores estão colocados, ângulo medido e o ID.

Quadro VI. 3: Torre RSW03 (Sensores)

Torre	Altura medida	Ângulo medido	ID da torre
RSW03	10	147,09	34
	20	145,55	
	30	143,94	
	40	142,33	
	60	140,43	

No Quadro VI.4 encontra-se as coordenadas nos diferentes sistemas de coordenadas sendo estes o WGS84, o ETRS89 [proj. TM(PT-TM06)], ED50 UTM(29) e elevação em metros.

Quadro VI. 4: Coordenadas da torre RSW03 (1-WGS84, 2-ETRS89 e 3-ED50)

1		2		3		Elevação [m]
Long	Lat	Long	Lat	Long	Lat	
7°44'30,04"W	39°42'13,27"N	33569,86E	4006,84N	607996,77	4395840,56	480

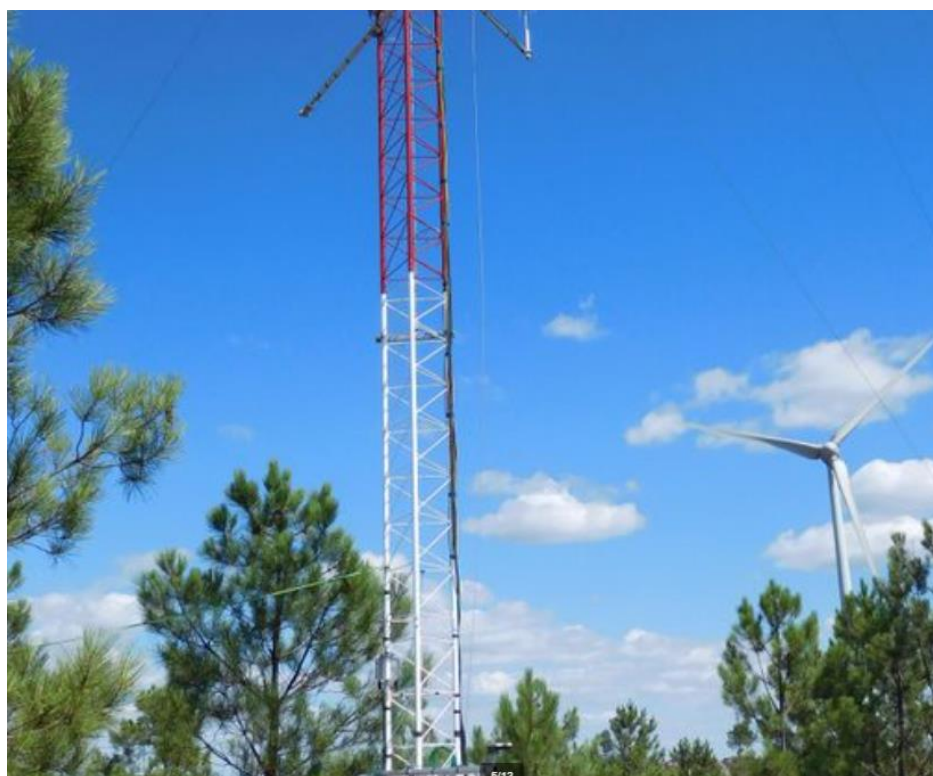


Figura VI. 3: Torre RSW03 [Fonte: (Perdigão Field Experiment 2020)]

Sensor escolhido

O sensor escolhido proveniente da torre RSW03 foi o sensor que se encontra à altura de 30 metros. Os parâmetros estatísticos (curva de Weibull e Rosa de Ventos) do sensor escolhido encontram-se no anexo D.

Sensor RSW06

No Quadro VI.5 encontra-se informações sobre a torre no que diz respeito às alturas em que os sensores estão colocados, ângulo medido e o ID.

Quadro VI. 5: Torre RSW06 (sensores)

Sensor	Altura medida	Ângulo medido	ID da torre
RSW06	10	154,14	37
	20	143,87	
	30	142,67	
	40	141,85	
	60	149,34	

No Quadro VI.6 encontra-se as coordenadas nos diferentes sistemas de coordenadas sendo estes o WGS84, o ETRS89 [proj. TM(PT-TM06)], ED50 UTM(29) e elevação em metros.

Quadro VI. 6: Coordenadas da torre RSW06 (1-WGS84, 2-ETRS89 e 3-ED50)

1		2		3		Elevação [m]
Long	Lat	Long	Lat	Long	Lat	
7°44'50,14"W	39°42'35,36"N	33087,97E	4686,07N	607508,58	4396514,91	480



Figura VI. 4: Torre RSW03 [Fonte: (Perdigão Field Experiment 2020)]

Sensor escolhido

O sensor escolhido proveniente da torre RSW06 foi o sensor que se encontra à altura 30 metros. Os parâmetros estatísticos (curva de Weibull e Rosa de Ventos) do sensor escolhido encontram-se no anexo D.

Sensor TNW01

No Quadro VI.7 encontra-se informações sobre a torre no que diz respeito às alturas em que os sensores estão colocados, ângulo medido e o ID.

Quadro VI. 7: Torre TNW01 (sensores)

Sensor	Altura medida	Ângulo medido	ID da torre
TNW01	2	141,81	1
	10	143,92	
	20	141,83	

No Quadro VI.8 encontra-se as coordenadas nos diferentes sistemas de coordenadas sendo estes o WGS84, o ETRS89 [proj. TM(PT-TM06)], ED50 UTM(29) e elevação em metros.

Quadro VI. 8: Coordenadas da torre TNW01 (1-WGS84, 2-ETRS89 e 3-ED50)

1		2		3		Elevação [m]
Long	Lat	Long	Lat	Long	Lat	
7°45'10,17"W	39°42'33,39"N	32611,28E	4623,17N	607032,46	4396447,52	300



Figura VI. 5: Torre TNW01 [Fonte: (Perdigão Field Experiment 2020)]

Sensor escolhido

O sensor escolhido proveniente da torre TNW01 foi o sensor que se encontra à altura 20 metros. Os parâmetros estatísticos (curva de Weibull e Rosa de Ventos) do sensor escolhido encontram-se no anexo D.

Sensor TNW02

No Quadro VI.9 encontra-se informações sobre a torre no que diz respeito às alturas em que os sensores estão colocados, ângulo medido e o ID.

Quadro VI. 9: Torre TNW02 (sensores)

Sensor	Altura medida	Ângulo medido	ID da torre
TNW02	2	305,19	2
	10	125,09	
	20	127,35	

No Quadro VI.10 encontra-se as coordenadas nos diferentes sistemas de coordenadas sendo estes o WGS84, o ETRS89 [proj. TM(PT-TM06)], ED50 UTM(29) e elevação em metros.

Quadro VI. 10: Coordenadas da torre TNW02 (1-WGS84, 2-ETRS89 e 3-ED50)

1		2		3		Elevação [m]
Long	Lat	Long	Lat	Long	Lat	
7°45'2,04"W	39°42'37,48"N	32804,29E	4750,27N	607224,3	4396576,32	400



Figura VI. 6: Torre TNW02 [Fonte: (Perdigão Field Experiment 2020)]

Sensor escolhido

O sensor escolhido proveniente da torre TNW02 foi o sensor que se encontra à altura 20 metros. Os parâmetros estatísticos (curva de Weibull e Rosa de Ventos) do sensor escolhido encontram-se no anexo D.

Sensor TNW03

No Quadro VI.11 encontra-se informações sobre a torre no que diz respeito às alturas em que os sensores estão colocados, ângulo medido e o ID.

Quadro VI. 11: Torre TNW03 (sensores)

Sensor	Altura medida	Ângulo medido	ID da torre
TNW03	2	[-]	3
	10	111,75	

No Quadro VI.12 encontra-se as coordenadas nos diferentes sistemas de coordenadas sendo estes o WGS84, o ETRS89 [proj. TM(PT-TM06)], ED50 UTM(29) e elevação em metros.

Quadro VI. 12: Coordenadas da torre TNW03 (1-WGS84, 2-ETRS89 e 3-ED50)

1		2		3		Elevação [m]
Long	Lat	Long	Lat	Long	Lat	
7°45'2,04"W	39°42'37,48"N	32804,29E	4750,27N	607224,3	4396576,32	400



Figura VI. 7: Torre TNW03 [Fonte: (Perdigão Field Experiment 2020)]

Sensor escolhido

O sensor escolhido proveniente da torre TNW03 foi o sensor que se encontra à altura 10 metros. Os parâmetros estatísticos (curva de Weibull e Rosa de Ventos) do sensor escolhido encontram-se no anexo D.

Sensor TNW04

No Quadro VI.13 encontra-se informações sobre a torre no que diz respeito às alturas em que os sensores estão colocados, ângulo medido e o ID.

Quadro VI. 13: Torre TNW04 (sensores)

Sensor	Altura medida	Ângulo medido	ID da torre
TNW04	2	125,96	4
	4	126,49	
	6	125,94	
	8	126,24	
	10	125,99	
	12	307,61	
	20	303,38	

No Quadro VI.14 encontra-se as coordenadas nos diferentes sistemas de coordenadas sendo estes o WGS84, o ETRS89 [proj. TM(PT-TM06)], ED50 UTM(29) e elevação em metros.

Quadro VI. 14: Coordenadas da torre TNW04 (1-WGS84, 2-ETRS89 e 3-ED50)

1		2		3		Elevação [m]
Long	Lat	Long	Lat	Long	Lat	
7°45'2,04"W	39°42'37,48"N	32804,29E	4750,27N	607224,3	4396576,32	400



Figura VI. 8: Torre TNW04 [Fonte: (Perdigão Field Experiment 2020)]

Sensor escolhido

O sensor escolhido proveniente da torre TNW04 foi o sensor que se encontra à altura 20 metros. Os parâmetros estatísticos (curva de Weibull e Rosa de Ventos) do sensor escolhido encontram-se no anexo D.

Sensor TSE01

No Quadro VI.15 encontra-se informações sobre a torre no que diz respeito às alturas em que os sensores estão colocados, ângulo medido e o ID.

Quadro VI. 15: Torre TSE01 (sensores)

Sensor	Altura medida	Ângulo medido	ID da torre
TSE01	10	117,50	17
	28,79	115,93	

No Quadro VI.16 encontra-se as coordenadas nos diferentes sistemas de coordenadas sendo estes o WGS84, o ETRS89 [proj. TM(PT-TM06)], ED50 UTM(29) e elevação em metros.

Quadro VI. 16: Coordenadas da torre TSE01 (1-WGS84, 2-ETRS89 e 3-ED50)

1		2		3		Elevação [m]
Long	Lat	Long	Lat	Long	Lat	
7°45'2,04"W	39°42'37,48"N	32804,29E	4750,27N	607224,3	4396576,32	400



Figura VI. 9: Torre TSE01 [Fonte: (Perdigão Field Experiment 2020)]

Sensor escolhido

O sensor escolhido proveniente da torre TSE01 foi o sensor que se encontra à altura 28,79 metros. Os parâmetros estatísticos (curva de Weibull e Rosa de Ventos) do sensor escolhido encontram-se no anexo D.

Sensor TSE04

No Quadro VI.17 encontra-se informações sobre a torre no que diz respeito às alturas em que os sensores estão colocados, ângulo medido e o ID.

Quadro VI. 17: Torre TSE04 (sensores)

Sensor	Altura medida	Ângulo medido	ID da torre
TSE04	10	137,73	20
	20	135,05	
	30	135,00	
	40	134,57	
	60	134,88	
	78	135,42	
	100	136,33	

No Quadro VI.18 encontra-se as coordenadas nos diferentes sistemas de coordenadas sendo estes o WGS84, o ETRS89 [proj. TM(PT-TM06)], ED50 UTM(29) e elevação em metros.

Quadro VI. 18: Coordenadas da torre TSE04 (1-WGS84, 2-ETRS89 e 3-ED50)

1		2		3		Elevação [m]
Long	Lat	Long	Lat	Long	Lat	
7°44'37,37"W	39°42'21,47"N	33394,18E	4258,87N	607818,67	4396090,92	400

Sensor escolhido

O sensor escolhido proveniente da torre TSE04 foi o sensor que se encontra à altura 30 metros. Os parâmetros estatísticos (curva de Weibull e Rosa de Ventos) do sensor escolhido encontram-se no anexo D.

Após a seleção dos sensores que foram utilizados no WindSim, exportou-se os dados dos mesmos, a partir do Windographer, para ficheiros de vento que são legíveis para o WindSim no formato *.wvs. Este formato contém a informação da altura de medição do sensor, coordenadas e os valores de velocidade de vento ficam organizados por bins de velocidade (de 1 ms⁻¹) e por setores de medição (espaçados entre 30°).

```

version : 43
site name : rsw01Perdigão.csv
measurement period : 29/11/2016 00:00 - 02/07/2017 00:00
site position : 33730.49 3803.31
coordinate system : 3
measurement height : 20.0
number of sectors : 12
number of bins : 20
total records : 34149

```

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0.043896	0.291868	0.136022	0.026033	0.009107	0.016955	0.057542	0.148116	0.163226	0.068465	0.019854	0.018917	
1 0.0 - 1.0	0.002138	0.002489	0.003280	0.001259	0.001025	0.001903	0.003104	0.003221	0.002167	0.001757	0.001406	0.001581
2 1.0 - 2.0	0.010015	0.015520	0.011567	0.005505	0.002899	0.005417	0.013588	0.018039	0.014232	0.009605	0.006647	0.005417
3 2.0 - 3.0	0.011421	0.028522	0.016194	0.008668	0.003192	0.004188	0.018478	0.028581	0.020498	0.012211	0.008434	0.005622
4 3.0 - 4.0	0.007584	0.036429	0.018595	0.004978	0.001201	0.002489	0.010688	0.026267	0.024627	0.010191	0.002665	0.003690
5 4.0 - 5.0	0.005330	0.036282	0.018273	0.003309	0.000556	0.001669	0.004656	0.022636	0.024686	0.008492	0.000586	0.001611
6 5.0 - 6.0	0.003719	0.036780	0.017102	0.001171	0.000146	0.000439	0.002548	0.015462	0.025652	0.010366	0.000117	0.000703
7 6.0 - 7.0	0.002196	0.040265	0.013851	0.000527	0.000059	0.000439	0.002167	0.011626	0.023720	0.008053	0.000000	0.000264
8 7.0 - 8.0	0.001142	0.031275	0.009224	0.000322	0.000029	0.000176	0.001142	0.007643	0.015930	0.004685	0.000000	0.000029
9 8.0 - 9.0	0.000322	0.025037	0.007848	0.000176	0.000000	0.000088	0.000586	0.005447	0.006559	0.001962	0.000000	0.000000
10 9.0 - 10.0	0.000029	0.016897	0.007907	0.000088	0.000000	0.000000	0.000293	0.005417	0.003309	0.000820	0.000000	0.000000
11 10.0 - 11.0	0.000000	0.010513	0.005271	0.000029	0.000000	0.000088	0.000293	0.001962	0.001142	0.000293	0.000000	0.000000
12 11.0 - 12.0	0.000000	0.006735	0.003309	0.000000	0.000000	0.000059	0.000000	0.001171	0.000527	0.000000	0.000000	0.000000
13 12.0 - 13.0	0.000000	0.003455	0.001669	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000586	0.000117	0.000029	0.000000	0.000000
14 13.0 - 14.0	0.000000	0.001347	0.001406	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000059	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
15 14.0 - 15.0	0.000000	0.000293	0.000351	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
16 15.0 - 16.0	0.000000	0.000029	0.000146	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
17 16.0 - 17.0	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
18 17.0 - 18.0	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
19 18.0 - 19.0	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
20 19.0 - 20.0	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000

Figura VI. 10: Formato *.WVS

CAPÍTULO VIII – Simulação no WindSim

Conversão do mapa proveniente do Wasp

Uma vez tendo os dados provenientes da campanha experimental processados, passou-se para a realização da simulação no software do WindSim. Para este efeito foi fornecido um mapa da zona do Perdígão proveniente do software Wasp. Este mapa encontrava-se em formato *.map para o formato *.gws (formato utilizado pelo software Wasp – Geosoft Workspace File), que não é legível no software WindSim. Portanto foi necessário efetuar uma conversão do ficheiro de modo a ficar legível no WindSim. Desta forma Utilizou-se a ferramenta “Convert Terrain Model” das “Tools” no menu contextual do WindSim. O formato *.gws contém as informações sobre



Figura VII. 1: Diagrama de processos para conversão de mapas

Módulo de terreno

O módulo terreno é o primeiro módulo que tem de ser corrido no âmbito deste projeto. Dentro do mesmo é gerado um modelo 3D do local de interesse. Esta simulação envolve escolher a extensão vertical e horizontal do volume que vai ser simulado através de um ficheiro *.gws que contém informação sobre a elevação e a rugosidade do local.

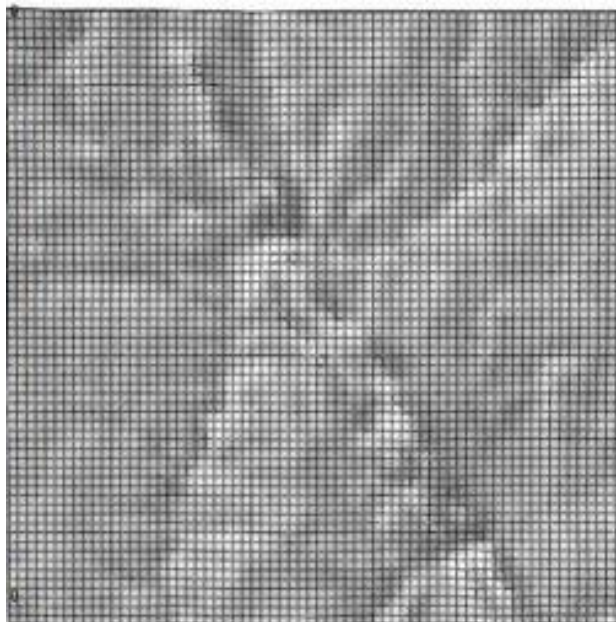


Figura VII. 2: Mapa de elevação 2D do Vale Cobreão com textura

Módulo Campos de Vento

Dentro deste módulo é feita a simulação de campos de vento através da resolução das soluções médias de Reynolds para as equações de Navier Stokes. As variáveis que podem ser calculadas através das mesmas são a pressão, as componentes de velocidade de vento, a energia cinética turbulenta e a taxa de dissipação de turbulência.

Após a consulta de um perito da área de estudos de escoamento atmosférico, definiu-se as condições fronteira e, como tal, efetuou-se as seguintes escolhas:

- Nesta simulação optou-se por não se realizar o nesting;
- Escolheu-se 12 setores de medição à figura do setor eólico;
- Definiu-se que a camada limite se encontra a 500 metros e que a velocidade do vento acima da mesma seria de 10 ms^{-1} ;
- Definiu-se que a condição fronteira da camada limite seria de pressão constante;
- Não se utilizou resultados de simulações anteriores como input para a simulação atual;

Date	Time	Sector	Nesting	Height_BL	Speed_BL	Top_BC	Restart
14.10.21	11:00:54	000	No	500.0	10.0	fix pres.	No
14.10.21	11:01:57	030	No	500.0	10.0	fix pres.	No
14.10.21	11:03:00	060	No	500.0	10.0	fix pres.	No
14.10.21	11:04:07	090	No	500.0	10.0	fix pres.	No
14.10.21	11:05:10	120	No	500.0	10.0	fix pres.	No
14.10.21	11:06:15	150	No	500.0	10.0	fix pres.	No
14.10.21	11:07:16	180	No	500.0	10.0	fix pres.	No
14.10.21	11:08:15	210	No	500.0	10.0	fix pres.	No
14.10.21	11:09:14	240	No	500.0	10.0	fix pres.	No
14.10.21	11:10:21	270	No	500.0	10.0	fix pres.	No
14.10.21	11:11:38	300	No	500.0	10.0	fix pres.	No
14.10.21	11:12:50	330	No	500.0	10.0	fix pres.	No

Figura VII. 3: Propriedades do modulo campos de vento para cada setor

De seguida definiu-se que o modelo que iria ser utilizado para todos os setores seria o standard k-epsilon, que a densidade do ar seria de $1,225 \text{ kg/m}^3$ e que a temperatura não iria ser calculada. Posto isto passou-se à definição dos seguintes parâmetros que são necessários para a simulação que se encontram presentes na seguinte Figura.

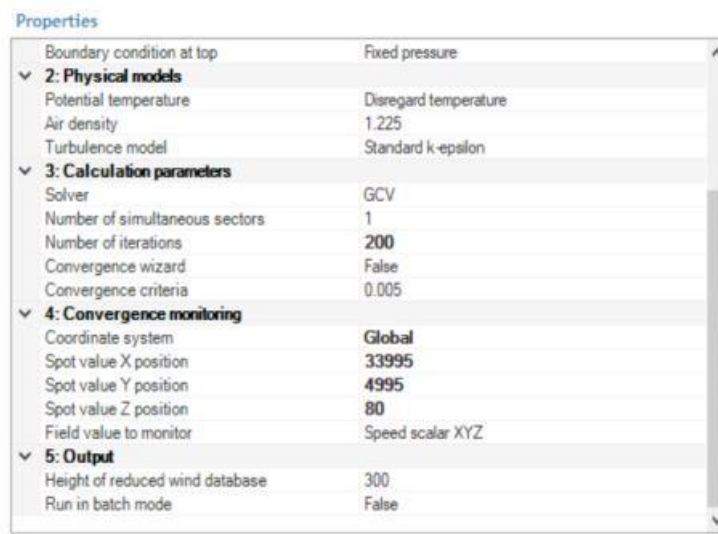


Figura VII. 4: Propriedades do módulo campo de vento

Módulo Objetos

Dentro deste módulo inseriu-se os dados das estações previamente tratadas no Windographer, também se inseriu turbinas eólicas no local dos pontos da linha para se obter uma visualização das mesmas distinguindo-se das estações anemométricas.

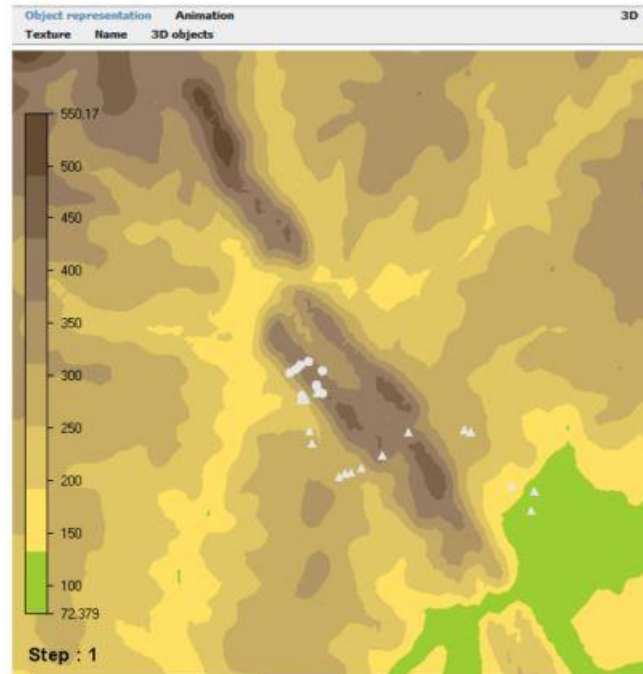


Figura VII. 5: Layout dos pontos da linha e das torres (as bolas representam as torres e os triângulos representam os pontos da linha)

Módulo Recursos de Vento

Dentro deste módulo obteve-se os resultados em formato txt que contém os valores de velocidade do vento simulados no WindSim para um instante no formato apresentado na figura VII.6.

x[m]	y[m]	z[m]	V_mean[m/s]	TI_amb_mean[%]	Inflow	angle[deg]	Wind shear exp.	TI_amb_90_15m/s_bin[%]
------	------	------	-------------	----------------	--------	------------	-----------------	------------------------

Figura VII. 6: Propriedades do vento proveniente dos resultados

Resultados obtidos

Obteve-se uma série de dados provenientes dos resultados da simulação do WindSim, esta foi tratada com recurso a software com linguagem de análise de objetos e desta forma obteve-se os valores de velocidade do vento e ângulo de incidência para os pontos da linha em análise. Os mesmos encontram-se no Quadro VII.1.

Quadro VII. 1: Resultados obtidos no WindSim

ID pontos Das linhas	Velocidade do vento [m/s]	Ângulo de incidência [°]
1	3,85	1,19
2	3,85	1,19
3	3,85	1,19
4	3,57	6,26
5	3,61	2,28
6	3,68	0,25
7	3,67	0,21
8	3,55	0,17
9	3,4	0
10	3,4	0
11	3,27	1,31
12	3,86	0,31
13	2,75	0,21
14	3,37	0,21
15	2,89	0,16
16	3,93	0,31
17	4,3	0,11
18	3,96	0,29

CAPÍTULO VIII - Conclusões

Durante o processamento de dados de ganhos e perdas de energia na linha concluiu-se que o vento é efetivamente a variável que mais influência as perdas na mesma. Este facto pode ser observado na Figura V.2 onde é perceptível que a intensidade de potências devidos a efeitos de convecção é bastante superior em comparação às perdas de radiação e ganhos solares. Ainda na mesma figura, pode-se observar que a curva relativa à serie temporal de ganhos de Joule é similar à curva da série temporal das perdas por convecção.

Após se ter efetuado a análise dinâmica dos troços fornecidos concluiu-se que às condições meteorológicas para o ano de 2016 e em modo de operação à capacidade máxima estabelecida, a percentagem de ocorrências em que uma linha ultrapassa o limite de temperatura técnico, toma um valor máximo de 63,8 % para a linha com o código 2168. Desta forma esta linha constitui o caso em que o DLR apresenta menos ganhos, contudo verifica-se um ganho em 36,2% do tempo observado em que a linha, a operar à sua capacidade pré-estabelecida, não ultrapassa limites técnicos de temperatura de operação. Para as linhas com os códigos 1089, 1015 e 1010 concluiu-se que, para as condições meteorológicas para o ano de 2016, as mesmas pudessem ser operadas à capacidade máxima definida sem estarem expostas a possíveis problemas técnicos de sobreaquecimento das mesmas.

Esta análise visa aferir sobre o estado das linhas de forma a se poder fazer uma gestão inteligente da rede elétrica. Uma vez que a percentagem de ocorrências para maior parte das linhas não toma valores nulos ou próximos de zero, pode-se concluir que para se conservar as infraestruturas atuais, deve ser feita uma revisão à cerca das capacidades pré-estabelecidas para salvaguardar o funcionamento da rede elétrica nacional, pois existe a possibilidade de as mesmas estarem a ser utilizadas para além dos limites técnicos estabelecidos. A linha com o código 4056, de elevada importância devido ao facto de estabelecer uma de cinco ligações com a rede elétrica espanhola, é um dos exemplos de linhas em que o seu futuro funcionamento pode estar condicionado devido a problemas de sobreaquecimento. A mesma apresenta um total de 351 horas em que, para o pressuposto tomado inicialmente para se efetuar a análise das linhas, a linha ultrapassa o limite técnico de operação.

A definição do indicador eficácia de definição de capacidade máxima e o cálculo do seu valor médio permitiu concluir que, para o intervalo de tempo observado, em média nenhuma linha foi sobrestimada face à análise dinâmica das linhas e que, ainda que o valor médio seja pequeno, a análise dinâmica das linhas apresenta ganhos para as mesmas. Porém a avaliação do desvio padrão obtido para cada linha, permitiu concluir que no âmbito da operação à capacidade máxima, ainda que existam linhas com eficácias médias positivas e não nulas, nem todas estão aptas para se poder aumentar a sua capacidade ou operar à sua capacidade nominal devido ao facto do desvio padrão compreender valores de eficácia negativos ou muito perto de zero.

A análise de tempo em que as linhas se encontram com uma eficácia superior a 30% permitiu concluir que para as estações de inverno e outono, as linhas 1010 e 1015, devido ao facto de terem uma percentagem igual a 100%, poderiam sofrer um incremento na capacidade pré-estabelecida até 30% do seu valor para as referentes estações do ano. O mesmo se verificou no caso da linha 1018 para a estação do verão.

Também foi possível concluir que existe o efeito de sazonalidade no que toca ao aumento da capacidade das linhas. Este efeito verificou-se no caso da linha 1616 que apresenta uma capacidade com uma única variação de 5 MVA para a estação de verão. Tomando uma abordagem holística e desprezando esta variação, que constitui 2% do valor mínimo de capacidade pré-estabelecida, pode-se concluir que a análise dinâmica das linhas é favorecida pela estação do ano, sendo o inverno a estação do ano padrão em que os ganhos são maiores.

A partir dos resultados obtidos do software WindSim, é possível concluir que, a não ser que os mesmos sejam separados por troços, a análise de DLR deve ser feita de forma pontual e não em formato de células como se realizou para as linhas do Pinhal Interior. Estes resultados constituem valores médios de velocidade de vento únicos para cada ponto da linha, desta é impossível realizar-se uma análise temporal como foi realizado para as linhas do Pinhal Interior. Ainda que não se tenha realizado uma análise da temperatura média para os pontos da linha, é possível concluir que este software apresenta limitações no âmbito do DLR, pois não calcula a radiação nos pontos da linha de interesse. Contudo esta análise pode ser realizada considerando que os ganhos solares não constituem aumentos de temperatura relevantes na linha (ou ponto da linha) como se pode observar na Figura V. 2. Portanto se a análise for feita utilizando valores médios e se o objetivo da mesma for efetuar o estudo para um caso isolado em cada ponto, considerando que os ganhos solares não são significativos, pode-se utilizar os WindSim para se realizar a mesma. Caso a análise for efetuada com o âmbito de se fazer um estudo mais aprofundado deve-se utilizar outro software que não seja o WindSim, que disponibilize mais dados para a realização da mesma, sendo estas séries temporais de temperatura ambiente, velocidade do vento (u,v) aos 30 metros e radiação solar.

Referências

- Portal de Energias Portugal*. s.d. <https://www.portugalenergia.pt/setor-energetico/bloco-3/> (acedido em Junho de 2021).
- “anemometer 3d supersonic.” s.d.
- “Cabos nus para Transporte de Energia Elétrica.” Cap. 5. s.d.
- Cardoso, Carlos Filipe de Matos. “A Ubterligação Elétrica entre Portugal e Espanha.” Tese de Mestrado, Instituto Superior Técnico, Lisboa, 2011.
- CIGRE. *GUIDE FOR THERMAL RATING CALCULATIONS OF OVERHEAD LINES*. Editado por Javier Iglesias, et al. 2014.
- DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia. *dgeg*. Direção de Serviços de Planeamento Energético e Estatística . Maio de 2021. <https://www.dgeg.gov.pt/media/zdilh4qj/dgeg-arr-2021-05.pdf> (acedido em 3 de Junho de 2021).
- E, Fernandez., Albizu. I, T, Bedialauneta. M, J, Mazon. A, e T, Leite P. “Review of dynamic line rating systems for wind power integration.” Estudo, Department of Electrical Engineering, University of the Basque Country UPV/EHU , Bilbao, 2015.
- Electrical4U. *Electrical Stranded Conductors*. 26 de Outubro de 2020. <https://www.electrical4u.com/stranded-conductors/> (acedido em 18 de Junho de 2021).
- Estanqueiro, Ana, et al. “DLR Use for Optimization of Network Design with Very Large Wind (and VRE) Penetration.” Investigação, Stockholm, 2018.
- . “Impact of the dynamic line rating analysis in regions with high levels of wind and solar PV generation.” s.d.
- Europeia, Comissão. “O que é o Pacto Ecológico Europeu.” *European Commission*. Comissão Europeia. 11 de Dezembro de 2019. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/pt/fs_19_6714 (acedido em 3 de Junho de 20).
- Ferreira Casaleiro, Ângelo Filipe. “Modelação de Redes Elétricas Congestionadas.” Dissertação, 2015.
- “Global electricity demand by scenario, 2010-2030.” IEA. International Energy Agency. 12 de Outubro de 2020. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-electricity-demand-by-scenario-2010-2030> (acedido em 3 de Junho de 2020).
- <http://www.electricalpowerenergy.com/2019/08/types-of-conductors-use-for-transmission-line/>. *Types of Conductors use for Transmission Line*. 25 de Agosto de 2019. <http://www.electricalpowerenergy.com/2019/08/types-of-conductors-use-for-transmission-line/> (acedido em 15 de Junho de 2021).
- IEEE Power and Energy Society. *IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors*. New York, 2012.

- “Indicadores Energéticos.” *dgeg*. Direção-Geral de Energia e Geologia. s.d.
<https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/indicadores-energeticos/> (acedido em 3 de Junho de 2020).
- INEGI. *Energias endógenas de Portugal*. s.d. <https://e2p.inegi.up.pt/> (acedido em Outubro de 2021).
- International Energy Agency. “Smart Grids.” *IEA*. s.d. <https://www.iea.org/reports/smart-grids> (acedido em 3 de Junho de 2021).
- Michiorri, Andrea, et al. “Forecasting for dynamic line rating.” Dezembro de 2015.
- Ministério da Indústria e Energia. “Diário da República.” 18 de Fevereiro de 1992.
<https://dre.pt/application/conteudo/158575> (acedido em 5 de Junho de 2021).
- Miranda, Pedro. *Introdução à Meteorologia*. 2013.
- P, Incropera, Frank, David P, Dewit, Theodore L, Bergman, e Adrienne S, Lavine. *Fundamentals of Heat and Mass Transfer*. 6^o. s.d.
- Perdigão Field Experiment*. 23 de Maio de 2020. <https://perdigao.fe.up.pt/stations> (acedido em Setembro de 2021).
- Polon, Luana. *Estudo prático*. s.d. <https://www.estudopratico.com.br/coordenadas-geograficas/> (acedido em Setembro de 2021).
- QGIS Documentation*. s.d.
https://docs.qgis.org/3.4/pt_PT/docs/gentle_gis_introduction/coordinate_reference_systems.html (acedido em 2021 de Setembro).
- Reinemann, Doug, e Jenny Heinzen. Editado por Midwest Rural Energy Council. Fevereiro de 2014. <https://mrec.org/files/2014/03/HowDoWindTurbines.pdf> (acedido em 25 de Setembro de 2021).
- REN. 2021. <https://datahub.ren.pt/pt/redes/> (acedido em Junho de 2021).
- . “Caracterização da RNT Para Efeitos de Acesso à Rede.” *mercado.ren*. s.d.
<https://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/ActServ/AcessoRedes/CaractRNT/Paginas/default.aspx> (acedido em Junho de 2021).
- “Smart Specialisation Platform.” *European Commission*. Comissão Europeia. s.d.
<https://s3platform.jrc.ec.europa.eu/smart-grids> (acedido em 7 de Agosto de 2021).
- Teixeira, Daniel Antonio Ferraz. “Projeto de uma Linha Aérea de Alta Tensão. Viabilidade Técnica e Económica na Aplicação da Tecnologia Cross-Bonding numa Linha Subterrânea.” Tese de Mestrado, Instituto Superior de Engenharia do Porto, Porto, 2017.

ANEXO A – Linhas de transporte


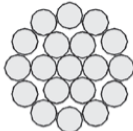
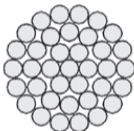
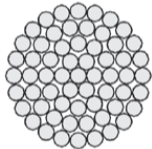
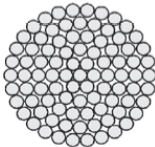
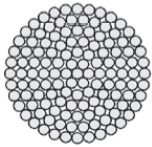
Composição	Secção Transversal do Cabo	Composição	Secção Transversal do Cabo
7 fios 1+6		19 fios 1+6+12	
37 fios 1+6+12+18		61 fios 1+6+12+18+24	
91 fios 1+6+12+18+24+30		127 fios 1+6+12+18+24+30+36	

Figura A. 1: Composição dos cabos AAAC (Fonte: (Cabos nus para Transporte de Energia Elétrica s.d.))




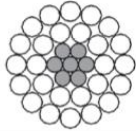
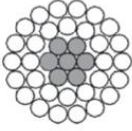
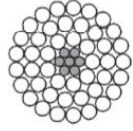
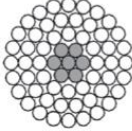
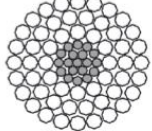
Composição	Secção Transversal do Cabo	Composição	Secção Transversal do Cabo
6/1 fios (1)+6		18/1 fios (1)+6+12	
12/7 fios (1+6)+12		26/7 fios (1+6)+10+16	
30/7 fios (1+6)+12+18		45/7 fios (1+6)+9+15+21	
54/7 fios (1+6)+12+18+24		54/19 fios (1+6+12)+12+18+24	

Figura A. 2: Composição dos cabos ACSR (Fonte: (Cabos nus para Transporte de Energia Elétrica s.d.))

Anexo B – Software utilizado

Spyder (Anaconda)

O spyder é um software aberto direcionado para o ambiente científico. A linguagem utilizada é o python e o mesmo foi desenhado por e para cientistas, engenheiros e analistas de dados. O Spyder apresenta uma combinação da funcionalidade avançada de edição, análise, depuração e criação de perfil de uma ferramenta de desenvolvimento abrangente com a exploração de dados, execução interativa, inspeção profunda e belas capacidades de visualização de um pacote científico.



Figura B. 1: Logotipo do Spyder

WindSim

WindSim é um dos softwares pioneiros na área de CFD, o mesmo é utilizado para otimizar a localização de turbinas eólicas e providencia serviços de introdução ao mesmo, serviços técnicos e serviços de engenharia para a indústria eólica (WindSim s.d.).



Figura B. 2: Logotipo do WindSim

Windographer

O Windographer é um software que foi desenhado para importar, analisar e visualizar dados de recurso de vento medidos através de mastros, sodars ou lidars. Este software é único porque está habilitado de uma capacidade de importar dados de variados formatos, o que permite um controle mais rápido e análises estatísticas incluindo o método MCP e a funcionalidade de exportar dados quase todos os tipos de modelos de escoamento de vento, incluindo o mais utilizado na indústria eólica (Services s.d.).



Figura B. 3: Logotipo do Windographer

Wasp

O WAsP é um software voltado para a indústria eólica na ótica da estimação do recurso de vento, posicionamento de turbinas e cálculo de energia produzida de turbinas eólicas ou parques eólicos (Wind energy industry-standard software - WAsP s.d.).



Figura B. 4: Logotipo do Wasp

ANEXO C – Resultado de análises das linhas do pinhal interior

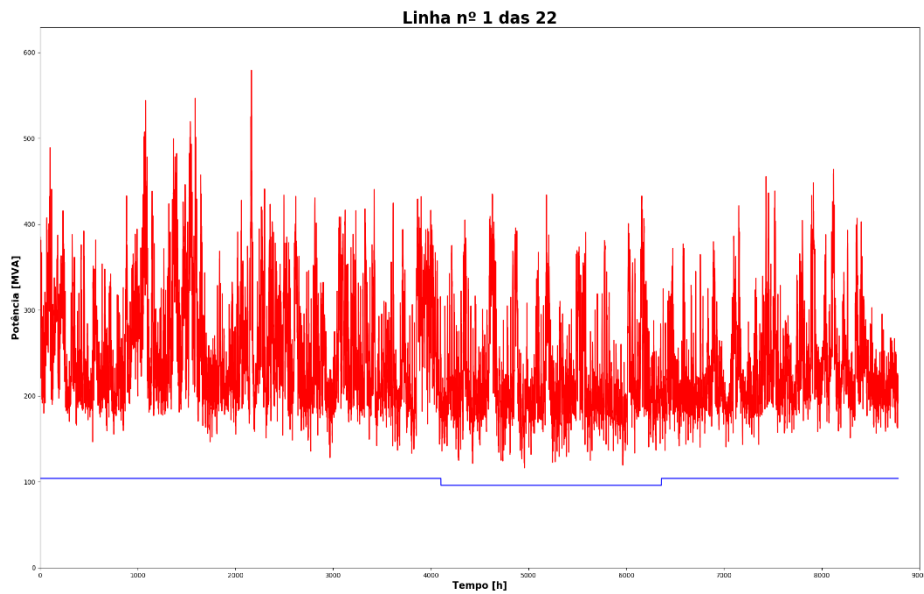


Figura C. 1: Capacidade estimada vs. Capacidade pré-estabelecida para linha com o código 1010

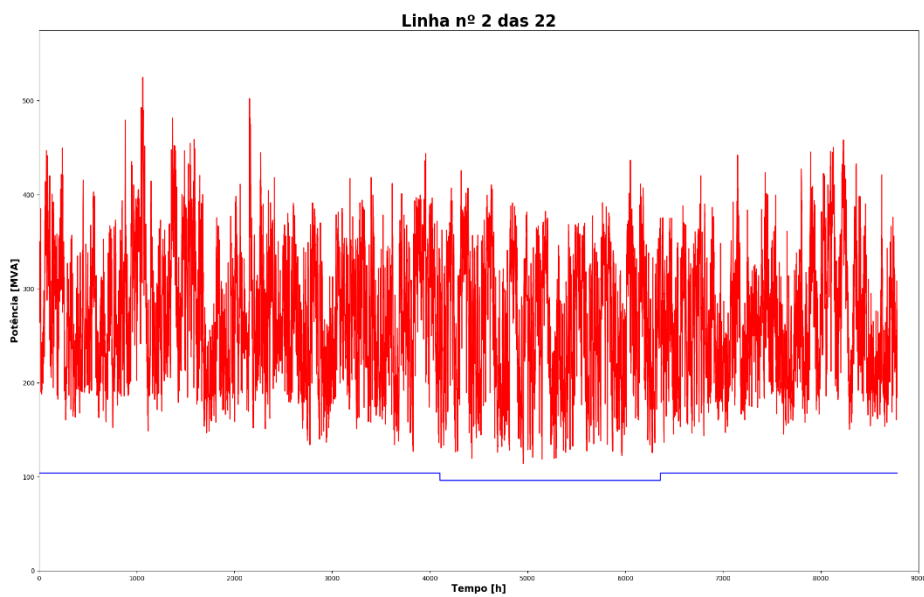


Figura C. 2: Capacidade estimada vs. Capacidade pré-estabelecida para linha com o código 1015

Figura C. 3: Capacidade estimada vs. Capacidade pré-estabelecida para linha com o código 1616
Figura C. 4: Capacidade estimada vs. Capacidade pré-estabelecida para linha com o código 1015

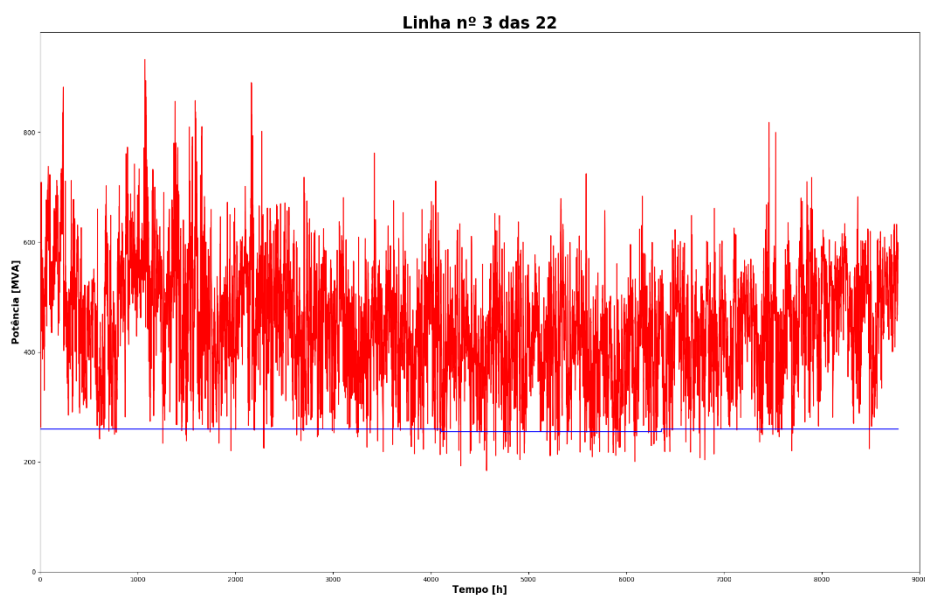


Figura C. 5: Capacidade estimada vs. Capacidade pré-estabelecida para linha com o código 1616

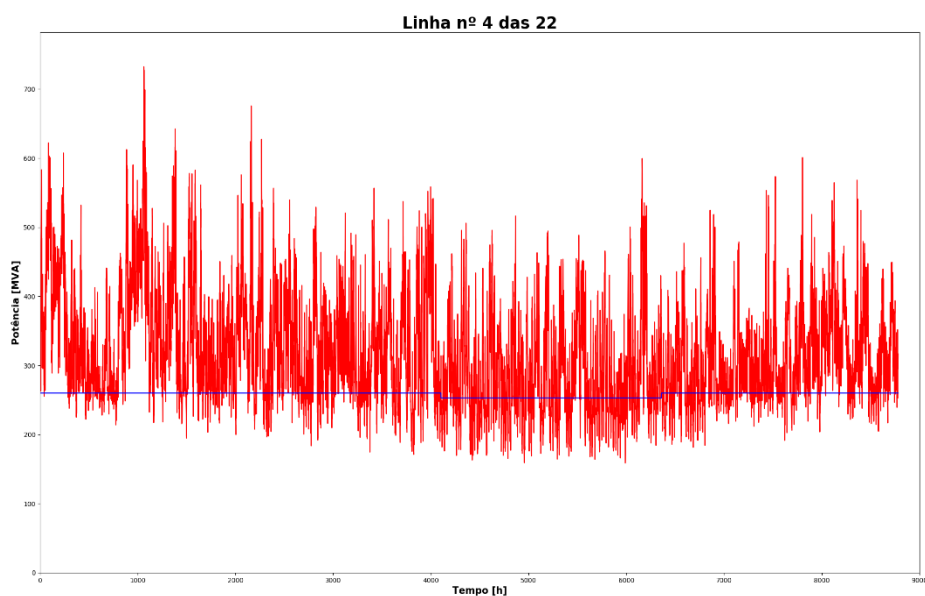


Figura C. 6: Capacidade estimada vs. Capacidade pré-estabelecida para linha com o código 1114

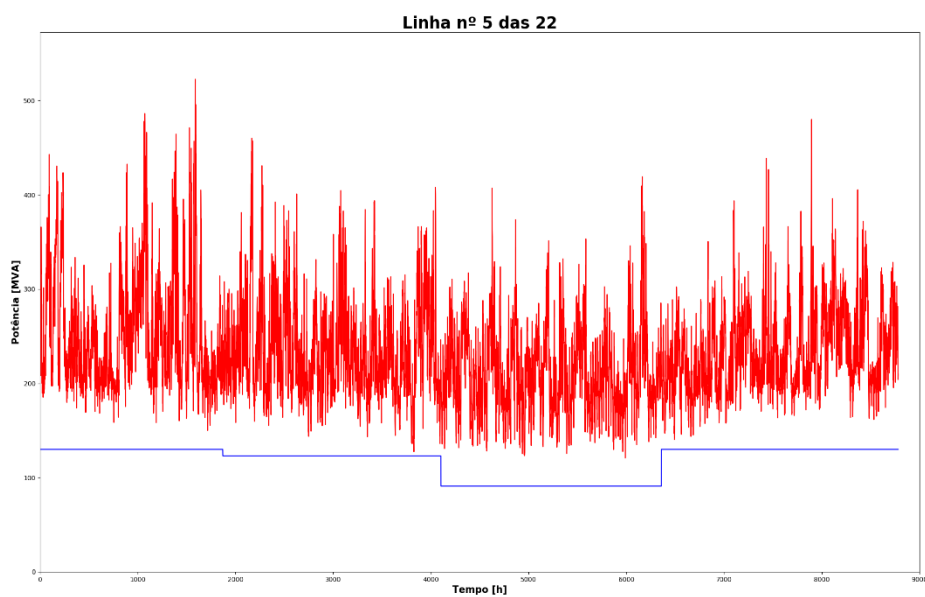


Figura C. 7: Capacidade estimada vs. Capacidade pré-estabelecida para linha com o código 1089

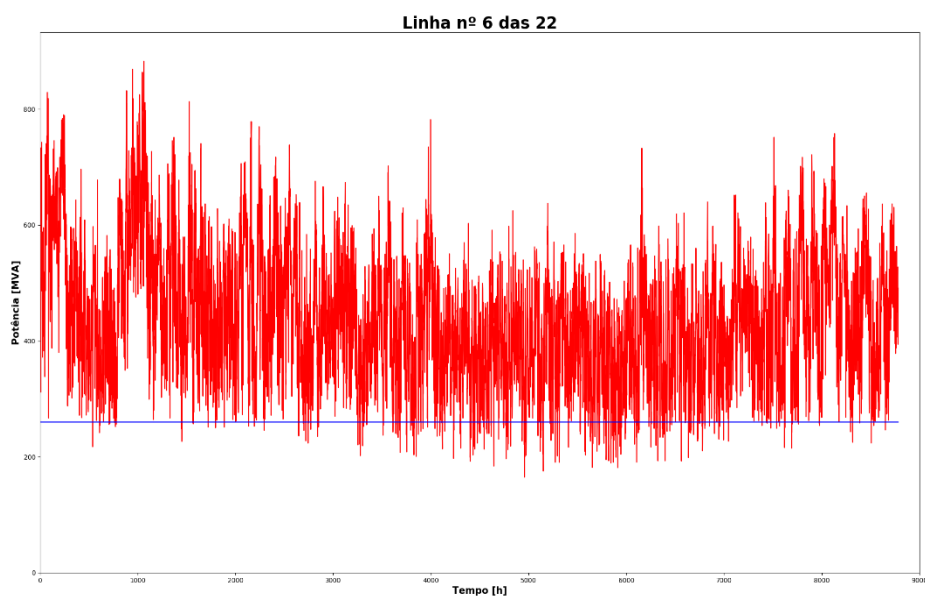


Figura C. 8: Capacidade estimada vs. Capacidade pré-estabelecida para linha com o código 1108

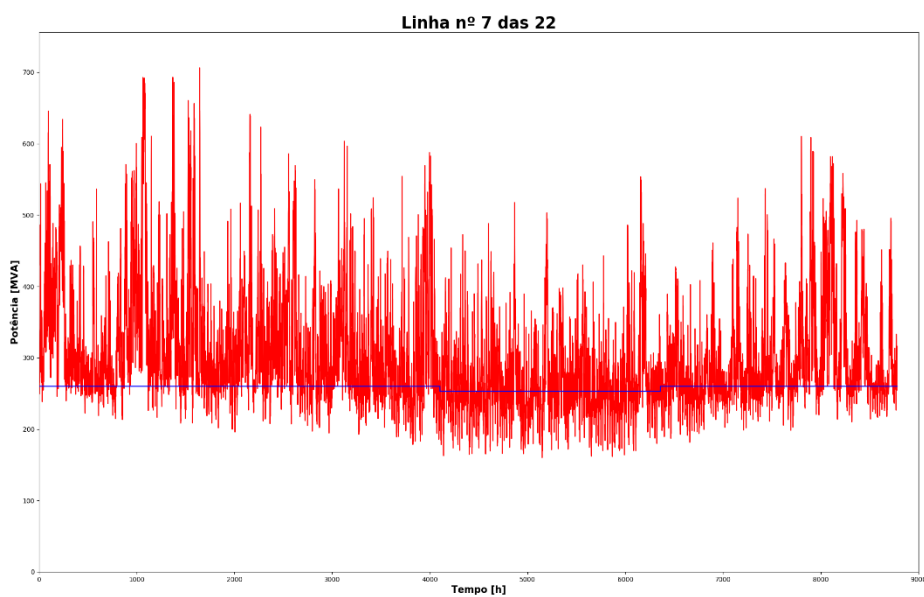


Figura C. 9: Capacidade estimada vs. Capacidade pré-estabelecida para linha com o código 1115

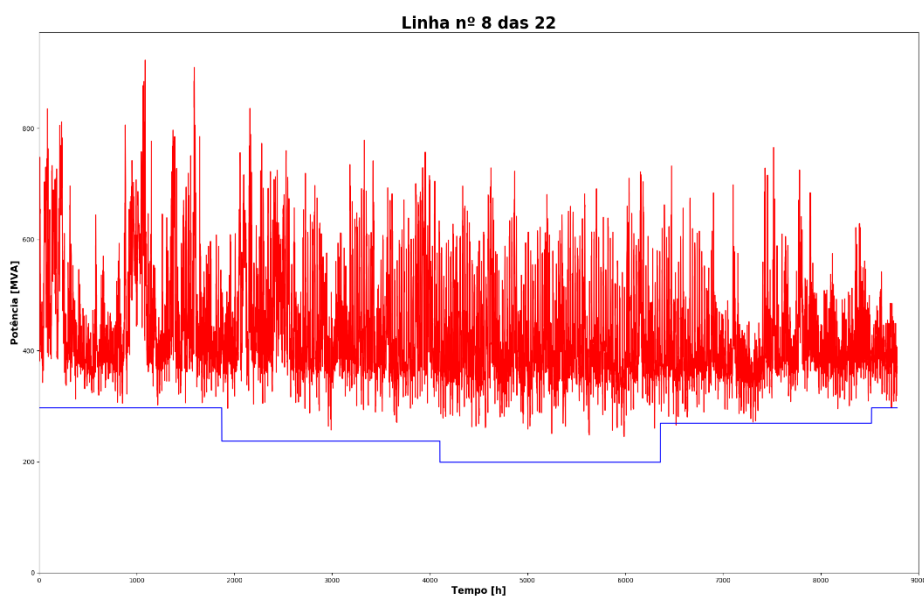


Figura C. 10: Capacidade estimada vs. Capacidade pré-estabelecida para linha com o código 2054

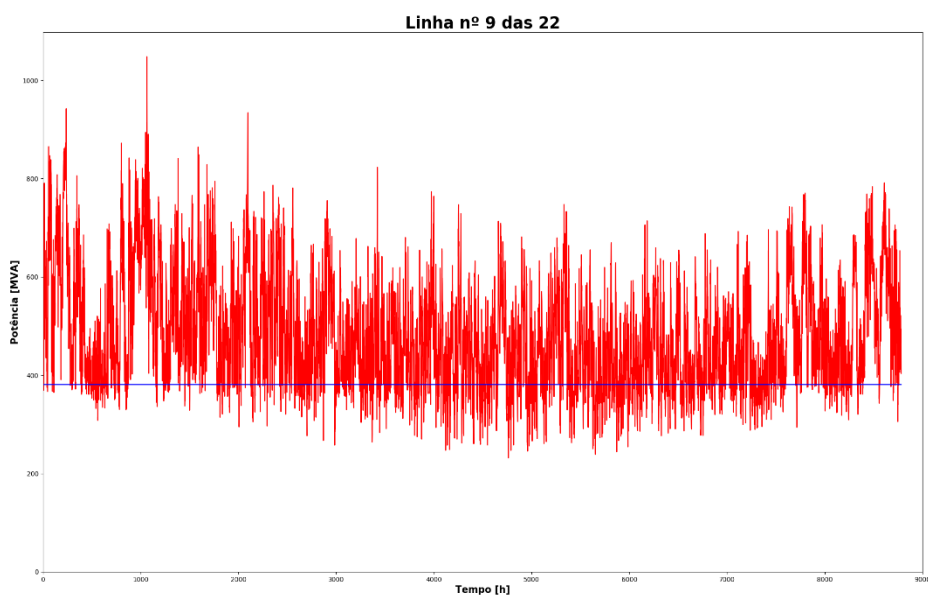


Figura C. 11: Capacidade estimada vs. Capacidade pré-estabelecida para linha com o código 2135

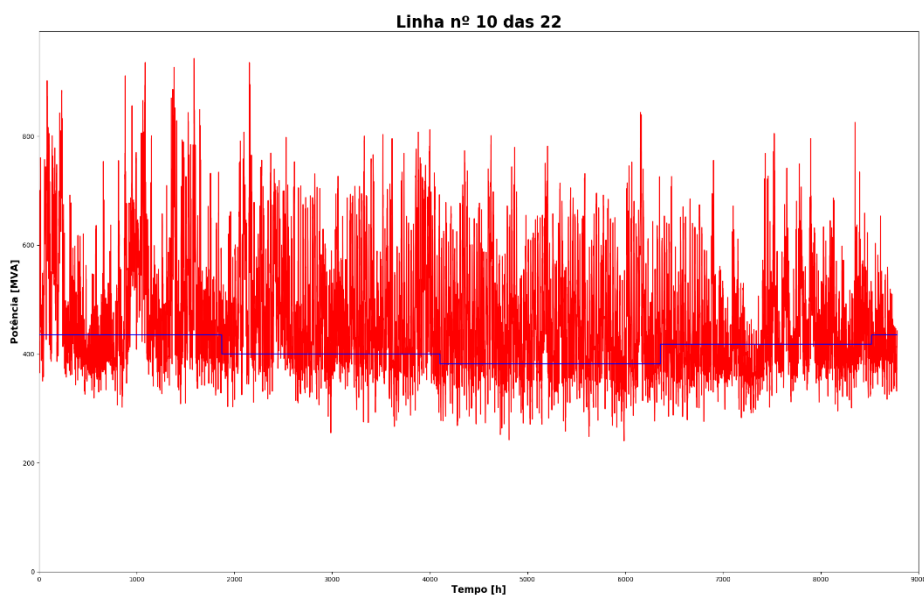


Figura C. 12: Capacidade estimada vs. Capacidade pré-estabelecida para linha com o código 2615

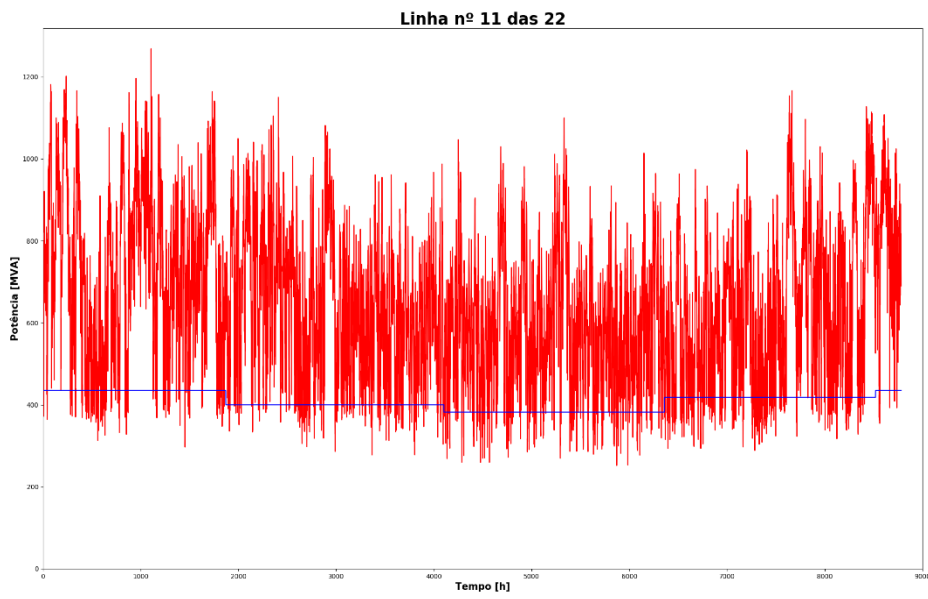


Figura C. 13: Capacidade estimada vs. Capacidade pré-estabelecida para linha com o código 2617

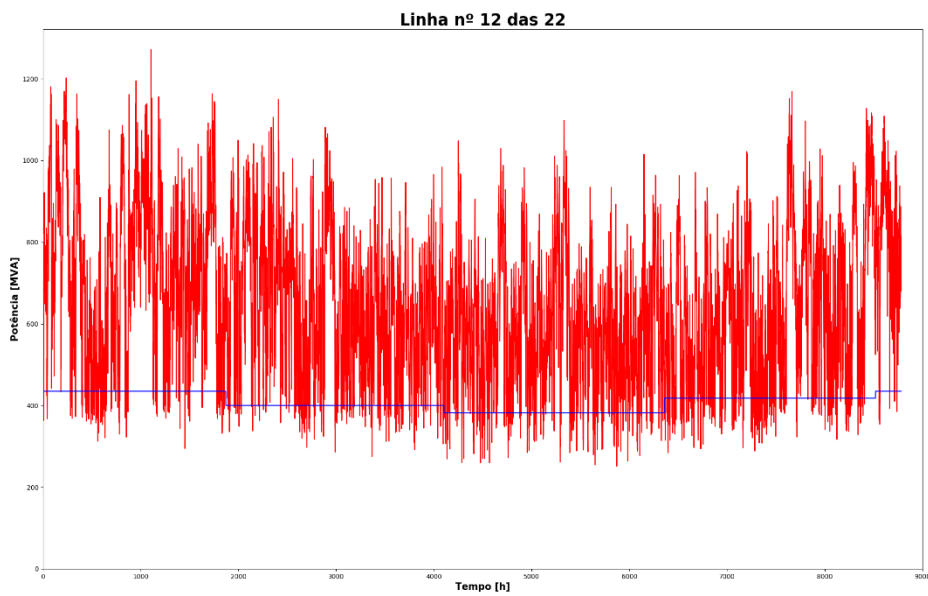


Figura C. 14: Capacidade estimada vs. Capacidade pré-estabelecida para linha com o código 1

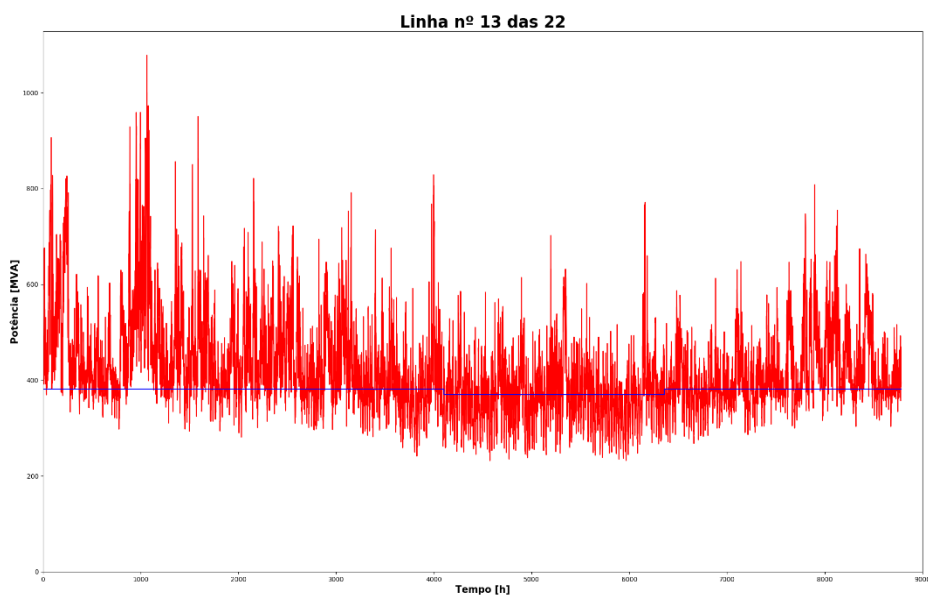


Figura C. 15: Capacidade estimada vs. Capacidade pré-estabelecida para linha com o código 2160

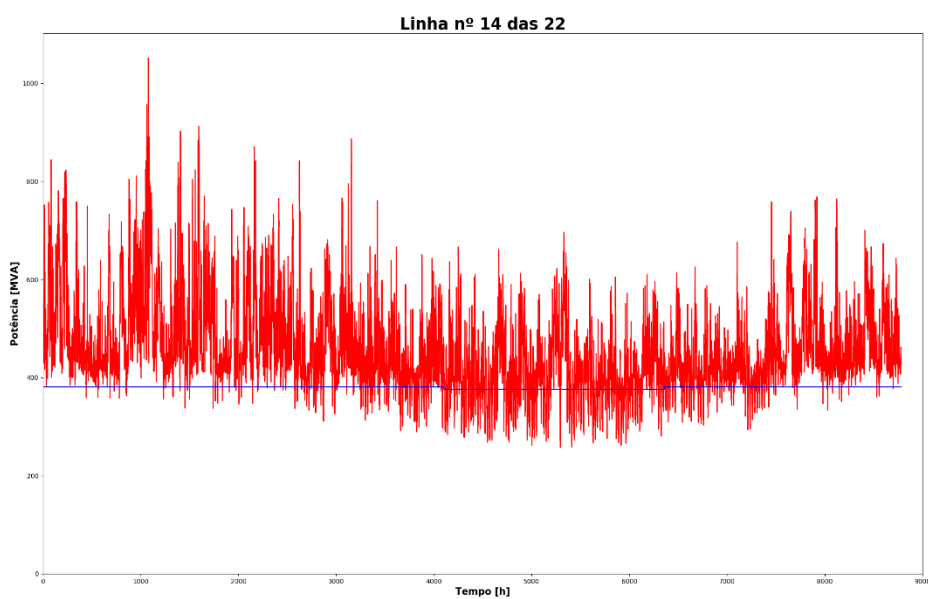


Figura C. 16: Capacidade estimada vs. Capacidade pré-estabelecida para linha com o código 2124

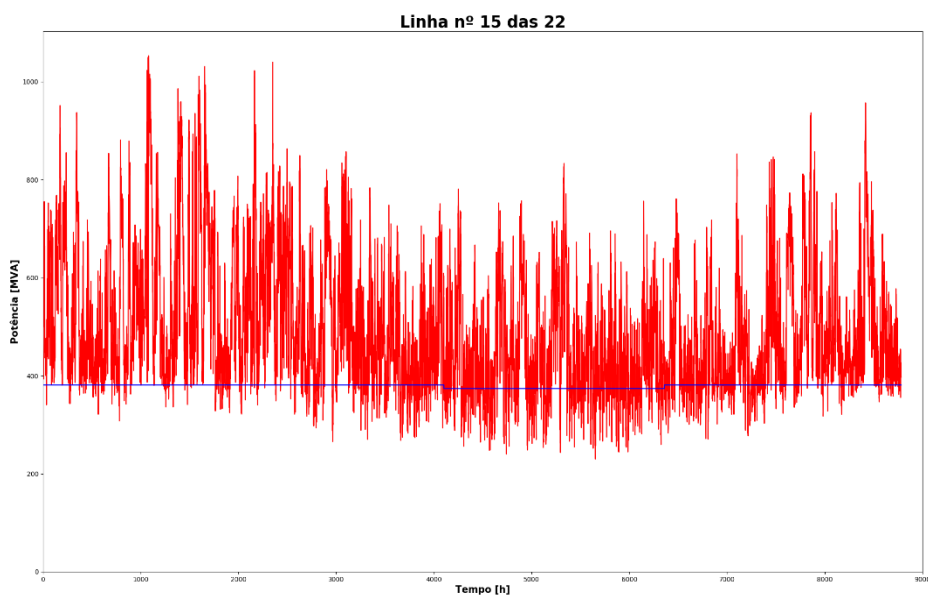


Figura C. 17: Capacidade estimada vs. Capacidade pré-estabelecida para linha com o código 2155

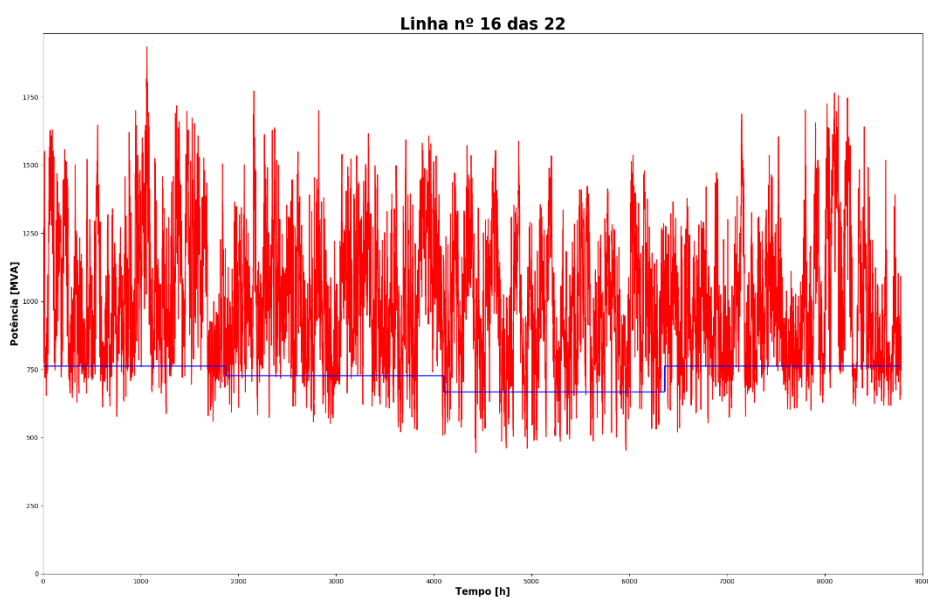


Figura C. 18: Capacidade estimada vs. Capacidade pré-estabelecida para linha com o código 2163

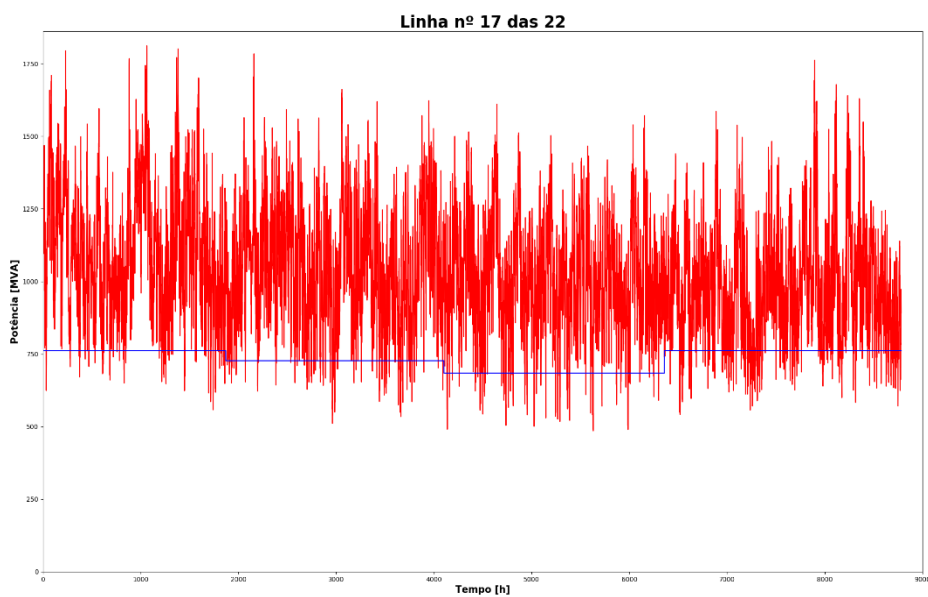


Figura C. 19: Capacidade estimada vs. Capacidade pré-estabelecida para linha com o código

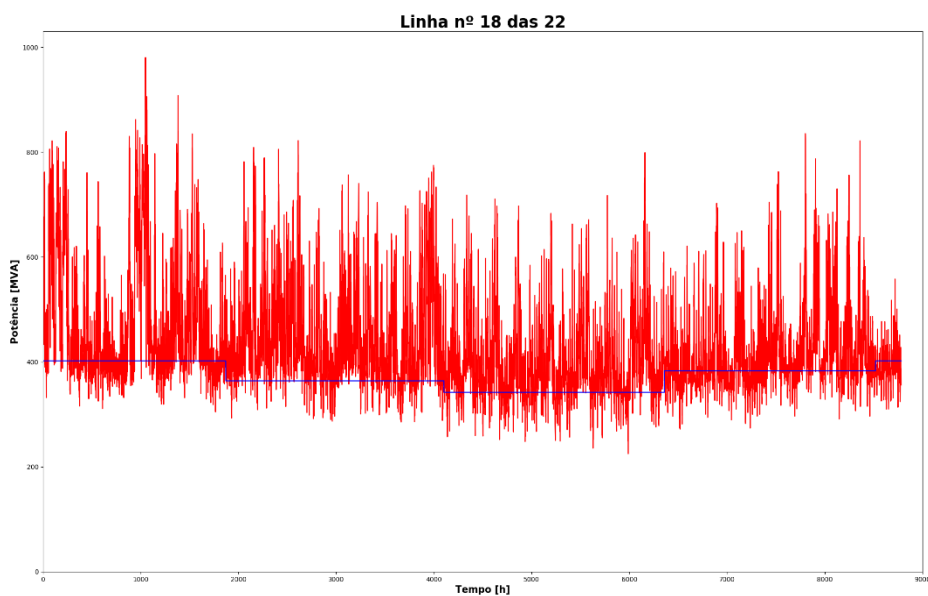


Figura C. 20: Capacidade estimada vs. Capacidade pré-estabelecida para linha com o código 2170

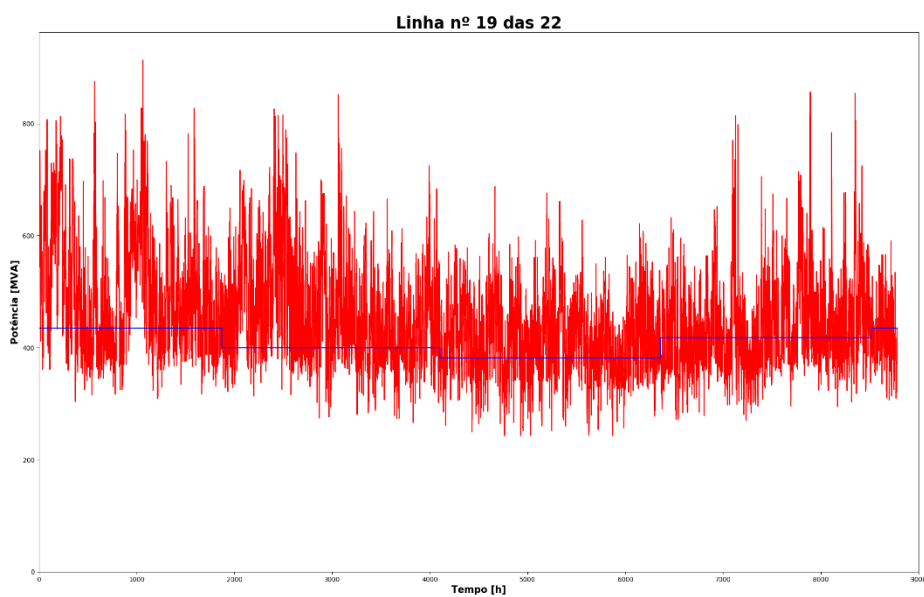


Figura C. 21: Capacidade estimada vs. Capacidade pré-estabelecida para linha com o código 2173

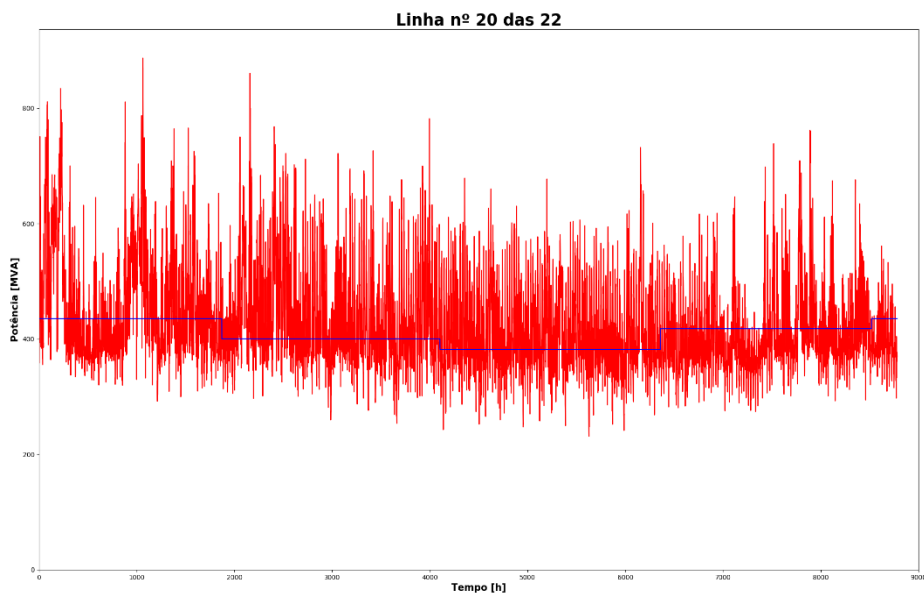


Figura C. 22: Capacidade estimada vs. Capacidade pré-estabelecida para linha com o código 2168

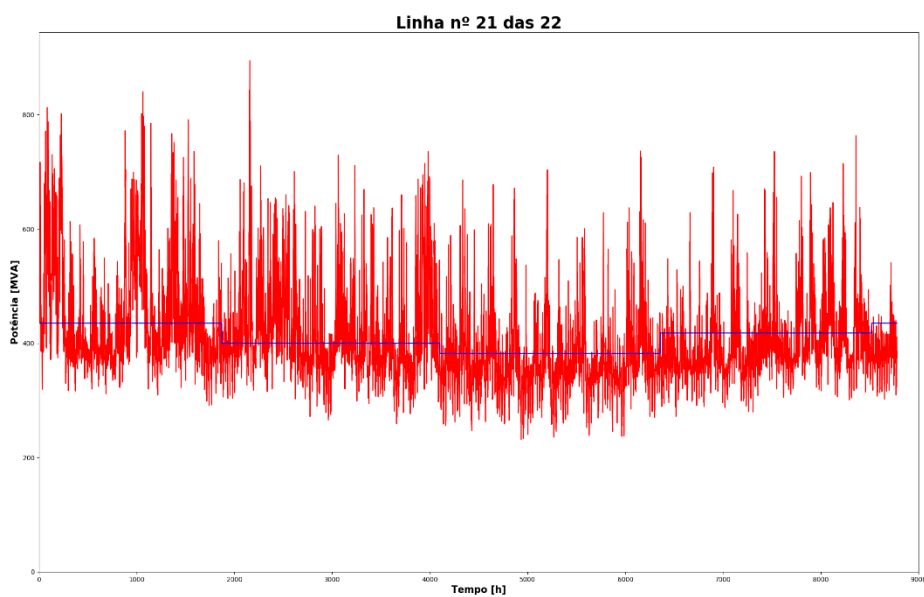


Figura C. 23: Capacidade estimada vs. Capacidade pré-estabelecida para linha com o código 4056

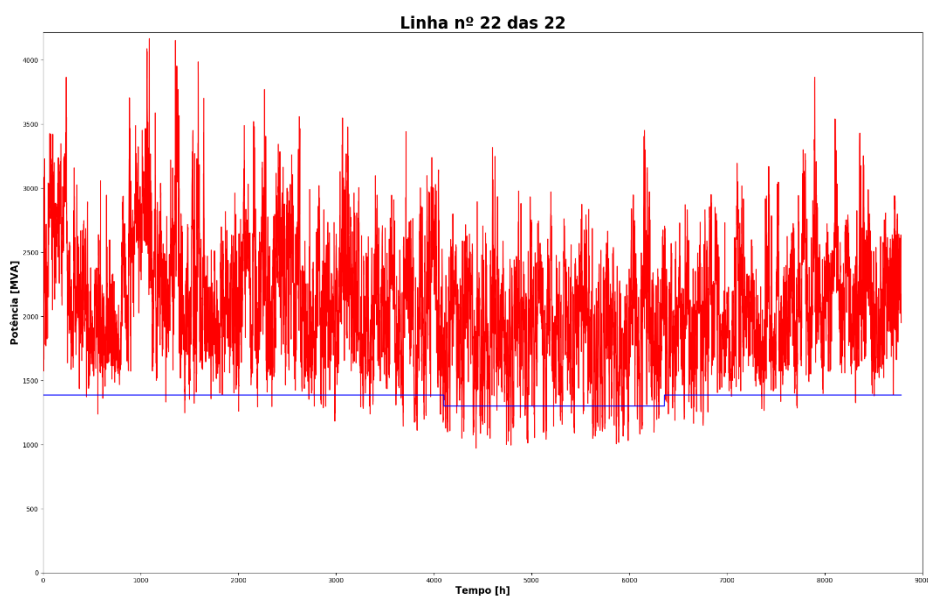


Figura C. 22: Capacidade estimada vs. Capacidade pré-estabelecida para linha com o código 4056

Anexo D – Resultados obtidos no Windographer

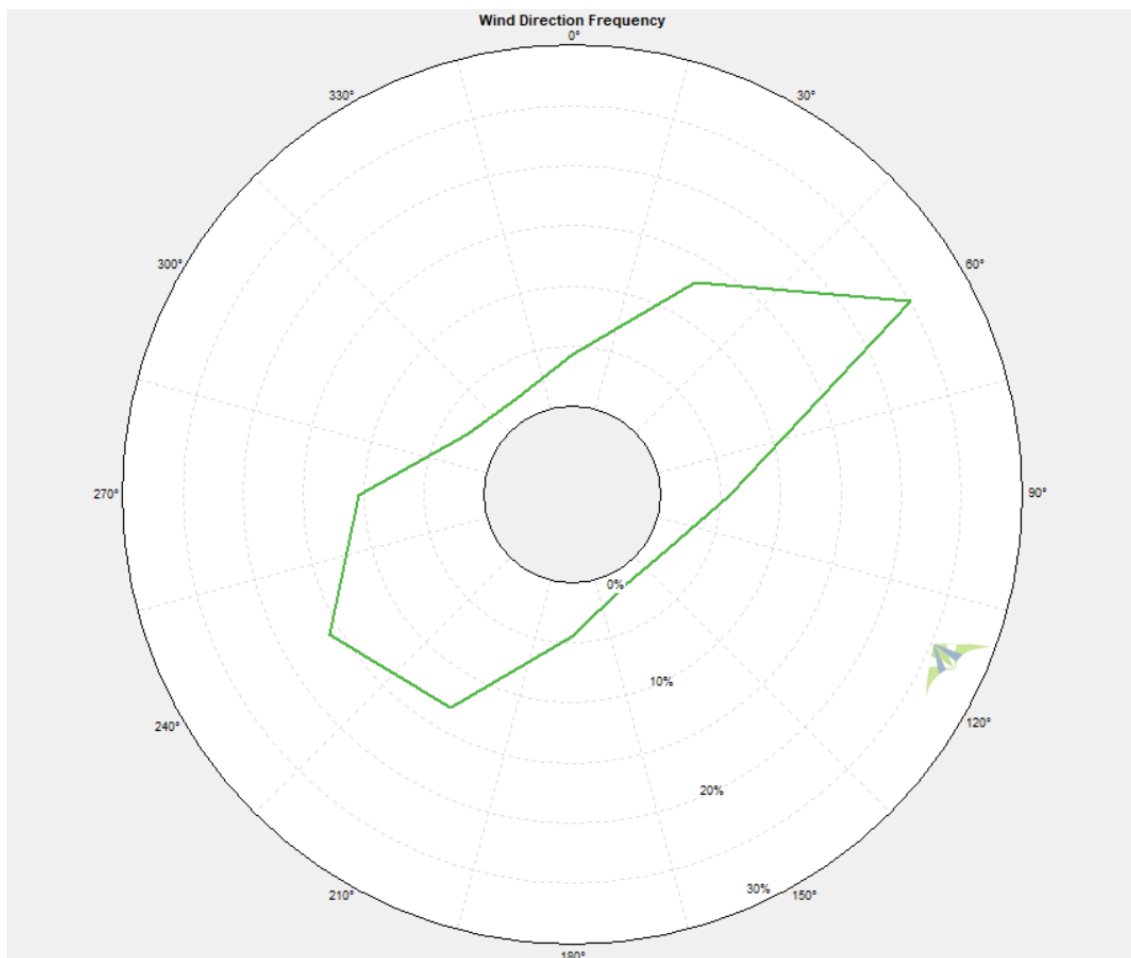


Figura D. 1: Rosa de ventos (sensor RSW03 30 metros)

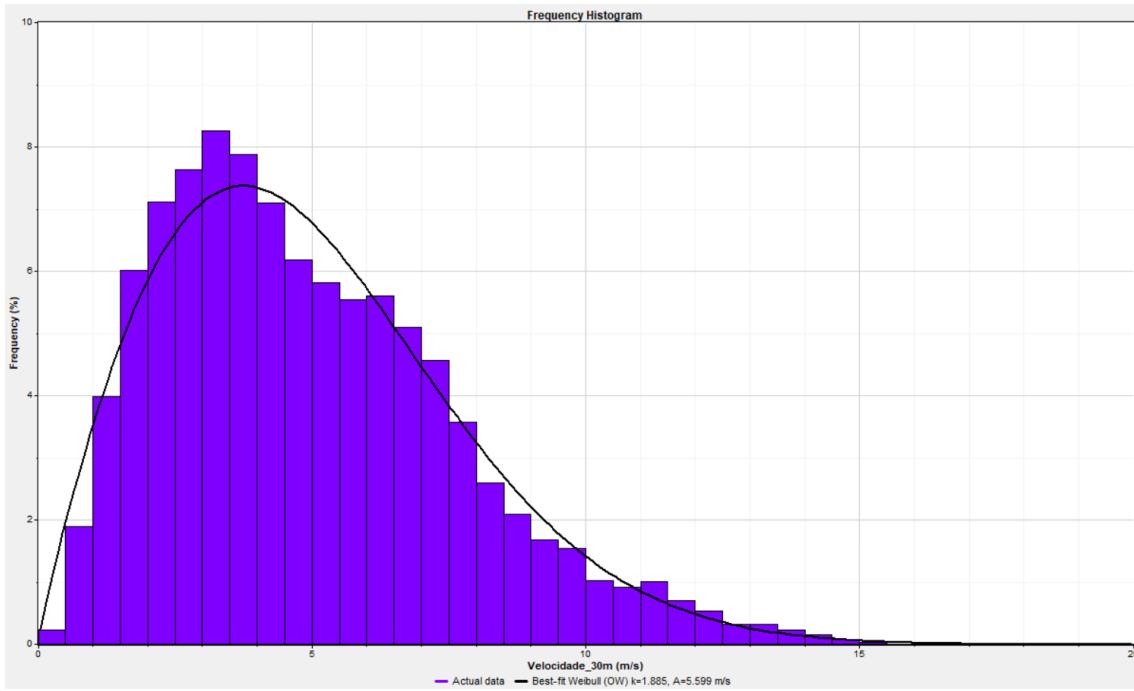


Figura D. 2: Distribuição Weibull (sensor RSW03 30 metros)

RSW06 (30 metros)

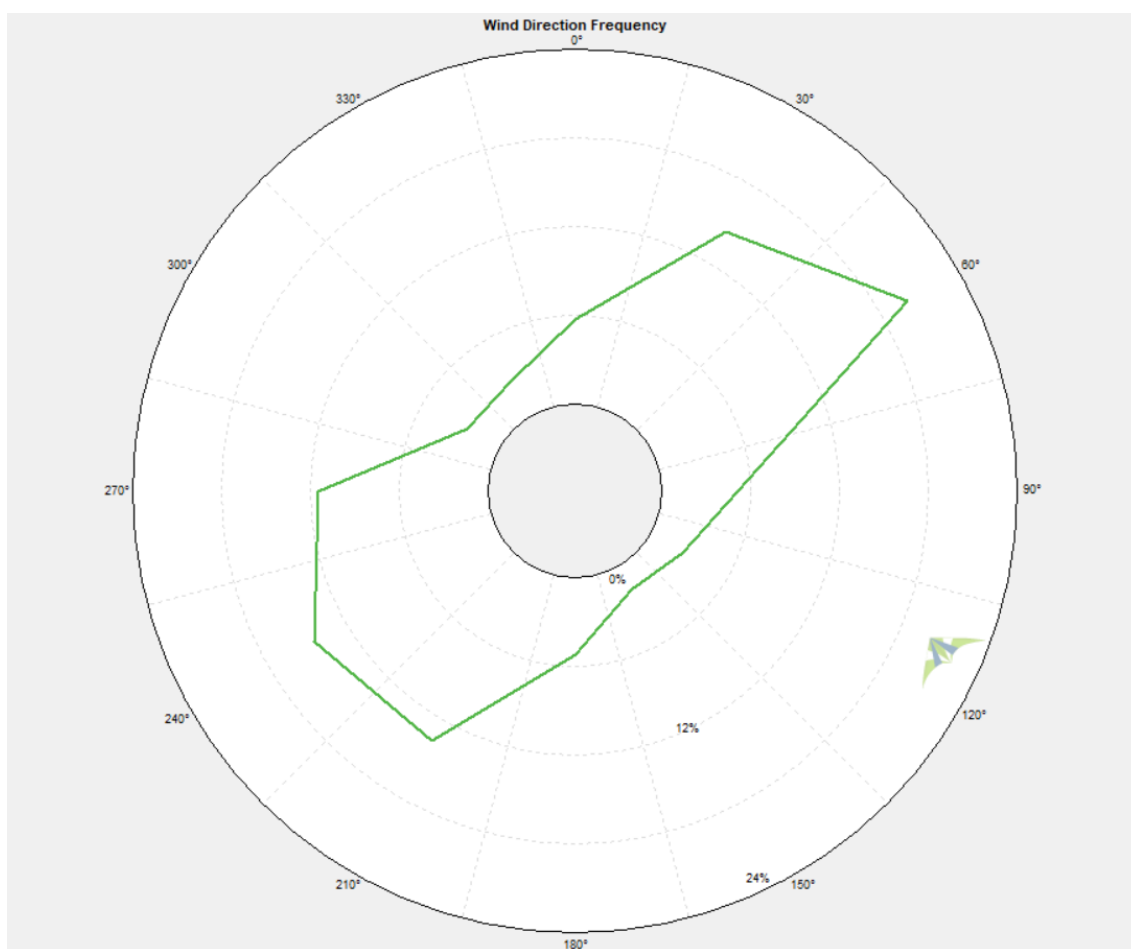


Figura D. 3: Rosa de ventos (sensor RSW06 30 metros)

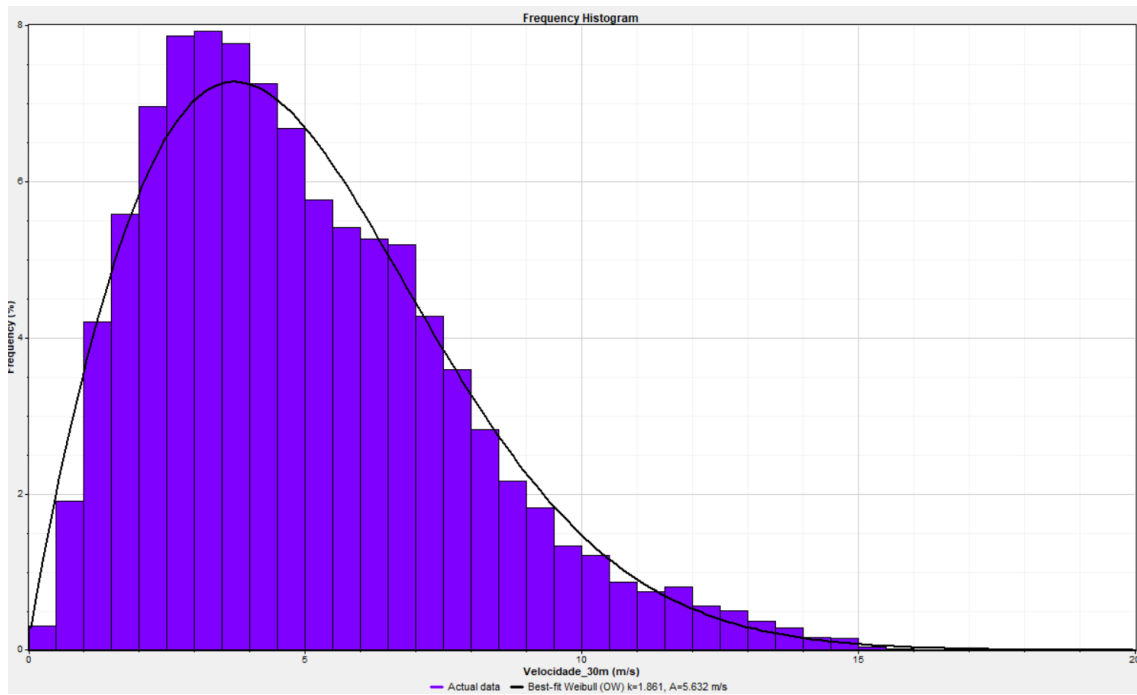


Figura D. 4: Distribuição Weibull (sensor RSW06 30 metros)

TNW01 (20 metros)

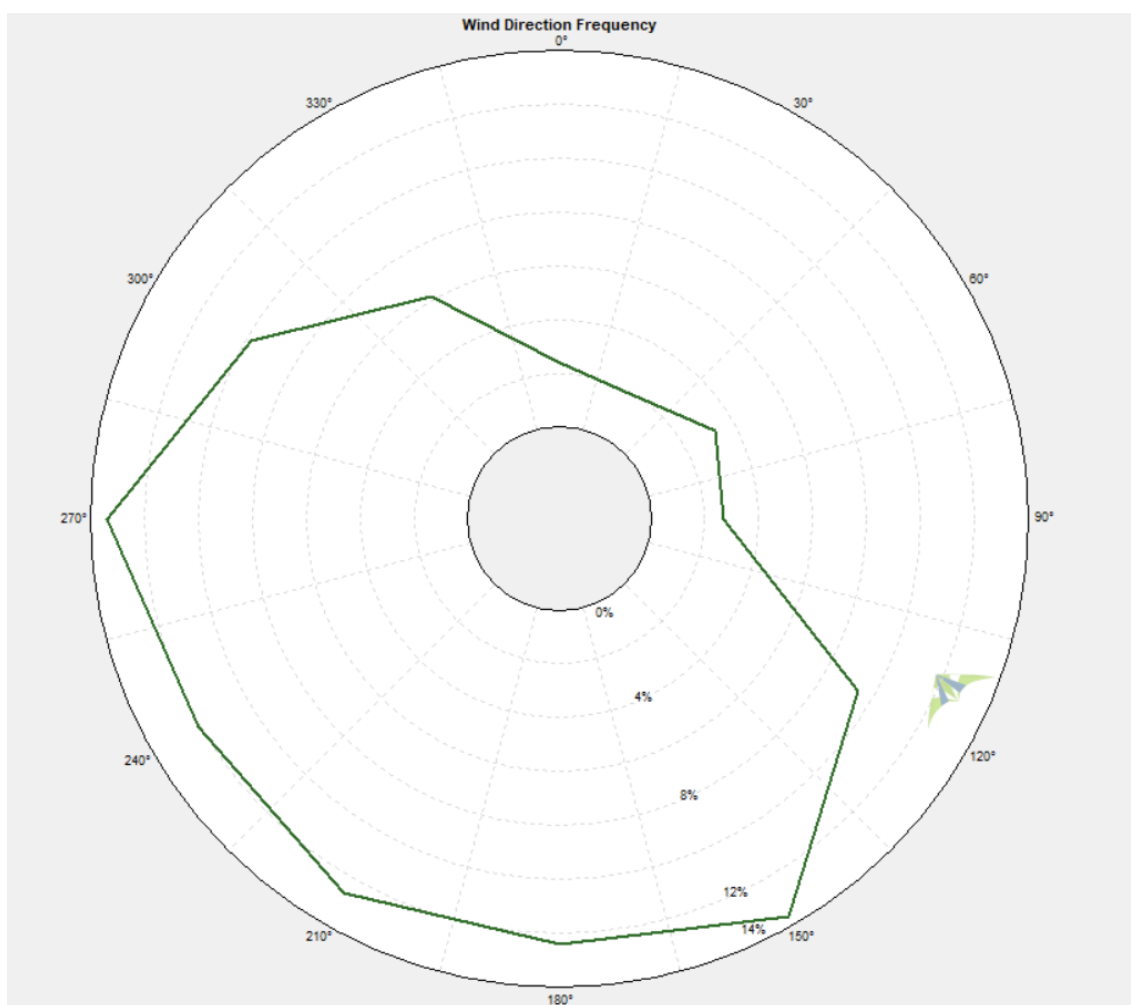


Figura D. 5: Rosa de ventos (sensor TNW01 20 metros)

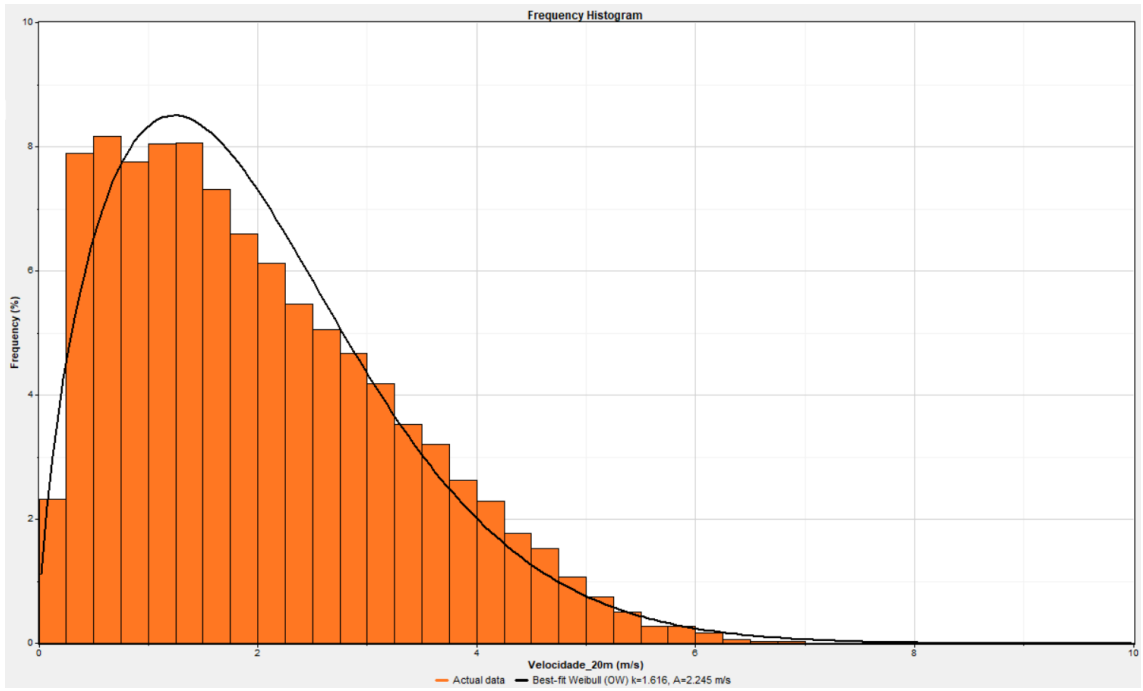


Figura D. 6: Distribuição Weibull (sensor TNW01 20 metros)

TNW02 (20 metros)

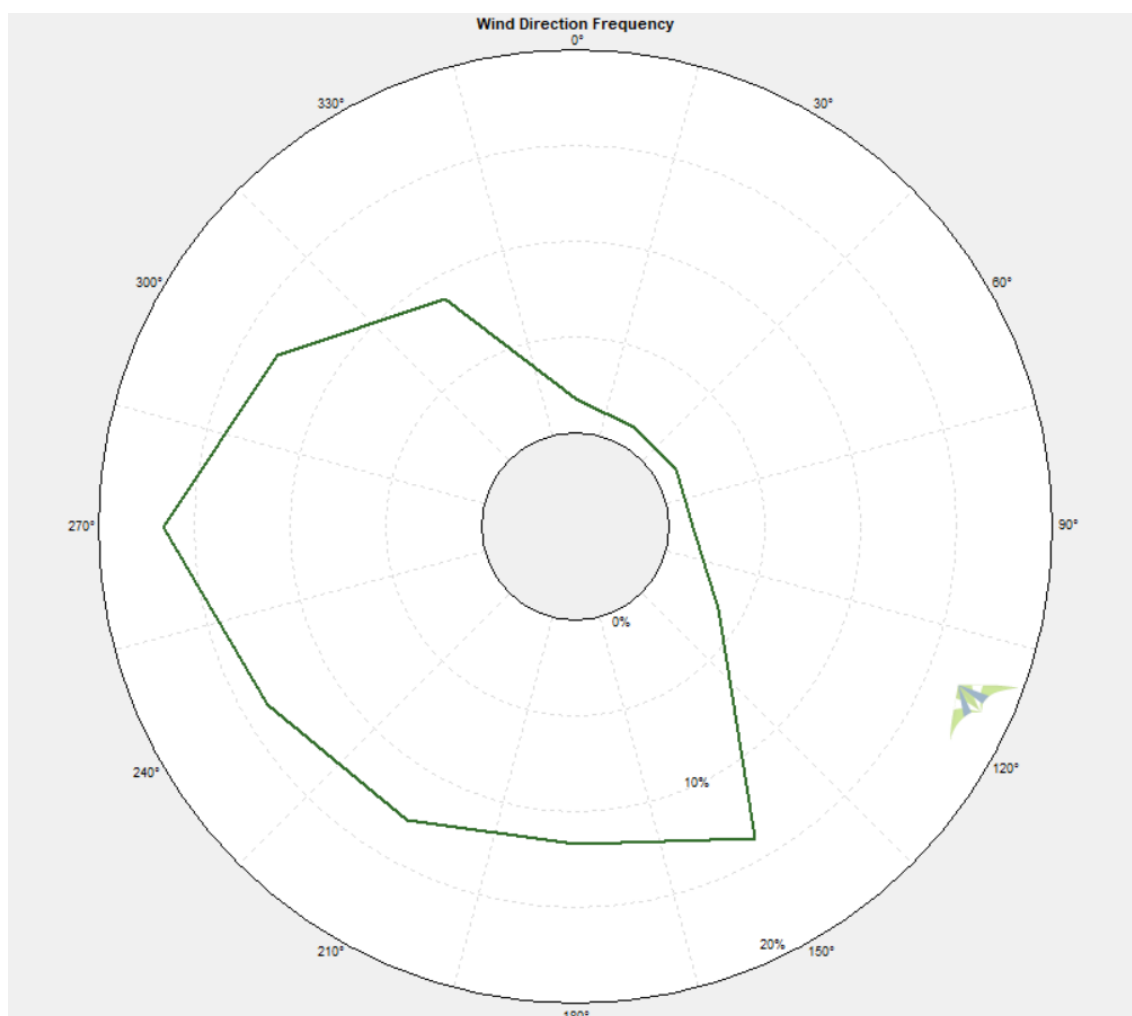


Figura D. 7: Rosa de ventos (sensor TNW02 20 metros)

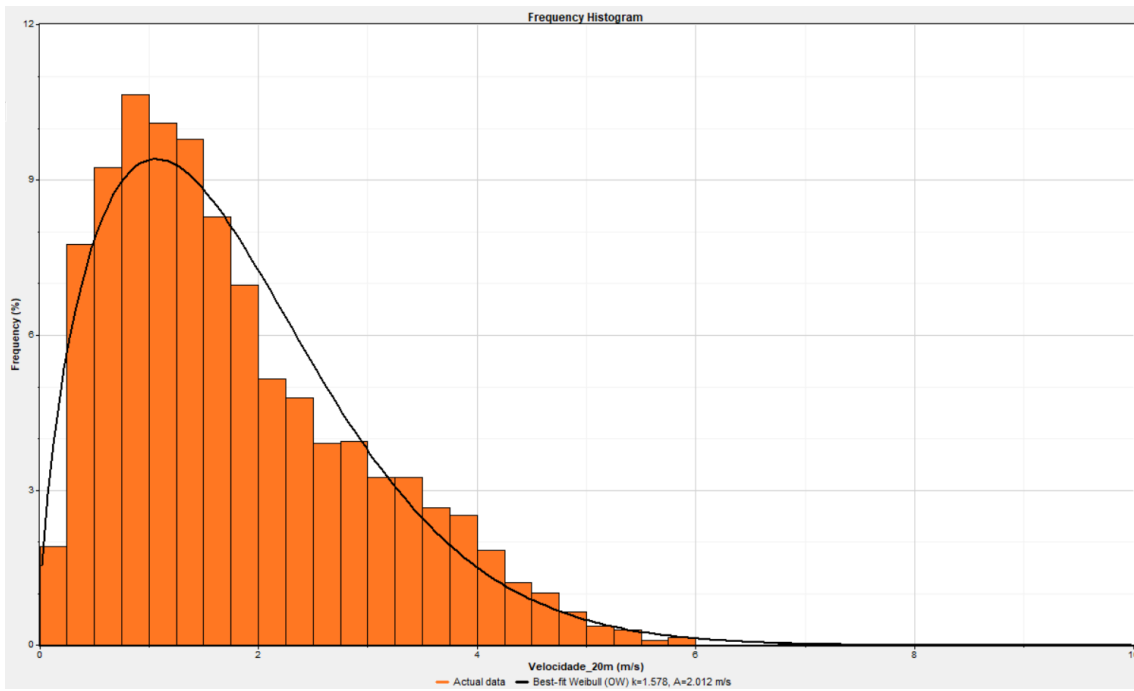


Figura D. 8: Distribuição Weibull (sensor TNW02 20 metros)

TNW03 (10 metros)

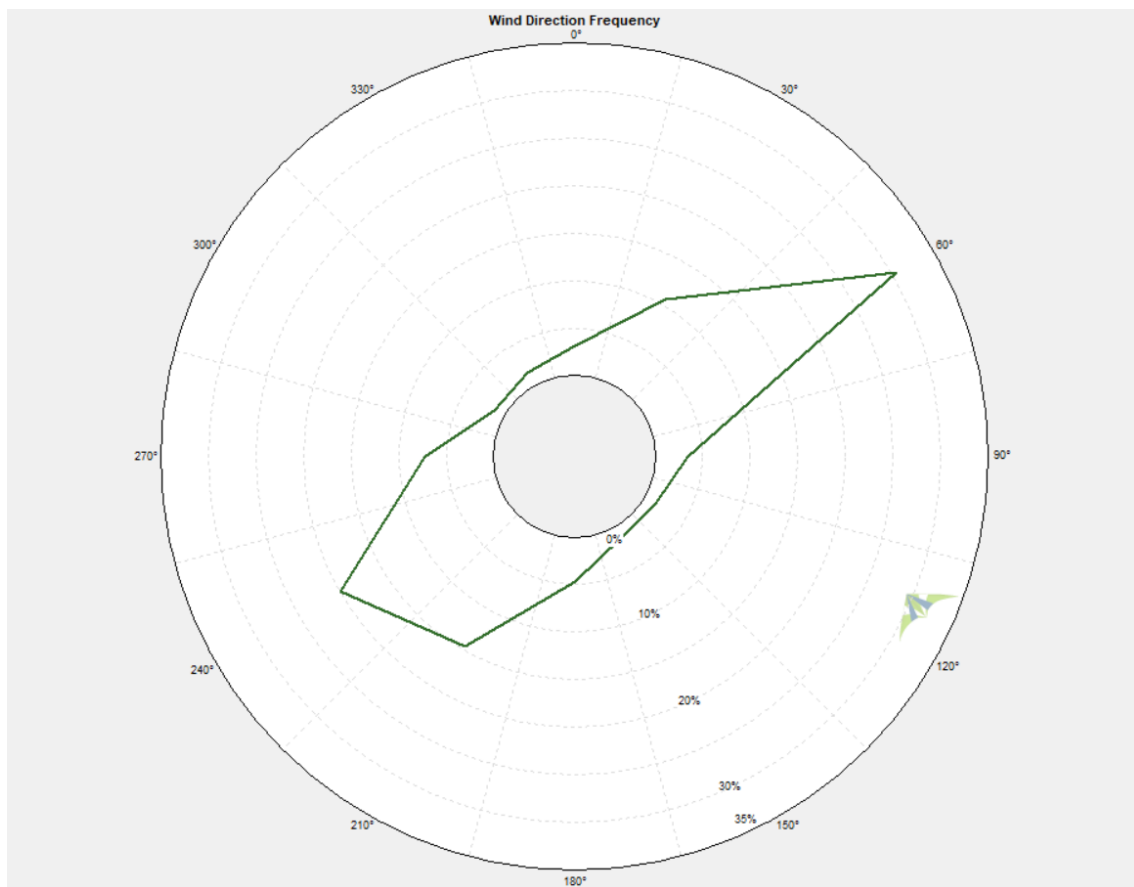


Figura D. 9: Rosa de ventos (sensor TNW03 10 metros)

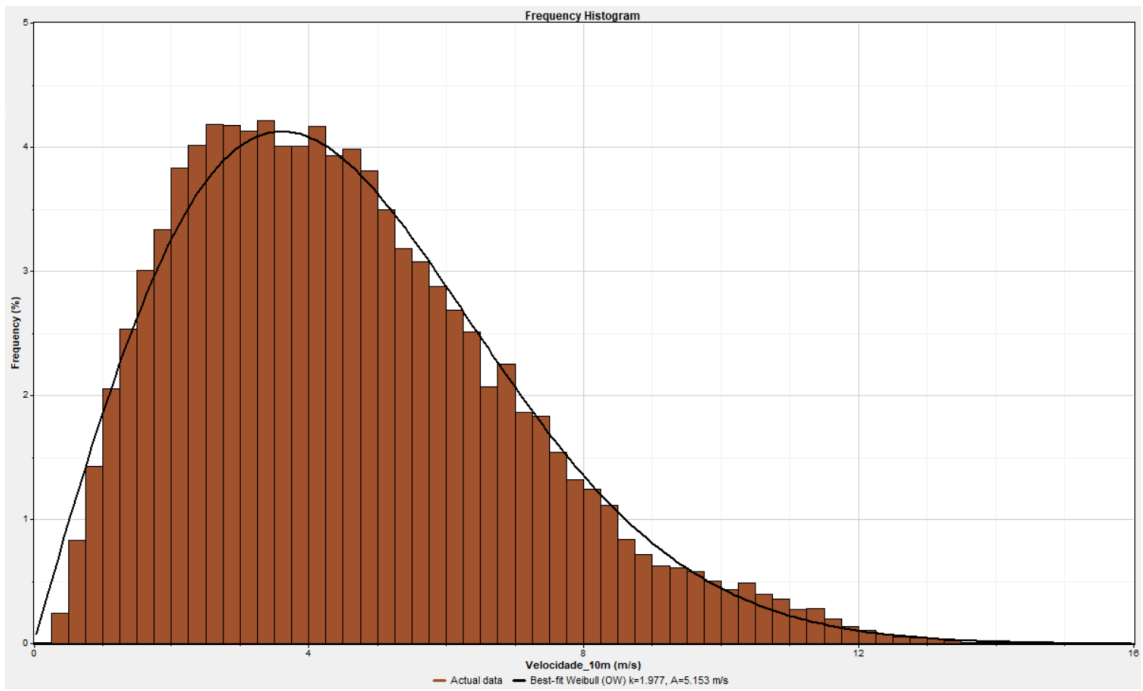


Figura D. 10: Distribuição Weibull (sensor TNW03 10 metros)

TNW04 (20 metros)

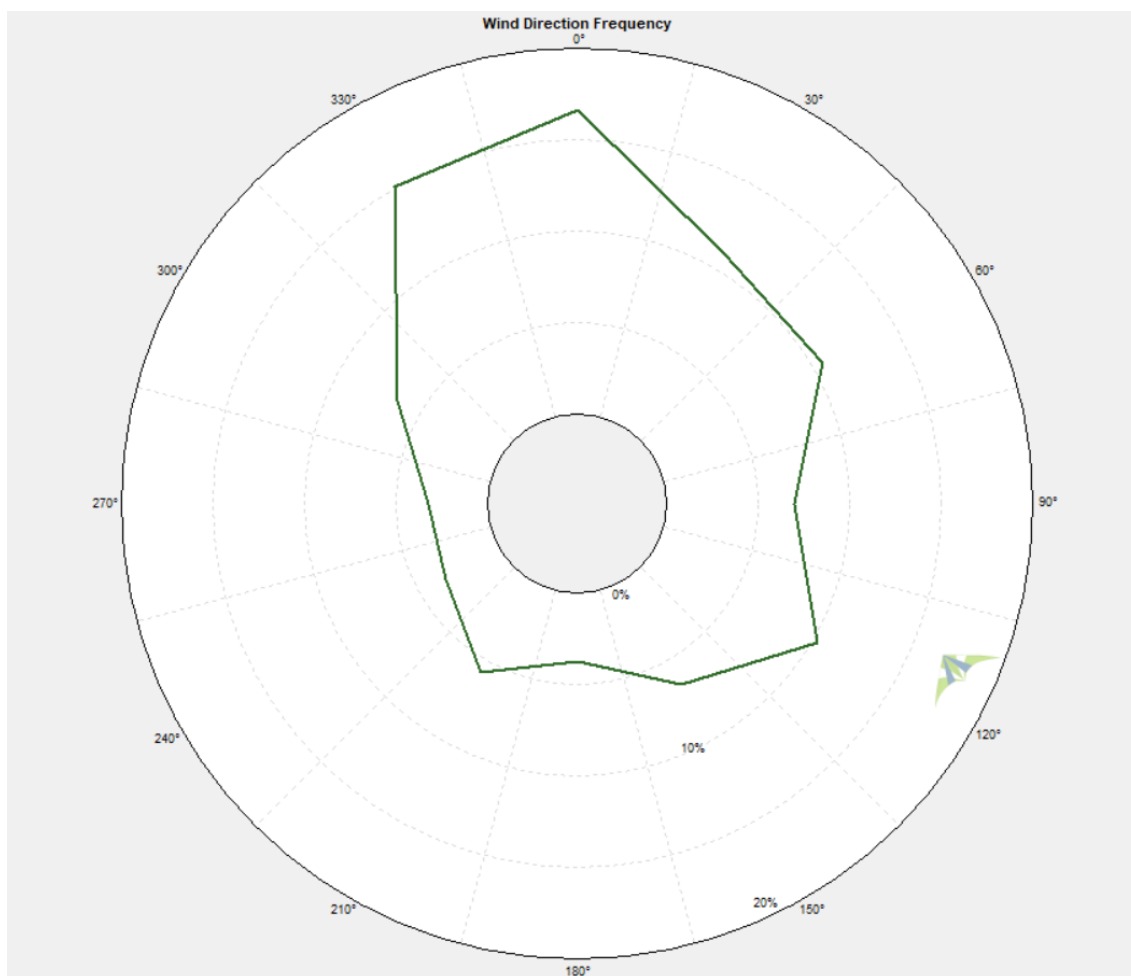


Figura D. 11: Rosa de ventos (sensor TNW04 20 metros)

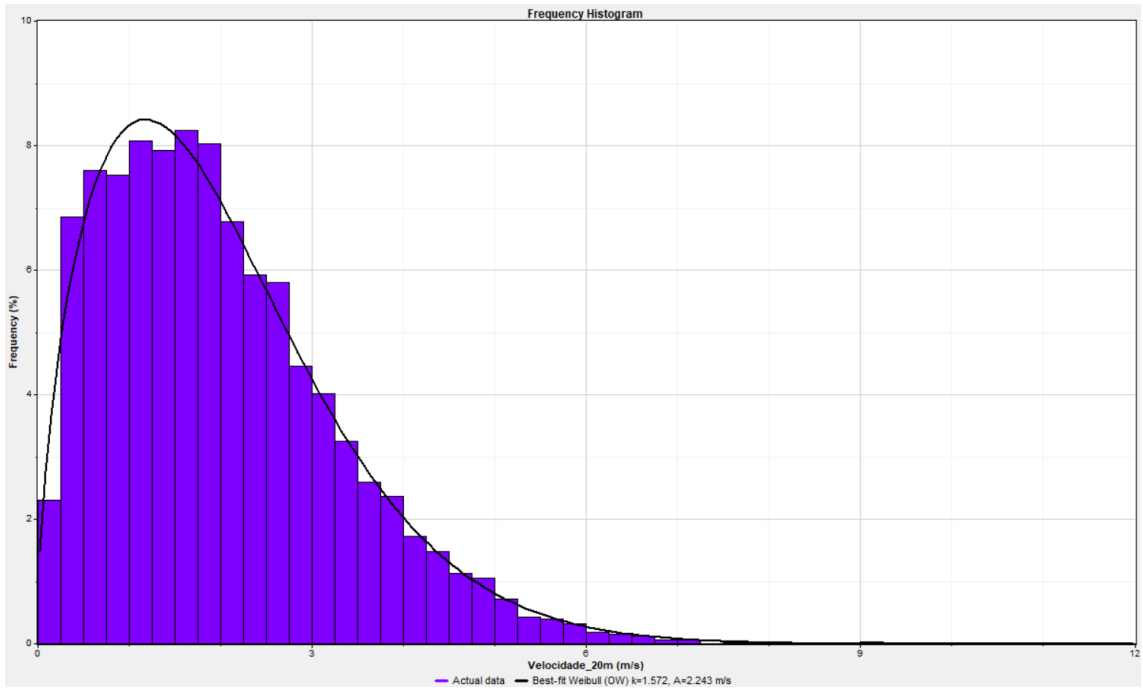


Figura D. 12: Distribuição Weibull (sensor TNW04 20 metros)

TSE01 (30 metros)

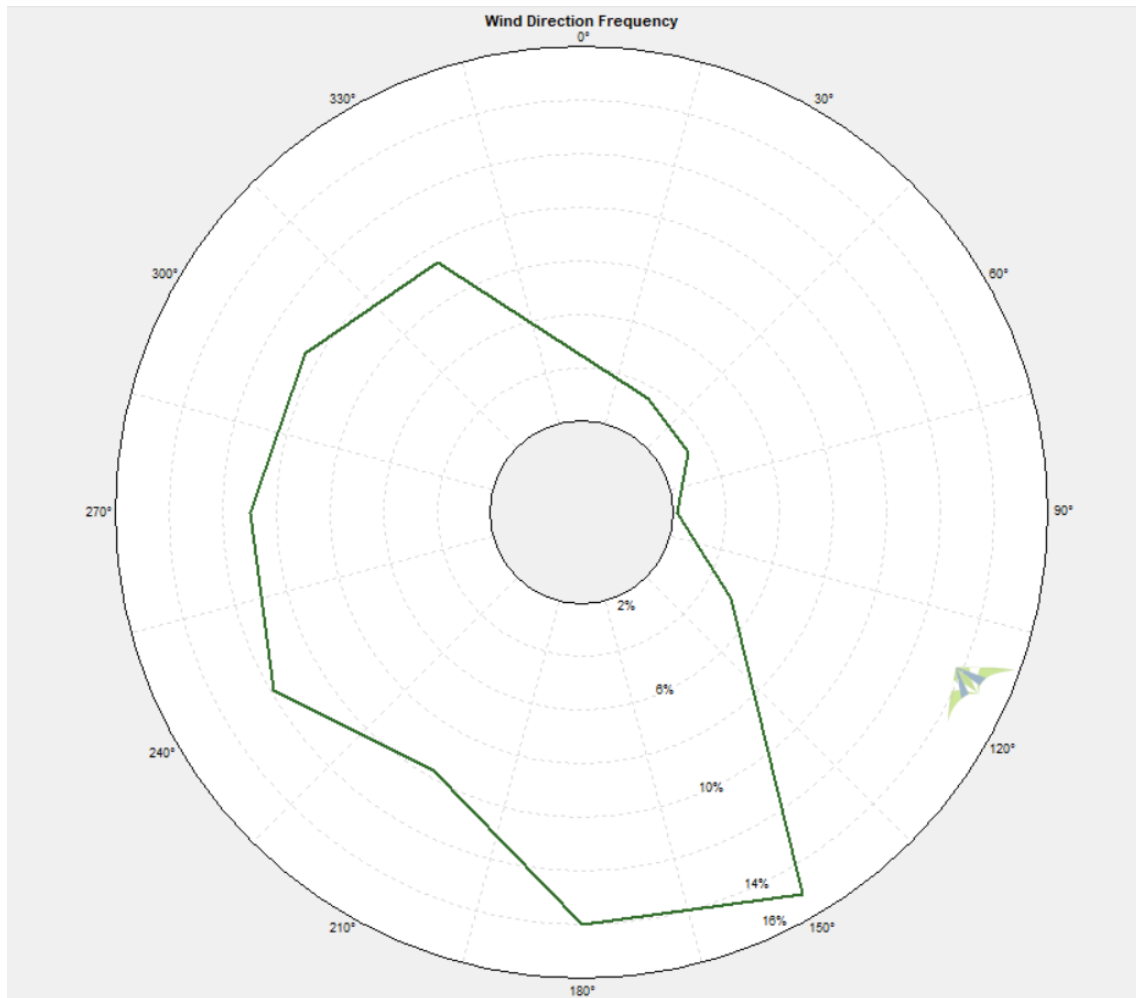


Figura D. 13: Rosa de ventos (sensor TSE01 30 metros)

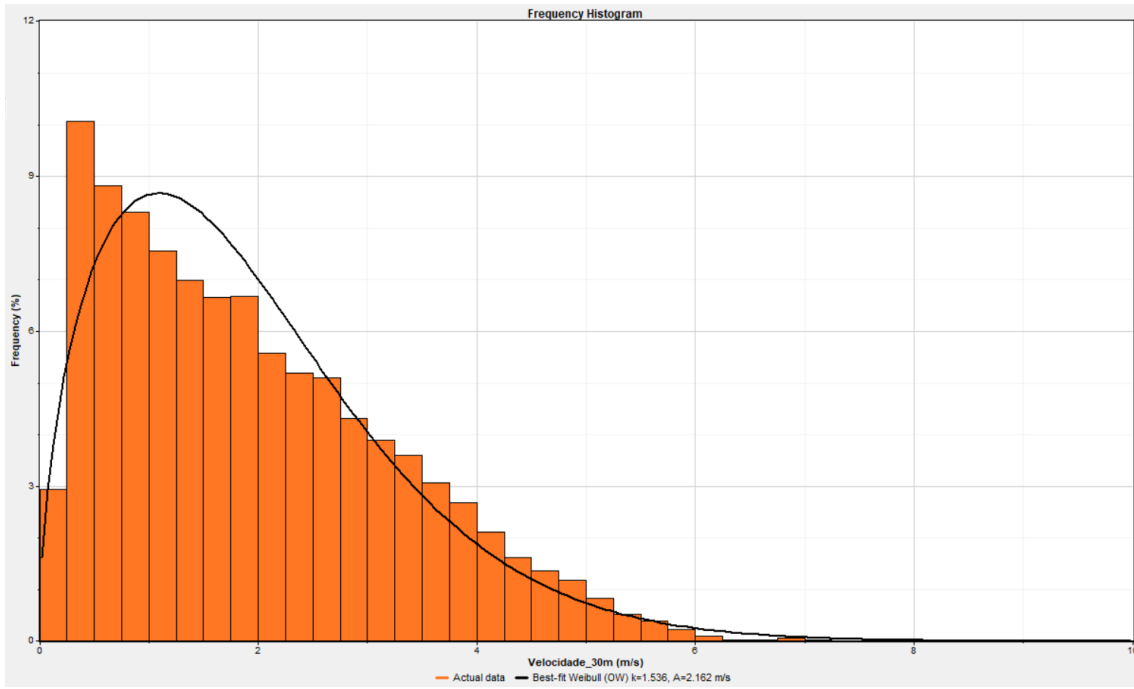


Figura D. 14: Distribuição Weibull (sensor TSE01 30 metros)

TSE04 (28,79 metros)

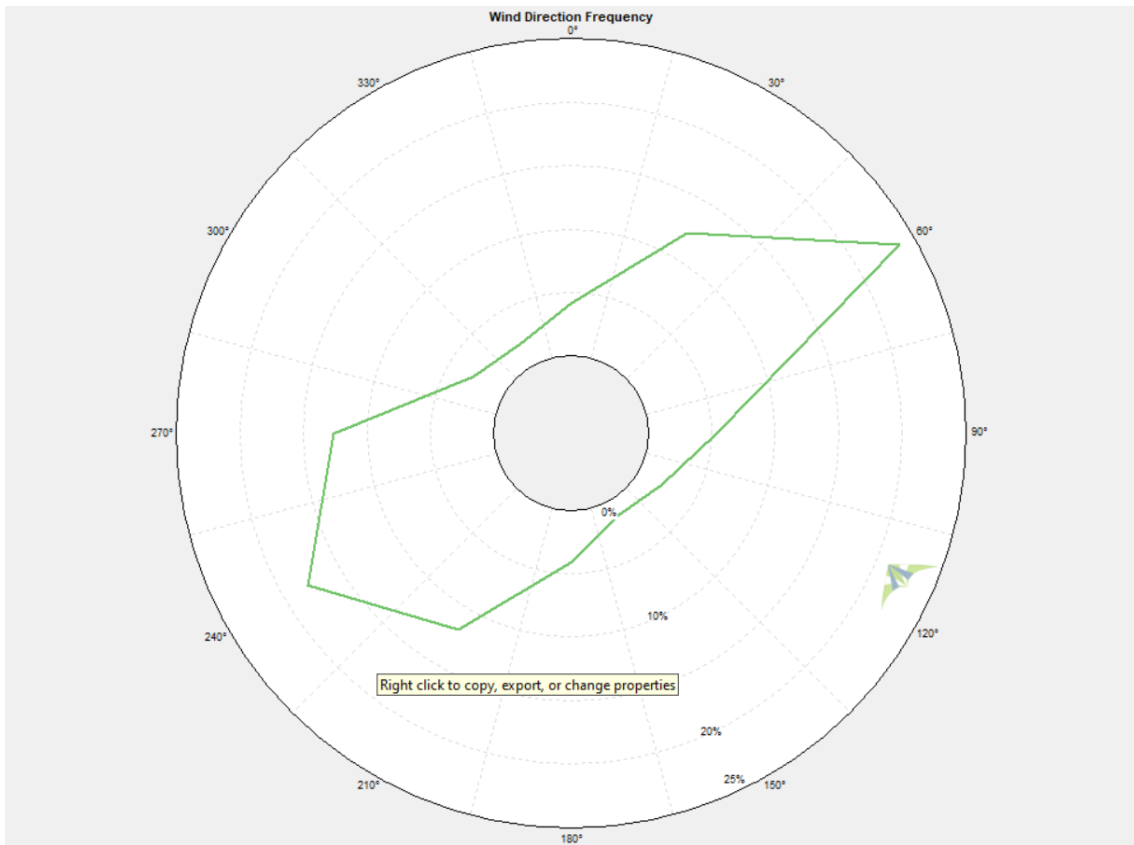


Figura D. 15: Rosa de ventos (sensor TSE04 28,79 metros)

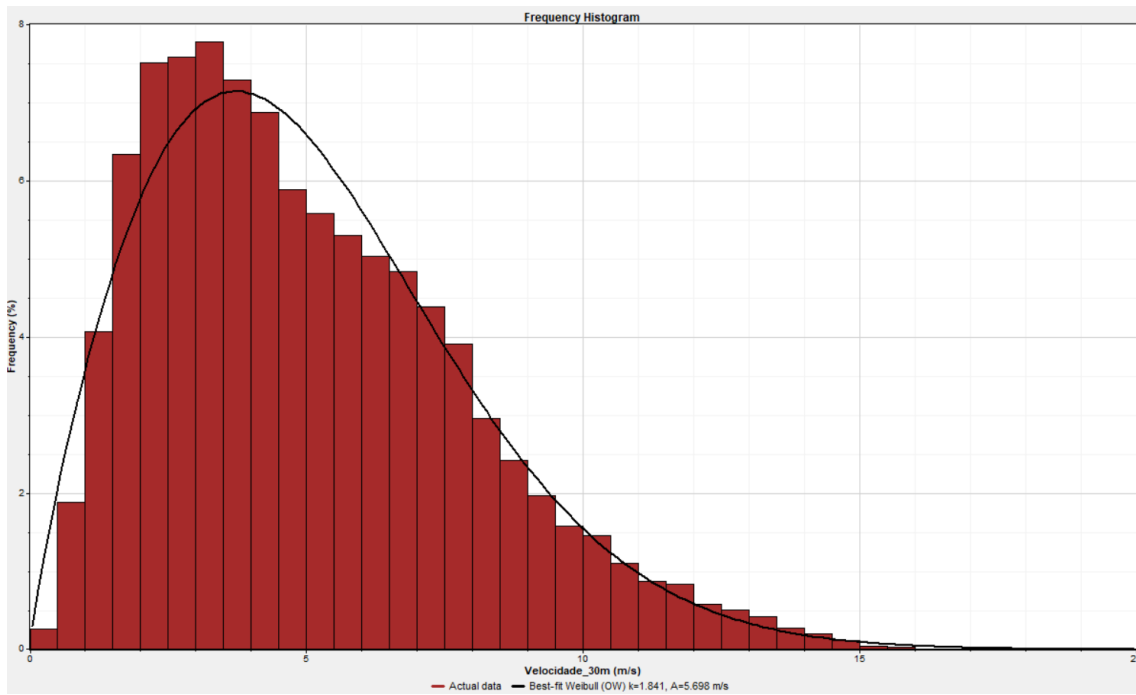


Figura D. 16: Distribuição Weibull (sensor TSE04 28,79 metros)

Anexo E – Tratamento de dados provenientes do WindSim

Organização de dados

Torres anemométricas

De forma a se poder fazer uma melhor gestão de dados que estão a ser utilizados, optou-se por organizar os mesmos no software que utiliza a linguagem python. Desta forma começou-se por abrir um ficheiro txt que contém as coordenadas das estações utilizadas no software do Windsim. A leitura deste ficheiro é feita com recurso a listas que fazem com que armazenem cada linha de caracteres presentes no ficheiro txt que contém as coordenadas. De forma a guardar os dados de forma organizada optou-se por criar um dicionário duplo (ou inbutido) que consegue, para cada estação, guardar em formato de colunas as coordenadas X [m] e Y[m]. Uma vez que o ficheiro txt não contém linhas extensas, optou-se por ver manualmente quais seriam os indices que constituem um intervalo que contém as strings relativas ao nome das estações, coordenadas X e coordenadas Y. Posteriormente, utilizando um ciclo, guardou-se os valores de coordenadas X e Y para cada estação. Na figura E.1 encontra-se o recorte de código utilizado para realizar este procedimento.

```
In [1]: import numpy as np

In [2]: ### Criar o dicionário onde se encontram as coordenadas de cada estação

#Criar o dicionario coordenadas
Cordenadas={'x [m]':0,'y [m]':0}

In [3]: #Criar o dicionário das estações
CordEst={"rsw06":0,"rsw03":0,"tnw01":0,"tnw02":0,"tnw03":0,"tnw04":0,"tse01":0,"tse04":0}

In [4]: for i in CordEst:
        stringI=str(i)
        CordEst[stringI]=Cordenadas

In [5]: ### Abrir um ficheiro txt

#Abre o ficheiro e converte todas a string numa lista onde em cada posição encontram-se as strings
with open("c:/Users/zecar/Desktop/LNEG/Ano 2022/Resultados do WindSim/Estacoes/Coordenadas.txt") as f:
    lines = f.readlines()

In [6]: clines=len(lines)
        #for i in range(1,clines):
        # print(Lines[i][0:5]) #Nomes das estações
        # print(Lines[i][6:15]) #Coordenada X
        # print(Lines[i][15:24]) #Coordenada y

In [7]: for i in range(1,clines):
        strg1=str(Lines[i][0:5])
        floating1=float(Lines[i][6:15])
        floating2=float(Lines[i][15:24])
        CordEst[strg1]['x [m]']=floating1#Aqui estou a obter as coordenadas das estações, nomeadamente a cordenada em x
        CordEst[strg1]['y [m]']=floating2#Aqui estou a obter as coordenadas das estações, nomeadamente a cordenada em y
```

Figura E. 1: Código utilizado para realizar o tratamento das estações dentro do software utilizado

```
print(CordEst)
{'rsw06': {'x [m]': 33394.18, 'y [m]': 4258.87}, 'rsw03': {'x [m]': 33394.18, 'y [m]': 4258.87}, 'tnw01': {'x [m]': 33394.18, 'y [m]': 4258.87}, 'tnw02': {'x [m]': 33394.18, 'y [m]': 4258.87}, 'tnw03': {'x [m]': 33394.18, 'y [m]': 4258.87}, 'tnw04': {'x [m]': 33394.18, 'y [m]': 4258.87}, 'tse01': {'x [m]': 33394.18, 'y [m]': 4258.87}, 'tse04': {'x [m]': 33394.18, 'y [m]': 4258.87}}
```

Figura E. 2: Output do procedimento anteriormente referido

Dados do WindSim

Após se realizar a simulação no software do Windsim obteve-se uma matriz de dados organizados (i.e., valores de vento médio, temperatura ambiente, ângulo de incidência, etc.) para os 30 metros e os 50 metros. O Windsim disponibiliza os mesmos em ficheiro txt, o que facilita o tratamento dos mesmos no software utilizado.

30m - Bloco de notas

Ficheiro Editar Formatar Ver Ajuda

x[m]	y[m]	z[m]	V_mean[m/s]	TI_amb_mean[%]	Inflow angle[deg]	wind shear exp.	TI_amb_90_15m/s_bin[%]
24155.0	-4845.0	171.3	3.60	0.00	-0.46	0.11	0.00
24455.0	-4845.0	165.3	3.51	0.00	-0.62	0.13	0.00
24755.0	-4845.0	173.3	3.59	0.00	0.96	0.11	0.00
25055.0	-4845.0	189.5	3.65	0.00	1.05	0.11	0.00
25355.0	-4845.0	207.3	3.66	0.00	0.04	0.12	0.00

Figura E. 3: Ficheiro txt com os dados provenientes do WindSim

Desta forma utilizou-se um código de recurso de forma a averiguar sobre os índices das variáveis em utilização. Uma vez obtidos o índice optou-se por guardar os valores de forma organizada em vetores contendo nomes que foram dados referentes às variáveis que estão a ser lidas. Utilizando a função `numpy.unique` que realiza uma operação similar ao `count distinct` proveniente da linguagem SQL realizou-se uma distinção dos valores de coordenadas Y de forma a perceber-se a quantidade de vezes que se repete cada coordenada Y. Desta forma foi possível averiguar sobre a forma como os dados se encontram ordenados, tendo-se concluído através dos índices de valor inicial (repetido) que por cada coordenada Y, nos dados provenientes do WindSim versão de teste, existem 66 pontos de coordenada X. A figura E.4 demonstra o código do processo anteriormente descrito.

```
In [8]: """ Aqui estou a abrir o ficheiro txt onde estão os resultados onde é possível encontrar coordenadas x, coordenadas y, velocidade média e temperatura ambiente """
#Abre o ficheiro e converte todas a string numa lista onde em cada posição encontram-se as strings
with open("c:/Users/zecar/Desktop/LNEG/Ano 2022/Resultados do WindSim/vento/30m.txt") as f:
    lines1 = f.readlines()

In [9]: """ Guardar os valores das variáveis de interesse em listas """
#Neste caso estou a guardar as coordenadas x, coordenadas y e velocidade média
EixoXX=[]
EixoYY=[]
Vmed=[]
Clines1=len(lines1)

for i in range(1,Clines1):
    float1=float(lines1[i][0:17]) #Eixo dos xx
    float2=float(lines1[i][26:34]) #Eixo dos yy
    float3=float(lines1[i][51:57]) #Velocidade média [m/s]
    EixoXX.append(float1)
    EixoYY.append(float2)
    Vmed.append(float3)

In [10]: """ Aqui estou a passar as listas para um numpy array para agilizar os processos de análise """
EixoX=np.array(EixoXX)
EixoY=np.array(EixoYY)
Vmedia=np.array(Vmed)

In [11]: """ Aqui estou a obter valores únicos para poder obter uma melhor perspectiva sobre a forma como funciona o ficheiro """
XX=np.unique(EixoX)
YY=np.unique(EixoY,return_index=True)

In [50]: print(YY)

(array([-4845., -4545., -4245., -3945., -3645., -3345., -3045., -2745.,
       -2445., -2145., -1845., -1545., -1245., -945., -645., -345.,
        -45., 255., 555., 855., 1155., 1455., 1755., 2055.,
       2355., 2655., 2955., 3255., 3555., 3855., 4155., 4455.,
       4755., 5055., 5355., 5655., 5955., 6255., 6555., 6855.,
       7155., 7455., 7755., 8055., 8355., 8655., 8955., 9255.,
       9555., 9855., 10155., 10455., 10755., 11055., 11355., 11655.,
       11955., 12255., 12555., 12855., 13155., 13455., 13755., 14055.,
       14355., 14655.]), array([ 0, 66, 132, 198, 264, 330, 396, 462, 528, 594, 660,
        726, 792, 858, 924, 990, 1056, 1122, 1188, 1254, 1320, 1386,
        1452]))
```

Figura E. 4: Código do processo utilizado para fazer a análise dos dados provenientes do software WindSim

Pontos das linhas

Uma vez que a variável em estudo que ganha mais destaque é a localização das linhas, seria indispensável para a análise não utilizar informações sobre as mesmas. Desta forma realizou-se de novo o processo de leitura de um ficheiro txt onde constam os pontos de interesse das mesmas. Dada a limitação referente ao tamanho no qual o software consegue fazer a conversão de uma string para uma variável float e ao facto das coordenadas provenientes do WindSim não apresentarem um elevado grau de precisão pontual, optou-se por utilizar unicamente 10 algarismos das coordenadas provenientes do WindSim. Também se realizou uma análise sobre os extremos das coordenadas X e Y pois irá ser útil para a análise posterior. Nas seguintes figuras é possível ver-se o código que foi utilizado no processo descrito.

```
In [13]: ### Ir buscar as coordenadas dos pontos da linha (ETRS89)
with open("c:/Users/zecar/Desktop/LNEG/Ano 2022/Linha/Coordenadas.txt") as f:
    lines2 = f.readlines()

Cl2=len(lines2)
```

```
In [14]: ### Obter o indice do último caracter pertencente ao float que contém as coordenadas
Lcontadores=[]
for i in range(1,Cl2):
    contador=0
    for j in lines2[i]:
        try:
            #print(j)
            int(j)
            contador=contador+1
        except:
            if (j=='.'):
                contador=contador+1
            else:
                break
    #print(contador)
    Lcontadores.append(contador)
Lcontadores=np.array(Lcontadores)
```

```
In [15]: Lindice1=np.copy(Lcontadores)
```

```
In [16]: for i in range(0,len(Lcontadores)):
    Lcontadores[i]=Lcontadores[i]+1
Lindice2=np.copy(Lcontadores)
for i in range (0,len(Lcontadores)):
    Lindice2[i]=Lcontadores[i]+7
```

```
In [17]: CLC=len(Lcontadores)
for i in range(0,CLC):
    a=Lcontadores[i]-10
    Lindice1[i]=Lcontadores[i]-a
```

Figura E. 5: Parte (1) do código utilizado para realizar a organização de dados de coordenadas dos pontos das linhas

```
In [18]: EixoXPL=[]
EixoYPL=[]
Clines2=len(lines2)
for i in range(1,Clines2):
    j=i-1;float1=float(lines2[i][0:Lindice1[j]]) #Eixo das xx
    float2=float(lines2[i][Lcontadores[j]:Lindice2[j]]) #Eixo das yy
    EixoXPL.append(float1)
    EixoYPL.append(float2)

EixoXPL=np.array(EixoXPL)
EixoYPL=np.array(EixoYPL)
```

```
In [19]: Intervalo={"Valor máximo":0,"Valor mínimo":0}
intervalo={"Valor máximo":0,"Valor mínimo":0}
GridPL={"X":0,"Y":0}

for i in GridPL:
    if ('X' in i):
        Intervalo["Valor máximo"]=np.ndarray.max(EixoXPL)
        Intervalo["Valor mínimo"]=np.ndarray.min(EixoXPL)
        GridPL[i]=Intervalo
    else:
        intervalo["Valor máximo"]=np.ndarray.max(EixoYPL)
        intervalo["Valor mínimo"]=np.ndarray.min(EixoYPL)
        GridPL[i]=intervalo
```

Figura E. 6: Parte (2) do código utilizado para realizar a organização de dados de coordenadas dos pontos das linhas

Dados do WindSim em função das coordenadas das linhas

De forma a agilizar os processos de análise do software e a reduzir significativamente os espaços em utilização dos dados, optou-se por delimitar os dados provenientes do WindSim utilizando os extremos de coordenadas Y dos pontos da linha. Este processo visou as coordenadas Y uma vez que estas contêm grupos de coordenadas X. A seguinte figura E.7 auxilia a perceber o conceito de grupos de coordenadas fazendo a analogia com um gráfico onde é possível observar-se um segmento de reta onde o Y é constante.

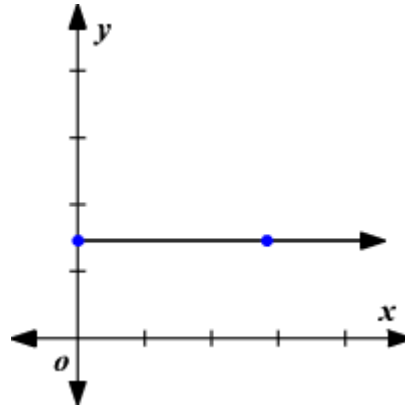


Figura E. 7: Segmento de reta constante

x[m]	y[m]	z[m]
24155.0	-4845.0	-4845.0
24455.0	-4845.0	-4845.0
24755.0	-4845.0	-4845.0
25055.0	-4845.0	-4845.0
25355.0	-4845.0	-4845.0
25655.0	-4845.0	-4845.0
25955.0	-4845.0	-4845.0
26255.0	-4845.0	-4845.0
26555.0	-4845.0	-4845.0
26855.0	-4845.0	-4845.0
27155.0	-4845.0	-4845.0
27455.0	-4845.0	-4845.0
27755.0	-4845.0	-4845.0
28055.0	-4845.0	-4845.0
28355.0	-4845.0	-4845.0
28655.0	-4845.0	-4845.0
28955.0	-4845.0	-4845.0
29255.0	-4845.0	-4845.0
29555.0	-4845.0	-4845.0
29855.0	-4845.0	-4845.0
30155.0	-4845.0	-4845.0
30455.0	-4845.0	-4845.0
30755.0	-4845.0	-4845.0
31055.0	-4845.0	-4845.0
31355.0	-4845.0	-4845.0
31655.0	-4845.0	-4845.0
31955.0	-4845.0	-4845.0
32255.0	-4845.0	-4845.0
32555.0	-4845.0	-4845.0
32855.0	-4845.0	-4845.0
33155.0	-4845.0	-4845.0
33455.0	-4845.0	-4845.0
33755.0	-4845.0	-4845.0
34055.0	-4845.0	-4845.0
34355.0	-4845.0	-4845.0
34655.0	-4845.0	-4845.0
34955.0	-4845.0	-4845.0
35255.0	-4845.0	-4845.0
35555.0	-4845.0	-4845.0
35855.0	-4845.0	-4845.0
36155.0	-4845.0	-4845.0
36455.0	-4845.0	-4845.0
36755.0	-4845.0	-4845.0
37055.0	-4845.0	-4845.0

Figura E. 8: Recorte dos dados provenientes do WindSim com um excerto de uma classe de coordenadas Y

Na anterior figura pode-se observar que para um segmento de reta, para diferentes valores de x o valor de y é constante. O mesmo acontece em classes de coordenadas Y dentro dos dados provenientes do WindSim, portanto, de forma a obter-se uma matriz com os valores de coordenadas necessárias para a análise, deve-se restringir a matriz original utilizando os extremos de coordenadas Y referentes às coordenadas dos pontos das linhas. Na figura E.9 encontra-se o recorte de código utilizado para este efeito.

```

In [21]: %% Encontrar o valor de y mais próximo do valor mínimo

#Aqui fazer o módulo da subtração entre os valores
Lvalores11=[]

for i in EixoY:
    a=abs(intervalo["Valor mínimo"]-i)
    Lvalores11.append(a)
Lvalores11=np.array(Lvalores11)

#Aqui vou ver qual é o valor residual mínimo das subtrações
Valorminimo11=np.min(Lvalores11)

#obter o índice do valor mínimo da rede
contador=0
for i in Lvalores11:
    contador=contador+1
    if (i==Valorminimo11):
        break

IndiceMinY=contador #Índice do valor mais próximo do valor mínimo da rede;

In [22]: %% Encontrar o valor de y mais próximo do valor máximo

#Aqui fazer o módulo da subtração entre os valores
Lvalores12=[]

for i in EixoY:
    a=abs(intervalo["Valor máximo"]-i)
    Lvalores12.append(a)
Lvalores12=np.array(Lvalores12)

#Aqui vou ver qual é o valor residual mínimo das subtrações
Valormaximo11=np.min(Lvalores12)

#obter o índice do valor mínimo da rede
contador=0
for i in Lvalores12:
    contador=contador+1
    if (i==Valormaximo11):
        break

IndiceMaxY=contador #Índice do valor mais próximo do valor mínimo da rede;

In [25]: AxisX=EixoX[IndiceMinY:IndiceMaxY]
AxisY=EixoY[IndiceMinY:IndiceMaxY]
Vavr=Vmedia[IndiceMinY:IndiceMaxY]

```

Figura E. 9: Código utilizado para restringir os extremos de Y

Valores de vento associados aos pontos da linha

Uma vez processados os dados de vento provenientes do software do WindSim que se encontram organizados quer em formato matriz, quer em formato de vetores para cada variável (coordenada X, coordenada Y e velocidade média), é necessário encontrar os valores de vento para os pontos da linha de interesse. Para tal é necessário encontrar dentro da matriz a linha que contém as coordenadas X e coordenadas Y mais próximas dos pontos de interesse da linha. O processo que se utilizou está descrito nas seguintes fases:

- a) Encontrar a classe de coordenada Y nos dados de vento mais próximo do ponto de coordenada X;
- b) Dentro da classe de coordenada Y, encontrar a coordenada X que se encontra mais próxima do ponto de coordenada X;
- c) Obter o valor de vento para o ponto da linha;

```

In [29]: WVline=[]
          VAline=[]
          alfa=DadosDeVento["Coordenada X[m]"]
          Alfa=DadosDeVento["Vavr"]
          alf=DadosDeVento["Angulo"]

          for i in range (0,18):
              alfa1=alfa[IndicesEixoY[i]:IndicesEixoX[i]]
              Alfa1=Alfa[IndicesEixoY[i]:IndicesEixoX[i]]
              Alf=alf[IndicesEixoY[i]:IndicesEixoX[i]]
              ListaF=[]
              for j in alfa1:
                  a=abs(j-EixoXPL[i])
                  ListaF.append(a)
              listaF=np.array(ListaF)
              Lf=np.unique(listaF,return_index=True)
              IndF=Lf[1][0]
              b=Alfa1[IndF]
              c=Alf[IndF]
              WVline.append(b)
              VAline.append(c)

```

Figura E. 10: Linha de código final