

Analyse der Windbedingungen in 300 m Höhe am Standort Schipkau anhand der Daten des Messmastes

Alp Yalcinkaya¹, Marcel Krüger¹, Dr. Frank Adam¹, Dr. Martin Chaumet², Julius Keil³

¹ GICON GmbH – Großmann Ingenieur Consult GmbH

² BEVENTUM GmbH

³ SPRIND GmbH

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	3
Tabellenverzeichnis	3
1 Standort	4
2.1 <i>Bereinigung von Lidar-Daten</i>	5
2.2 <i>Bereinigung von Messmastdaten</i>	5
2.3 <i>Datenverfügbarkeit</i>	5
3 Korrelation der Messungen	6
4 Windscherung	7
5 Monatliche mittlere Windgeschwindigkeit	8
6 Häufigkeit der Windgeschwindigkeitsverteilung (Tagesmittelwert)	15
7 Energiegewinnung	16
8 Anteil der Produktion im unteren Teillastbereich	17

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Standort des Messmastes und der LIDARs.	4
Abbildung 2: Korrelation zwischen dem Messmast und Lidar 1.	7
Abbildung 3: Windscherungen von LIDAR und dem Messmast.	8
Abbildung 4: Monatliche mittlere Windgeschwindigkeiten basierend auf Messmast.	10
Abbildung 5: Monatliche mittlere Windgeschwindigkeiten basierend auf Lidar.	10
Abbildung 6: Tagesmittelwerte der Windgeschwindigkeit pro Monat gemäß Messmast	15
Abbildung 7: Leistungsgewichtete Häufigkeiten basierend auf Tagesmittelwerten.	16
Abbildung 8: Monatliche Häufigkeiten im Leistungsregime "Prod. < 10 %" in h.	Fehler! Textmarke nicht definiert.
Abbildung 9: Monatliche Häufigkeiten im Leistungsregime "Prod. zw. 10 % und 20 %" in h.	Fehler! Textmarke nicht definiert.
Abbildung 10: Monatliche Häufigkeiten im Leistungsregime "Prod. > 30 %" in h.	Fehler! Textmarke nicht definiert.
Abbildung 11: Verhältnisse der Verweilzeiten zwischen 300m und 150m für die Leistungsregime oberhalb und unterhalb 30 %.	Fehler! Textmarke nicht definiert.

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Datenverfügbarkeit [%] von Met Mast und LIDAR nach Datenbereinigung.	5
Tabelle 2: Mittlere Windgeschwindigkeit, gemessen von LIDAR und dem Met Mast.	8
Tabelle 3: Monatliche mittlere Windgeschwindigkeiten.	9
Tabelle 4: Häufigkeit der Windgeschwindigkeit basierend auf dem Tagesmittelwert gemäß dem Messmast.	15
Tabelle 5: Brutto-AEP in verschiedenen Höhen.	17
Tabelle 6: Verteilung in verschiedenen Leistungsregimen für verschiedene Nabenhöhen am Beispiel einer Vestas V164 9,5MW.	17

1 Standort

Der Höhenmessmast hat am 13.04.2023 die Messungen am Standort Klettwitz aufgenommen, ebenso wie zwei LIDARs (Light Detection and Ranging), die bereits am 07.09.2022 ihren Betrieb im Zusammenhang mit hochauflösenden Messungen der Windbedingungen aufgenommen haben. Abbildung 1 zeigt den Standort des Messmastes und der LIDARs. Der Standort ist von ca. 10 m hohen Bäumen umgeben und das nächstgelegene Gebäude ist ca. 500 m entfernt.

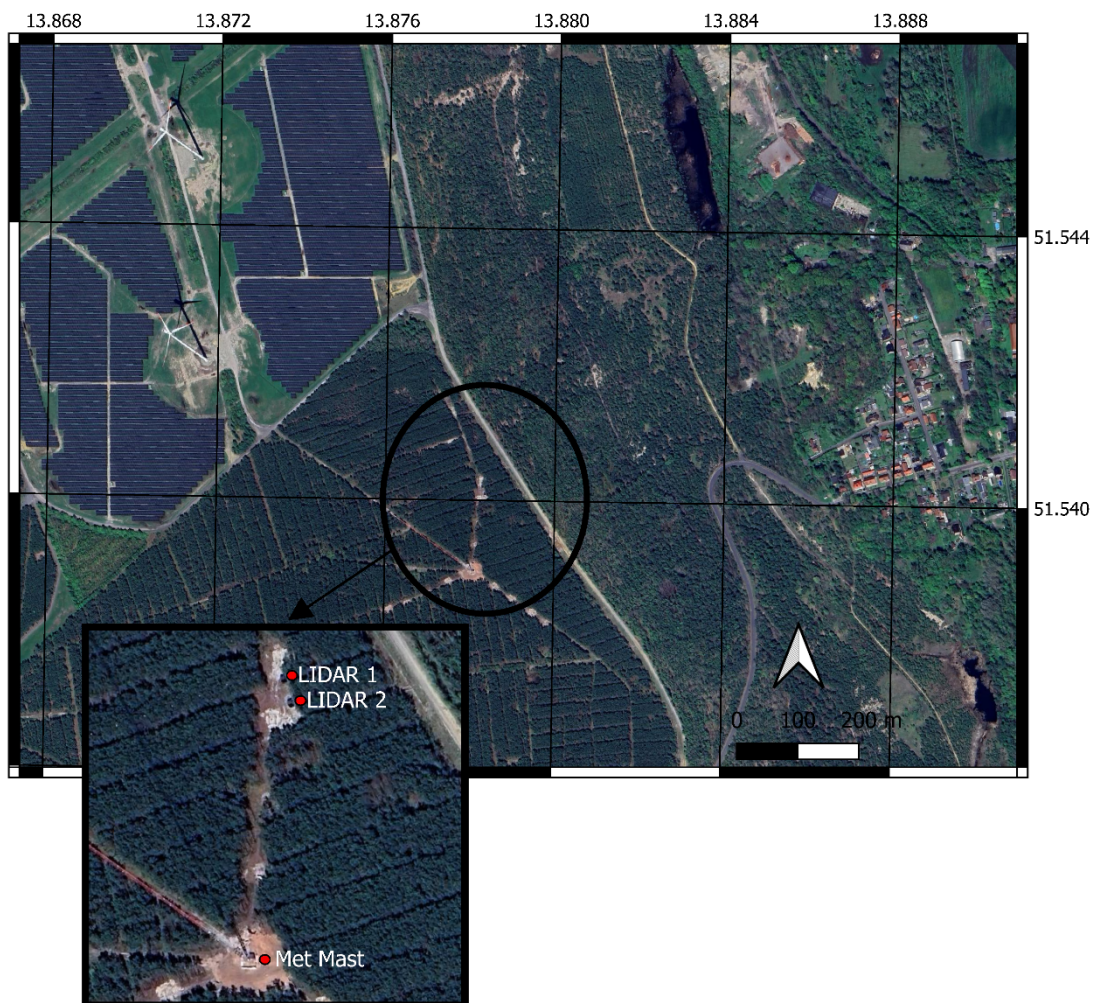


Abbildung 1: Standort des Messmastes und der LIDARs.

Die LIDAR-Messungen wurden vom 08.09.2022 00:00 bis 12.04.2024 23:50 in Messhöhen von 18 m bis 300 m durchgeführt. Die Mastmessung wurde für die Höhen von 25 m bis 300 m in der Zeit vom 13.04.2023 00:00 bis 12.04.2023 23:50 durchgeführt. Dementsprechend wird der Zeitraum der Messmast-Messung in diesem Bericht als ein gemeinsamer Zeitraum betrachtet.

Alle Rohdaten werden von den am Messmast installierten Sensoren zunächst als 1-Sekunden-Werte aufgezeichnet und anschließend von den Loggern, die der Richtlinie IEC 61400-12-1 entsprechen, in 10-Minuten-Mittel-Werte umgerechnet. Neben der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit enthält jeder dieser gemittelten 10-Minuten-

Datensätze weitere Informationen wie das Minimum, das Maximum und die Standardabweichung der Windgeschwindigkeit. Als Datenbasis für die Lidarmessungen standen richtlinienkonforme und qualitätskontrollierte 10-Minuten-Mittelwerte zur Verfügung. In diesem Bericht wurde der Datensatz von Lidar 1 für die Analyse verwendet.

2.1 Bereinigung von Lidar-Daten

Die Datensätze der LIDARs enthalten für einige Zeitstempel Fehlercodes für den Fall, dass eine qualitativ hochwertige Windgeschwindigkeitsmessung nicht möglich ist. Dies ist vor allem bei sehr niedrigen Windgeschwindigkeiten, bei starkem Niederschlag oder bei erheblichen Störungen des Laserstrahls (Messstrahl) der Fall. Dementsprechend werden die Zeitstempel, die Fehlercodes enthalten, für die weitere Analyse aus dem Datensatz entfernt. Außerdem wurden Windgeschwindigkeitswerte mit einer Standardabweichung von mehr als 3 m/s von der Analyse ausgeschlossen, da eine solche Variabilität auf erhebliche Störungen hinweist, die die Zuverlässigkeit der Messungen beeinträchtigen.

2.2 Bereinigung von Messmastdaten

Gemäß den Kalibrierungszertifikaten der montierten Anemometer des Messmastes gibt es für jedes Gerät Offset-Werte. Die Zeitstempel, die nur den Offset-Wert enthalten, werden aus dem Datensatz des Messmastes entfernt, da das Gerät zu diesem Zeitpunkt keine genaue Messung liefert. Wie bei Lidar wurden auch aus dem Datensatz der Messmasten Windgeschwindigkeitswerte mit einer Standardabweichung von mehr als 3 m/s entfernt. Außerdem wurde die Erkennung von Anomalien anhand der Messdaten von drei verschiedenen installierten Anemometern überprüft. Wenn der Windgeschwindigkeitswert eines Anemometers um 1 m/s abweicht, wurde der Wert entfernt. Im letzten Schritt wurden die fehlenden Daten der Anemometer durch die Werte des jeweils anderen ergänzt, da die Korrelation zwischen den Geräten sichergestellt ist.

2.3 Datenverfügbarkeit

Tabelle 1 zeigt die Datenverfügbarkeit der Windgeschwindigkeit nach der Datenbereinigung, die vom Lidar und vom Messmast pro Monat geliefert wird. Es ist zu beobachten, dass LIDARs in den Monaten mit gemäßigten klimatischen Bedingungen wie Mai, Juni, Juli und August eine durchschnittlich höhere Datenverfügbarkeit liefern als in der Wintersaison. Andererseits bietet der Messmast eine zufriedenstellende Datenverfügbarkeit für jede Messhöhe, was auf die bewährte Messgenauigkeit der montierten Anemometer zurückzuführen ist.

Tabelle 1: Datenverfügbarkeit [%] von Messmast und LIDAR nach Datenbereinigung.

Monat	Messmast			Lidar		
	150	200	300	150	200	300
Apr. 23	100	94,48	94,52	96,6	94,06	88,35
Mai. 23	99,98	99,98	99,98	98,84	98,14	96,12
Juni 23	99,88	99,88	99,86	99,79	99,7	98,84
Juli 23	99,91	99,91	99,91	99,4	98,79	96,77
Aug. 23	99,8	99,87	99,96	98,79	97,89	94,62
Sep. 23	99,91	99,93	99,95	99	98,54	96,64
Okt. 23	99,98	99,91	99,93	90,79	87,41	83,2
Nov. 23	99,95	99,91	99,93	79,7	77,75	72,27
Dez. 23	99,87	99,82	98,72	89,16	84,81	76,7
Jan. 24	96,8	93,53	96,62	81,47	78,41	72,76
Feb. 24	99,95	99,88	99,93	92,36	88,94	82,83
Mär. 24	99,98	99,98	99,98	96,89	95,43	92,34
Apr. 24	100	100	100	98,73	98,09	96,06

3 Korrelation der Messungen

Abbildung 2 zeigt die Korrelation der erfassten Winddaten in den relevanten Höhen zwischen Messmast und LIDAR.

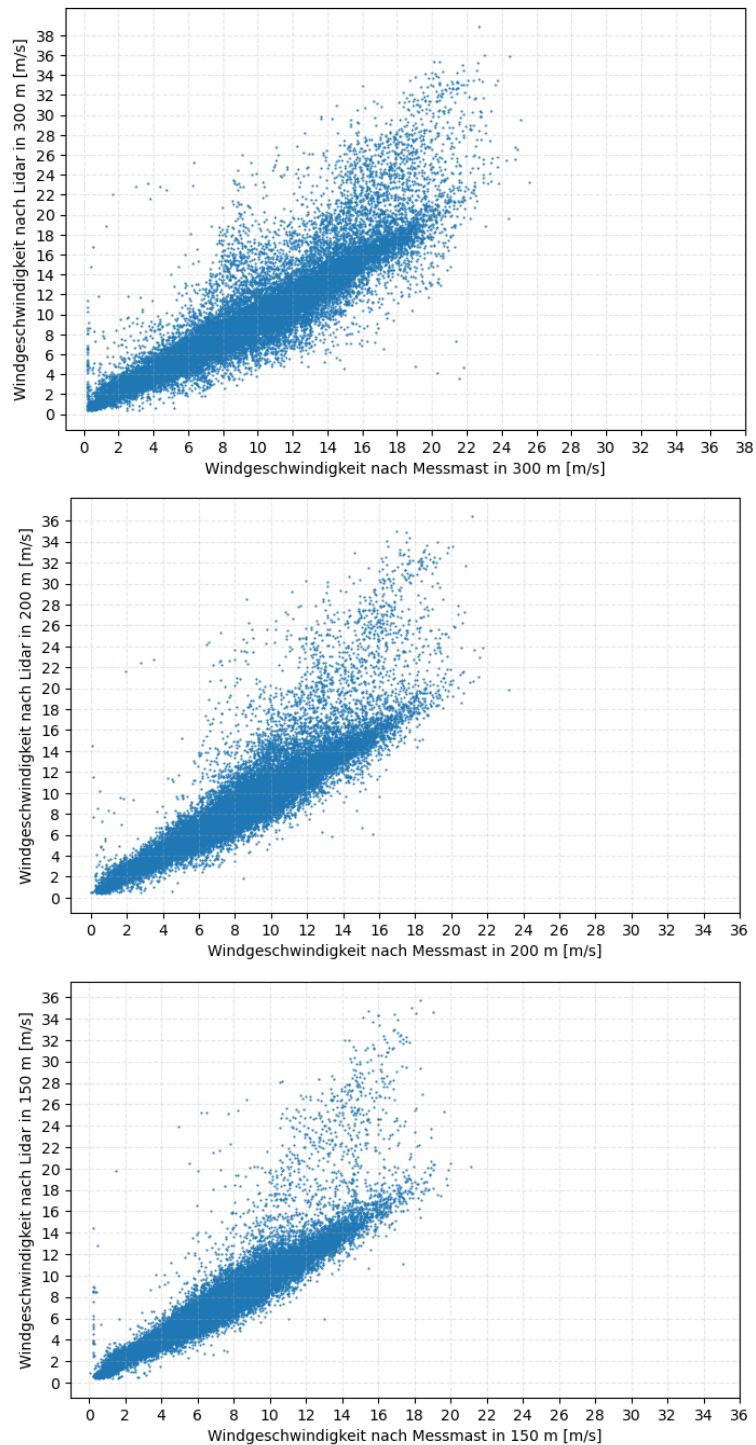


Abbildung 2: Korrelation zwischen dem Messmast und LIDAR 1.

4 Windscherung

Einer der wichtigsten Parameter im Hinblick auf die Nutzung der Windenergie ist die Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe. Sie gibt die mittlere Windgeschwindigkeitsvariation in Bezug auf die relevanten Höhen am Standort an. Dies ist ein sehr wichtiges Phänomen, da es zur Interpolation/Extrapolation der

Windgeschwindigkeitswerte auf die benutzerspezifischen Höhen (im Allgemeinen auf die Nabhöhe) verwendet werden kann. Abbildung 3 zeigt die sogenannte Windscherung basierend auf den relevanten Höhen des LIDAR und des Messmastes. Tabelle 2 enthält die Datenpunkte der jeweiligen Grafik sowie den ermittelten mittleren Höhenexponenten.

Tabelle 2: Mittlere Windgeschwindigkeit, gemessen von LIDAR und dem Messmast.

Höhe in m	150	200	300	berechneter mittlerer Höhenexponent
Mittlere Windgeschwindigkeit aus der LIDAR -Messung in m/s	6,83	7,64	8,60	0,298
Mittlere Windgeschwindigkeit aus der Mastmessung in m/s	6,66	7,38	8,51	0,357

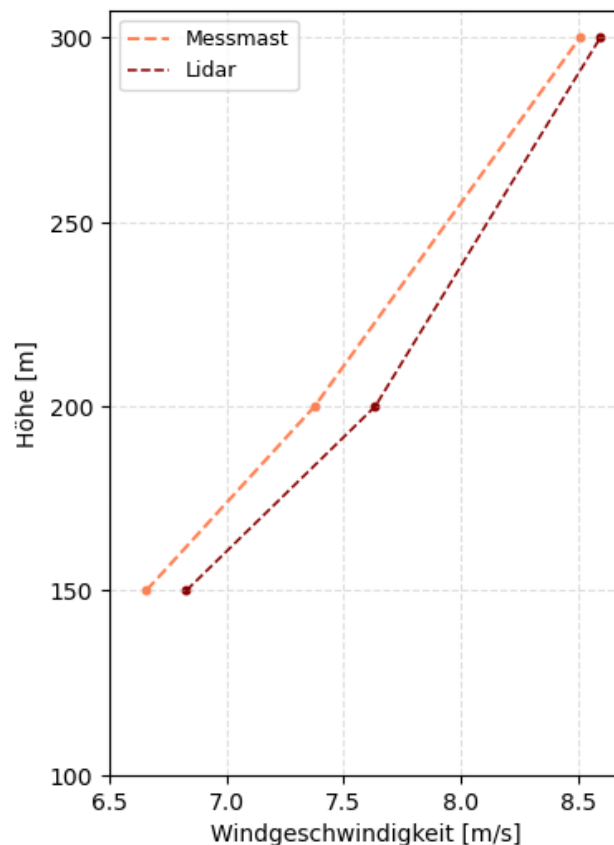


Abbildung 3: Windscherungen von LIDAR und Messmast.

5 Monatliche mittlere Windgeschwindigkeit

Abbildung 4 und Abbildung 5 zeigen die monatlichen mittleren Windgeschwindigkeiten in den relevanten Höhen vom 13.04.2023 00:00 bis 12.04.2024 23:50 des Messmastes und des LIDARs. Offensichtlich nimmt die mittlere Windgeschwindigkeit für alle Höhen von April bis Juni und von Juli bis September stetig ab und von September bis Dezember stetig zu. Der Spitzenwert der mittleren Windgeschwindigkeit wird im Dezember beobachtet und das Minimum wird im Juni für den angegebenen Messzeitraum aufgezeichnet. Die gemessenen Werte sind auch in Tabelle

3 aufgeführt. Außerdem sind in Abbildung 6 die Tagesmittelwerte der Windgeschwindigkeit für jeden Monat auf der Basis des Messmastes dargestellt.

Tabelle 3: Monatliche mittlere Windgeschwindigkeiten.

		300 m		200 m		150 m	
		Messmast	LIDAR	Messmast	LIDAR	Messmast	LIDAR
Mittlere Windgeschwindigkeit in m/s	Apr. 23	7.38	7.17	6.48	6.44	5.87	5.89
	Mai 23	6.76	6.80	6.20	6.26	5.79	5.81
	Jun. 23	5.96	5.95	5.40	5.43	5.00	5.03
	Juli 23	7.71	7.82	6.93	7.02	6.37	6.39
	Aug. 23	6.45	6.60	5.81	5.94	5.37	5.45
	Sep. 23	6.13	6.20	5.61	5.72	5.18	5.29
	Okt. 23	9.56	9.77	8.09	8.41	7.25	7.42
	Nov. 23	10.68	11.18	8.73	9.51	7.66	8.20
	Dez. 23	11.79	12.10	9.80	10.70	8.65	9.37
	Jan. 24	10.75	11.44	9.37	10.02	8.36	8.66
	Feb. 24	10.20	10.65	8.51	9.36	7.57	8.06
	Mär. 24	7.98	7.94	7.03	7.09	6.38	6.41
Apr. 24	9.28	9.40	7.87	8.11	7.07	7.11	

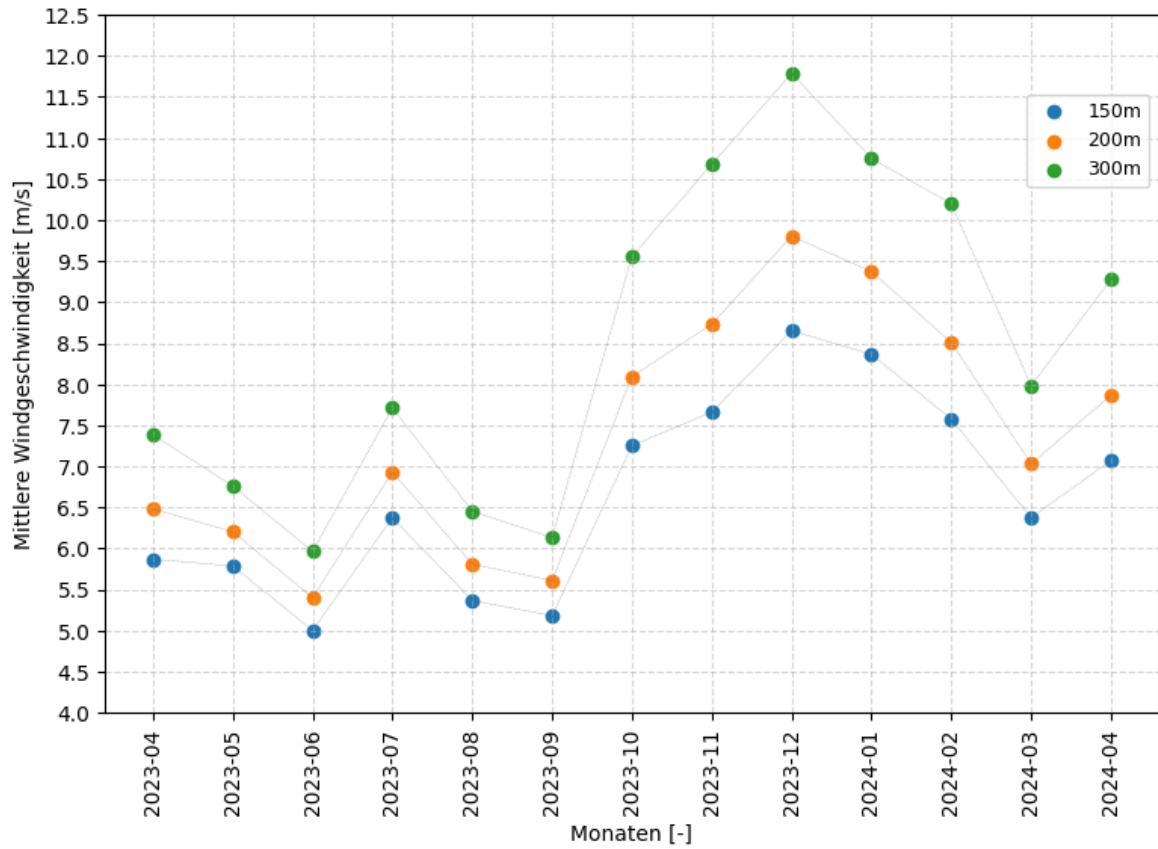


Abbildung 4: Monatliche mittlere Windgeschwindigkeiten basierend auf Messmast.

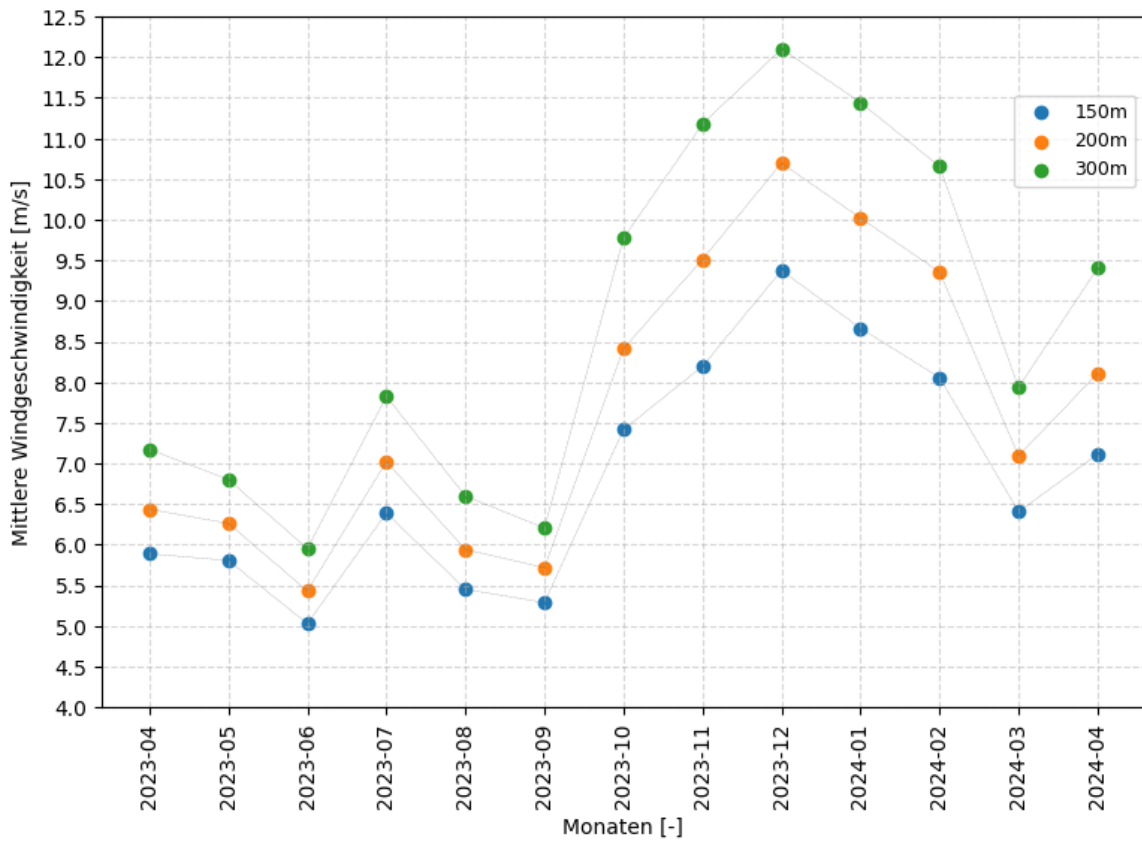
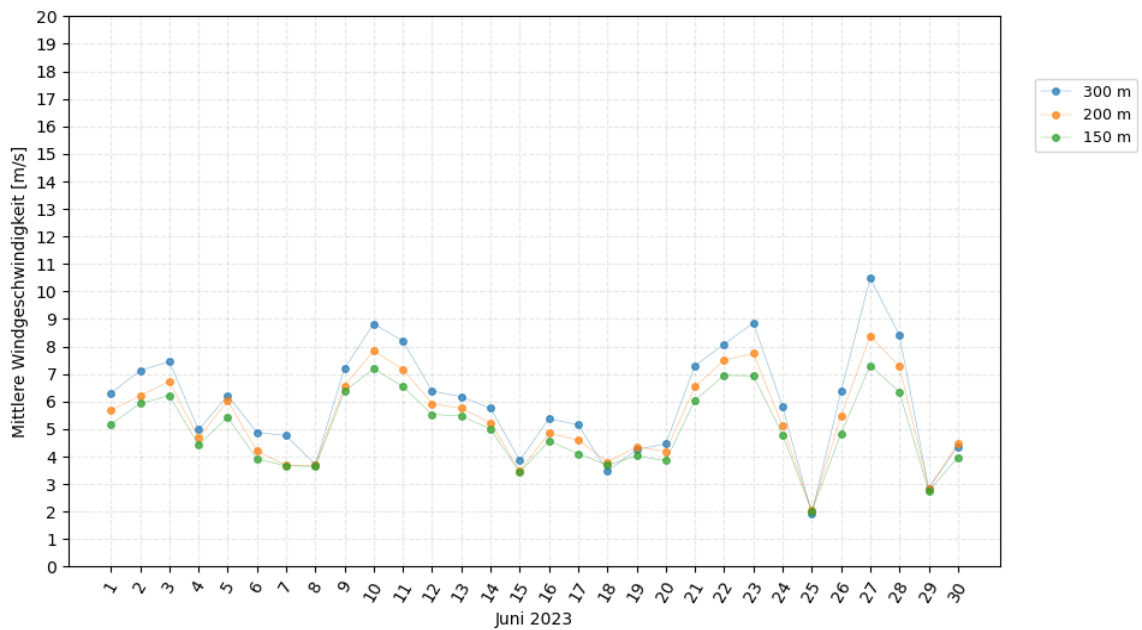
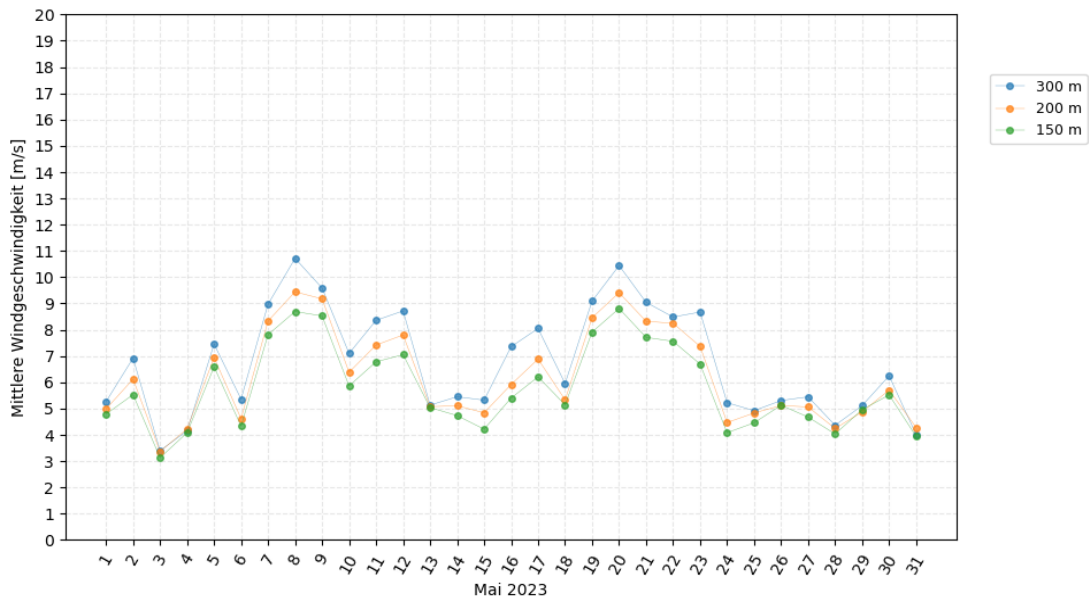
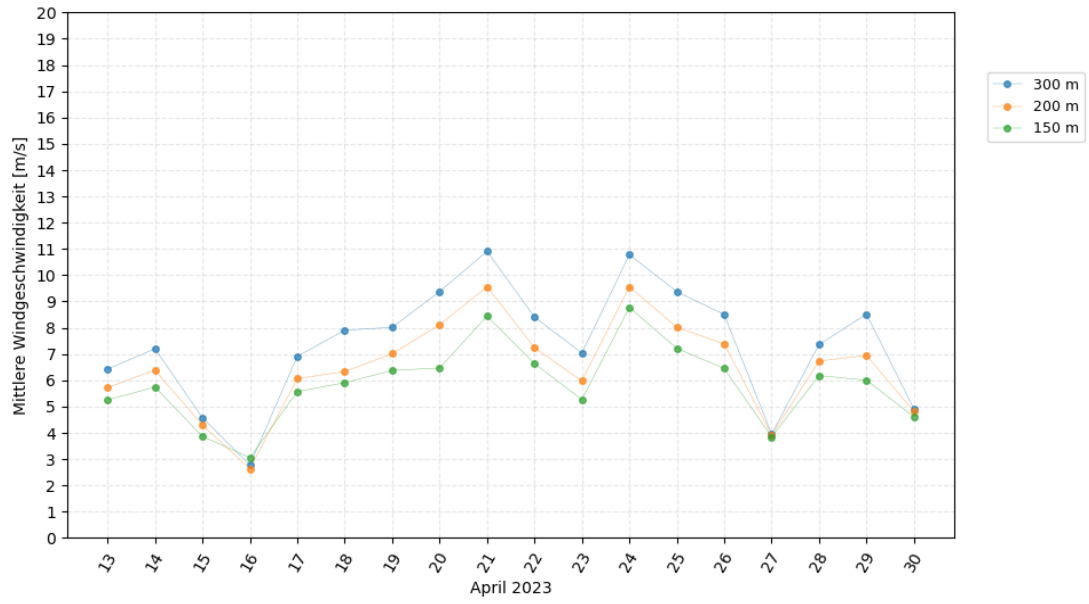
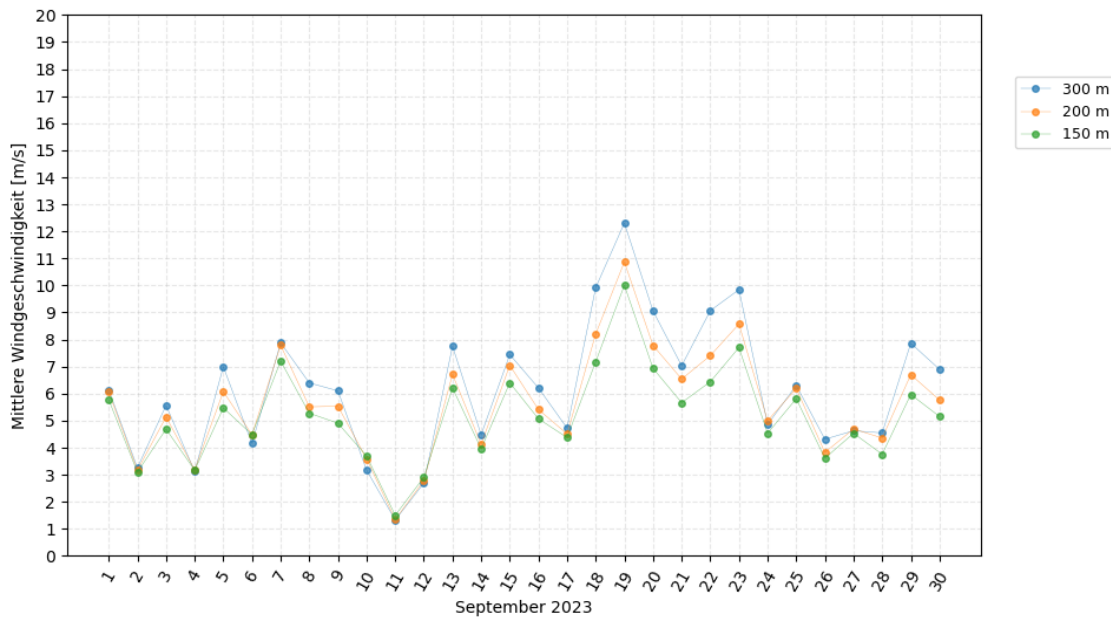
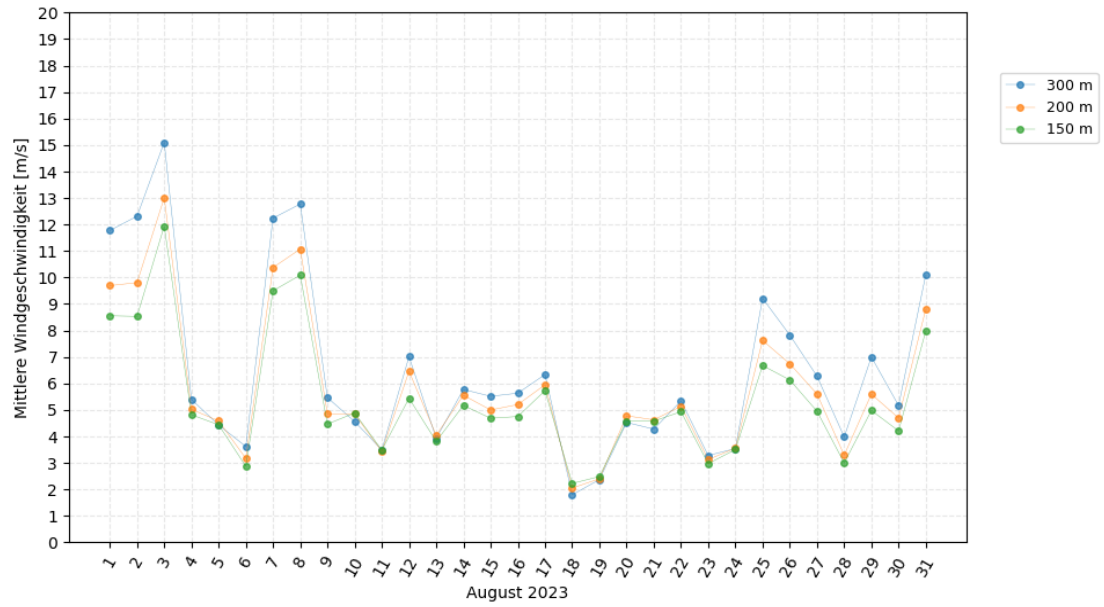
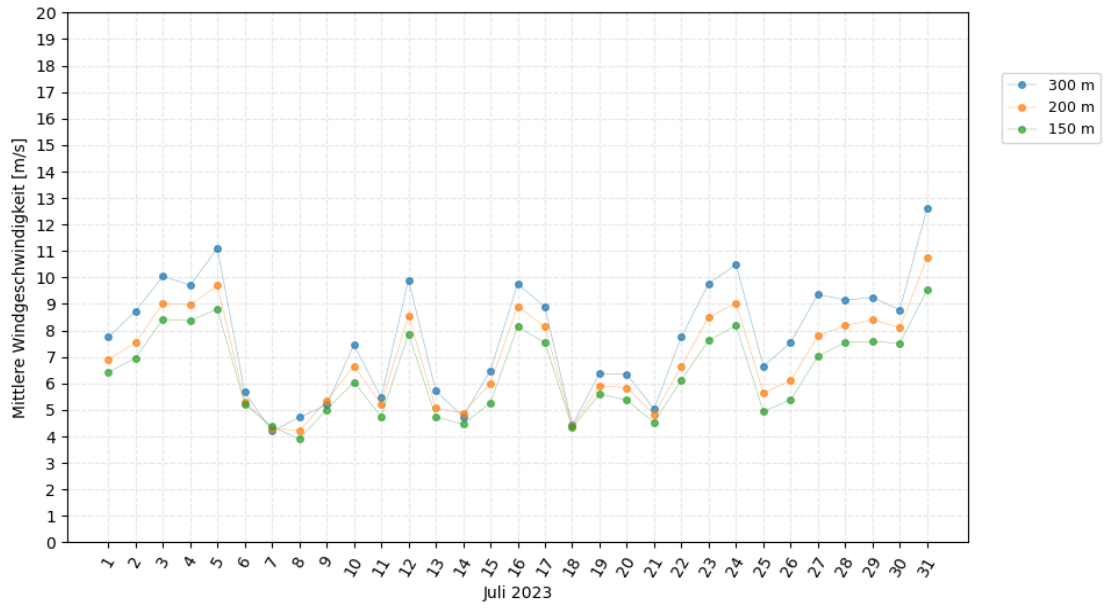
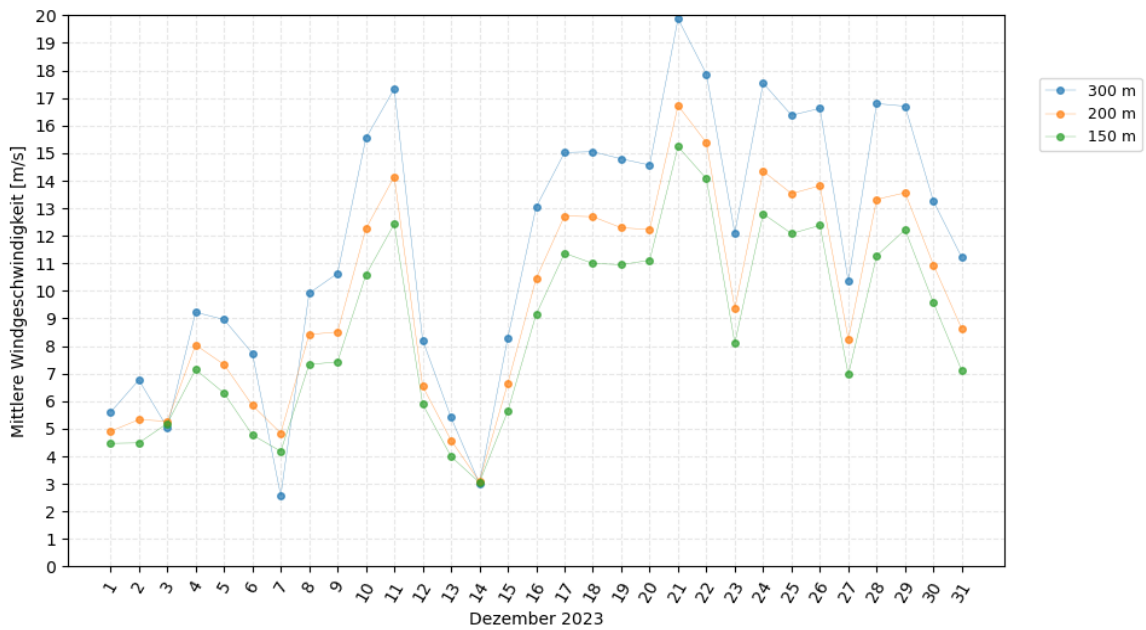
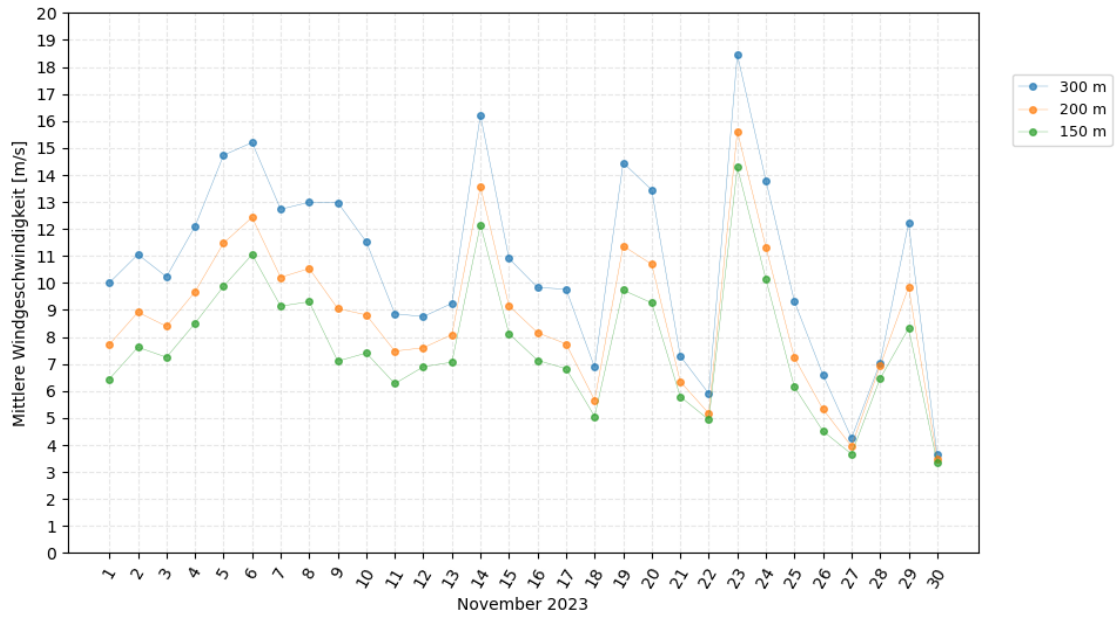
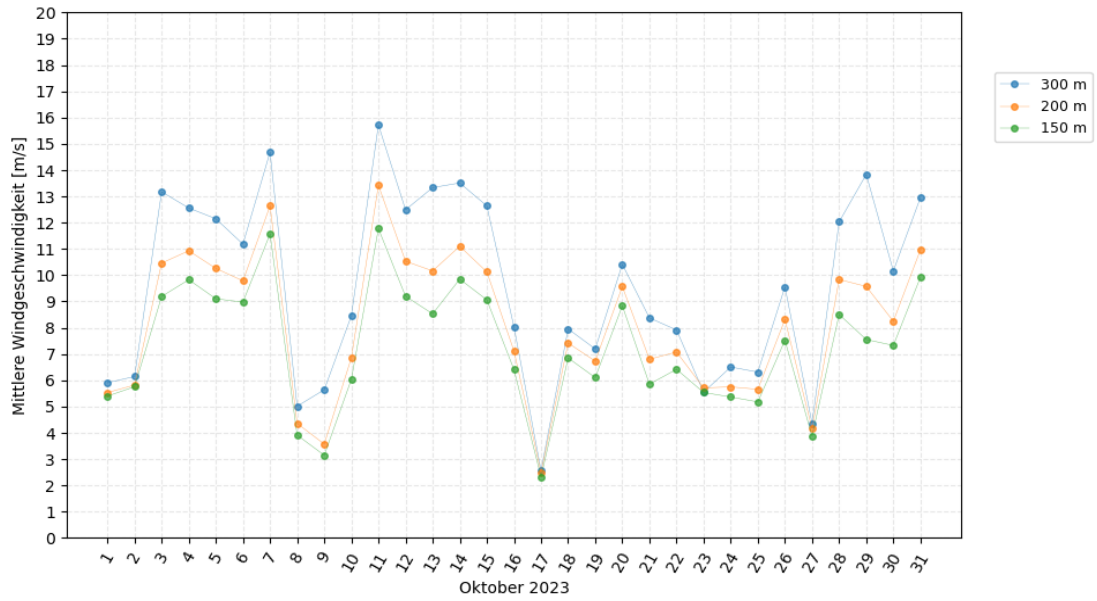
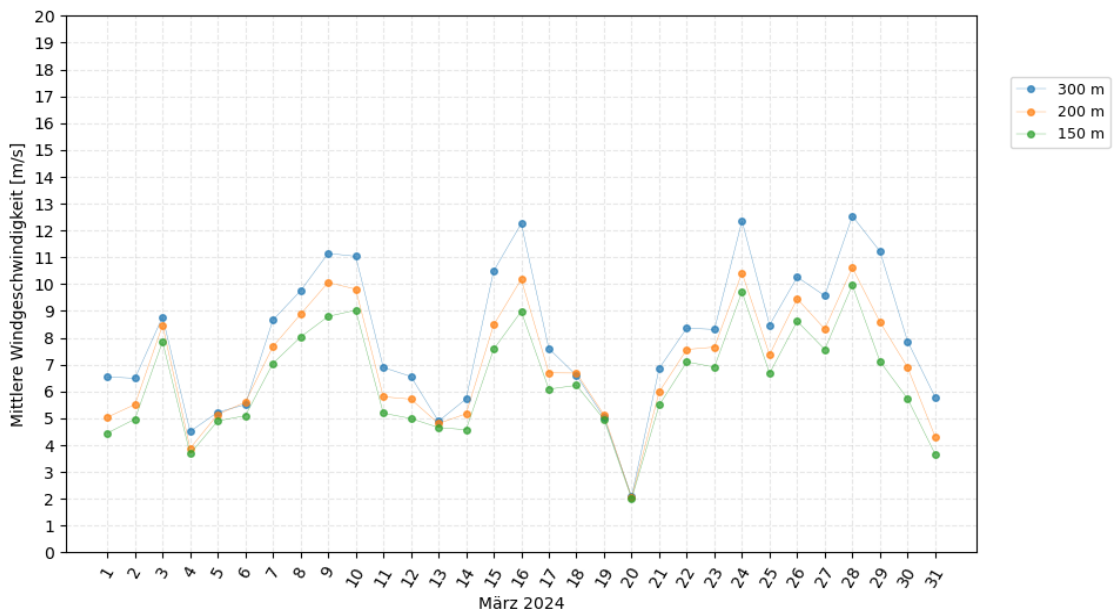
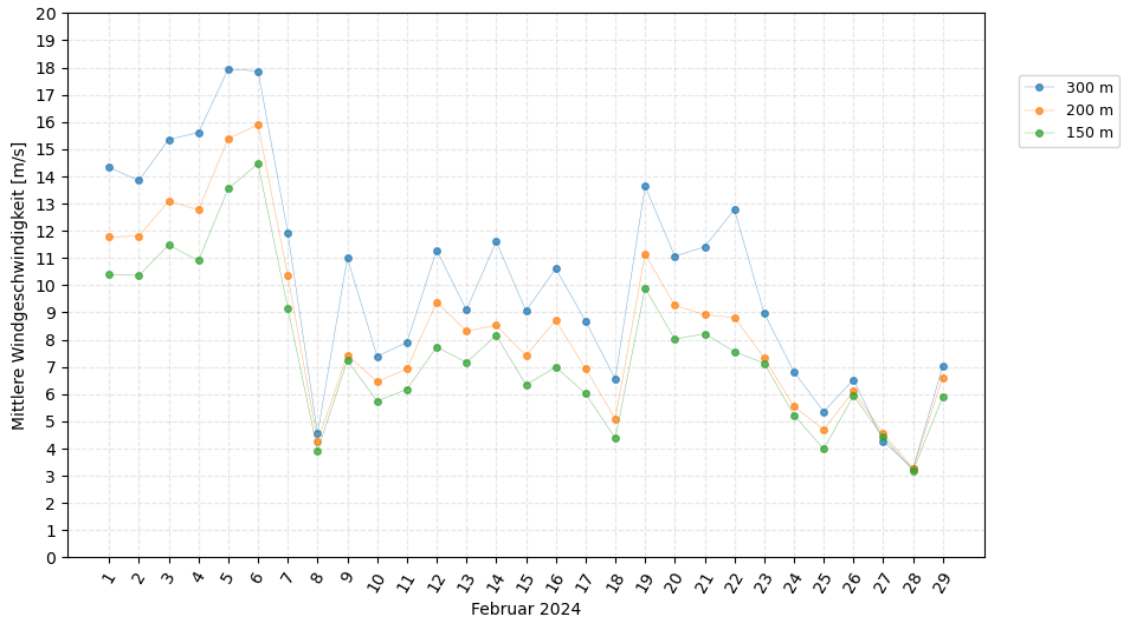
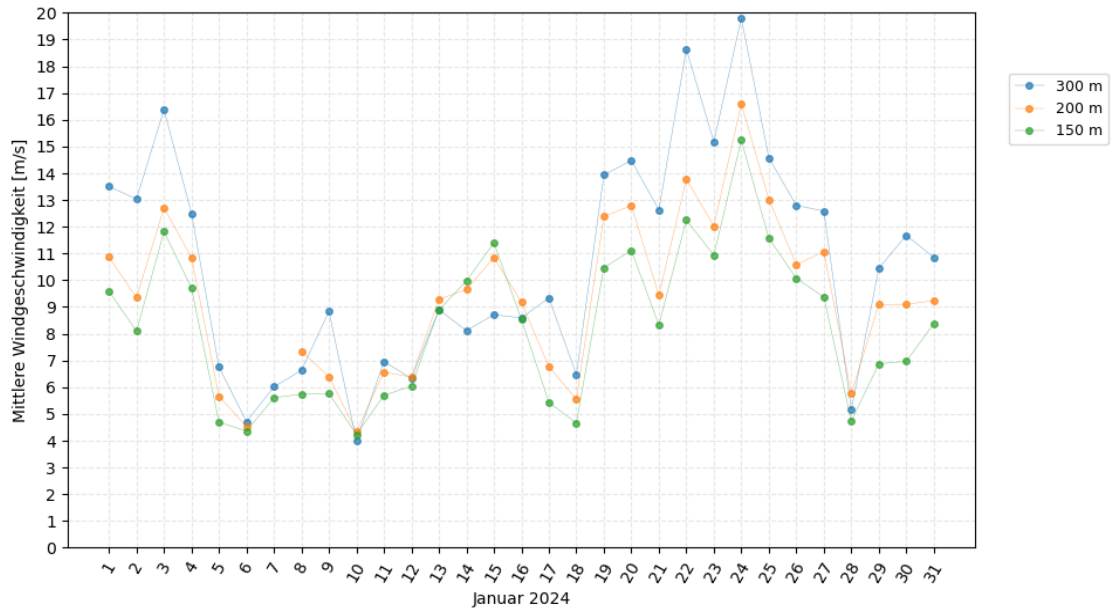


Abbildung 5: Monatliche mittlere Windgeschwindigkeiten basierend auf LIDAR.









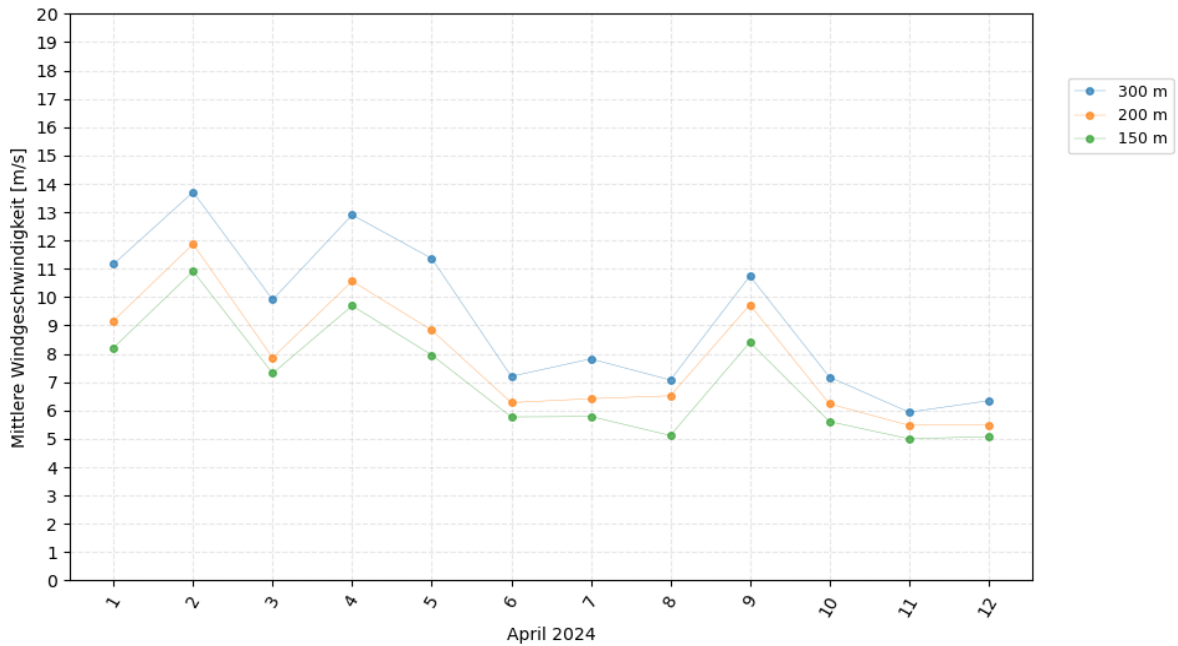


Abbildung 6: Tagesmittelwerte der Windgeschwindigkeit pro Monat gemäß Messmast

6 Häufigkeit der Windgeschwindigkeitsverteilung (Tagesmittelwert)

Tabelle 4 zeigt die Häufigkeit der Windgeschwindigkeit in den relevanten Höhen, basierend auf den Tagesmittelwerten gemäß den Daten des Messmast. Daraus lässt sich beispielweise ableiten, dass die Windgeschwindigkeit in 150 m Höhe an 45 Tagen und in 200 m Höhe an 30 Tagen unter 4 m/s liegt, während sie in 300 m Höhe nur an 28 Tagen niedriger ist. Hinweis die Häufigkeiten addieren sich zu 100% auf und erlauben daher keine Aussage über die verfügbare Windenergie.

Tabelle 4: Häufigkeit der Windgeschwindigkeit basierend auf dem Tagesmittelwert gemäß dem Messmast.

Windgeschwindigkeit in m/s	Rel. Häufigkeit in %		
	150m	200m	300m
1-2	0,27	0,27	0,82
2-3	2,74	2,19	1,91
3-4	9,32	5,75	4,93
4-5	17,53	13,42	9,32
5-6	16,99	16,99	11,78
6-7	13,97	13,42	12,05
7-8	12,33	9,86	10,14
8-9	9,32	11,23	10,41
9-10	7,12	9,04	8,22
10-11	3,56	6,85	5,75
11-12	3,29	2,74	4,93

12-13	1,92	3,29	7,12
13-14	0,27	2,74	3,84
14-15	0,82	0,55	2,19
15-16	0,55	1,10	2,47
16-17	-	0,55	1,64
17-18	-	-	1,37
18-19	-	-	0,55
19-20	-	-	0,55

Abbildung 7 zeigt die leistungsgewichtete Häufigkeitsverteilung basierend auf den Tagesmittelwerten. Die leistungsgewichtete Häufigkeit bildet den kubisch mit steigender Geschwindigkeit höheren Energiegehalt des Windes ab. Die Summe der leistungsgewichteten Häufigkeiten ergibt die Jahresvolllaststunden. Da die Fläche unter der Kurve die Energieausbeute beschreibt, folgt dass diese bei 300 m Nabenhöhe deutlich höher ist.

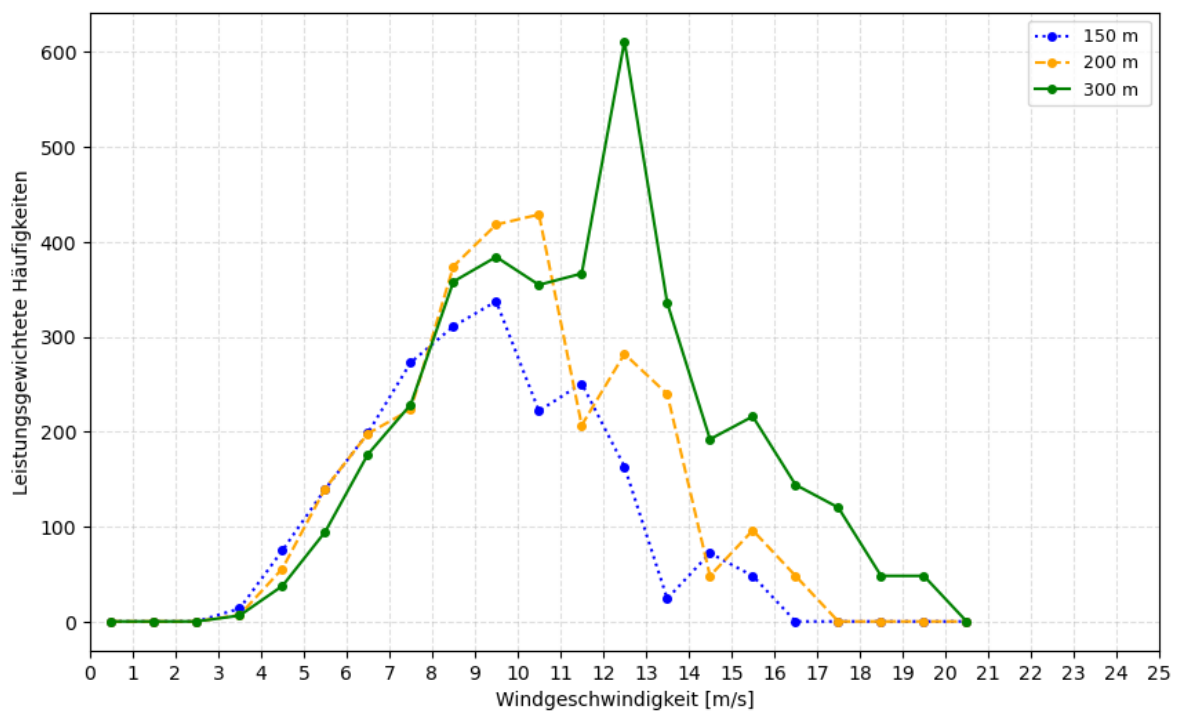


Abbildung 7: Leistungsgewichtete Häufigkeiten basierend auf Tagesmittelwerten.

7 Energiegewinnung

Die Berechnung der Stromgestehungskosten (LCOE) eines Windparks hängt stark mit der jährlichen Energieproduktion (AEP) der einzelnen Windenergieanlage zusammen. Die AEP wiederum ist neben dem WEA-Typ insbesondere durch die Windgeschwindigkeitsverteilung am Standort bestimmt. In diesem Abschnitt soll ein Überblick über die mögliche AEP am vermessenen Standort Klettwitz gegeben werden. Für die AEP-Bewertung in dieser Analyse wird eine Windenergieanlage vom Typ Vestas V164 9,5 MW ausgewählt. Tabelle 5 enthält die Ergebnisse und die Kapazitätsfaktoren, die auf den erfassten Messmastdaten basieren. Der Vergleich der Kapazitätsfaktoren zeigt dabei einen deutlichen Anstieg der AEP von 150 m auf 300 m um 63,4 % auf der Grundlage der Mastdaten.

Tabelle 5: Brutto-AEP in verschiedenen Höhen.

	Brutto AEP in GWh	Kapazitätsfaktor in %
Höhe in m	V164 9,5 MW	V164 9,5 MW
150	22,4	26,8
200	28,5	34,1
300	36,6	43,8

8 Anteil der Produktion im unteren Teillastbereich

Dieser Abschnitt gibt einen Überblick über den prozentualen Anteil der Gesamtstunden im Messjahr, in denen die erzeugte Leistung einer exemplarischen WEA innerhalb bestimmter Leistungsregime liegt. Als Beispiel für die Berechnung dient wiederum die WEA vom Typ *Vestas V164 9,5 MW*. Für die Analyse werden dazu die Regime „Standzeiten“ (Windgeschwindigkeit unterhalb Einschaltwind), Produktion unter 10 % und zwischen 10 % und 20 der Nennleistung dieser WEA betrachtet. Tabelle 6 zeigt die numerischen Ergebnisse im Detail.

Tabelle 6: Verteilung in verschiedenen Leistungsregimen für verschiedene Nabenhöhen am Beispiel einer *Vestas V164 9,5MW*.

	150 m		200 m		300 m	
	Gesamtstunden	Anteil in %	Gesamtstunden	Anteil in %	Gesamtstunden	Anteil in %
Standzeiten	1075,2	12,28	925,0	10,63	849,7	9,74
Produktion unterhalb 10 %	2446,8	27,95	2082,2	23,92	1803,5	20,68
Produktion zw. 10 und 20 %	1421,5	16,24	1153,5	13,25	944,7	10,83
Produktion über. 30 %	2870,2	32,79	3681,3	42,29	4473,3	51,29

Es ist ersichtlich, dass die Standzeiten, also Zeiten ohne Windenergieproduktion mit zunehmender Nabenhöhe zurückgehen. Ebenso gehen die Zeiten geringer Windenergieproduktion zurück, sowohl im Bereich von bis zu 10 % der Maximalproduktion als auch im Bereich von 10 % - 20 % der Maximalproduktion.