



universität
wien

MASTERARBEIT / MASTER'S THESIS

Titel der Masterarbeit / Title of the Master's Thesis

Verifikation von AROME-Kurzfristprognosen für Windkraftanlagen am Alpenostrand sowie Vergleich weiterer Vorhersagesysteme

verfasst von / submitted by

Sabrina Marlene Marth, BSc

angestrebter akademischer Grad / in partial fulfilment of the requirements for the degree of

Master of Science (MSc)

Wien, 2020 / Vienna, 2020

Studienkennzahl lt. Studienblatt /

A 066 614

degree programme code as it appears on the
student record sheet:

Studienrichtung lt. Studienblatt /

Masterstudium Meteorologie

degree programme as it appears on the
student record sheet:

Betreut von / Supervisor:

Ass.-Prof. Mag. Dr. Manfred Dorninger

Abstract

Due to the transition from coal, oil and gas to renewable energies, the demand for wind energy in Austria is continuously increasing. According to the wind map, the regions in the Alpine foothills and the plains of eastern Austria are particularly suitable for the production of electricity from wind energy [Interessengemeinschaft Windkraft Österreich, 2019]. Predictions of the actual wind conditions as well as the expected output of the wind turbines are fundamental for efficient planning and operation. An important task of meteorologists is to continuously reduce the deviation of predicted and actually generated power.

In the course of this work, daily wind forecasts of the high-resolution prediction model Application of Research to Operations at MEsoscale (AROME) by the Central Institute for Meteorology and Geodynamics (ZAMG) are verified. Within this work only regions at the eastern edge of the Alps and Alpine forelands are considered. In addition to the wind data of the wind turbines, the data of the surrounding semi-automatic weather recording system (TAWES) will also be used as a reference to carry out a robust analysis of the entire area. In order to improve comparability, the forecasts of the European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF) are also included for verification.

Within the framework of verification, all considered TAWES locations are examined for representativeness. For this purpose, the measuring equipment is examined in detail with regard to possible restrictions in wind measurement and the influence of the measurement uncertainty. In addition to traditional standard verification measures such as BIAS, MAE or RMSE, graphical applications such as the ROC diagram (Relative Operating Characteristics) or a method specifically developed for wind verification by [Dorninger M., and C. Kopfensteiner, 2016], so-called 'Differenzrosen', are used for evaluation.

When considering the wind at different altitudes, it should be noted that higher wind speeds (at higher altitudes) often lead to larger errors. This aspect is not explicitly considered in various verification scores. A special weighting of wind force can significantly reduce this problem. The evaluation of the TAWES weather stations shows quite different results, which also depend on the location and the existing measuring equipment. The results show that the error of the ECMWF model is lower for the TAWES weather stations than for AROME, i.e. by about 15%. If those stations which are characterized by non-optimal site conditions are excluded from the study, the BIAS and RMSE are improved by about 10%. At an altitude of about 100 m the results of the wind forecasts show generally smaller deviations. In addition, the AROME forecasts for wind turbines have a 10% lower error than those of the global model. However, one important factor has not yet been taken into account in the prediction model, namely the mutual shading of wind turbines, the so-called park effect.

Zusammenfassung

Durch den Umstieg von Kohle, Öl und Gas auf erneuerbare Energien steigt die Nachfrage für Windenergie in Österreich kontinuierlich an. Ein Blick auf den Windatlas zeigt, dass sich für die Produktion von Strom aus Windenergie insbesondere die Hügel des Alpenvorlandes, sowie die Ebenen Ostösterreichs eignen [Interessengemeinschaft Windkraft Österreich, 2019]. Grundlegend für eine effiziente Planung sind Vorhersagen der tatsächlichen Windverhältnisse, sowie die zu erwartende Leistung der Windkraftanlagen. Eine wichtige Aufgabe von Meteorologen ist es, die Abweichung von vorhergesagter und tatsächlich erzeugter Leistung stetig zu verringern.

Im Zuge dieser Arbeit werden insbesondere Windprognosen des hochaufgelösten Vorhersagemodells 'Application of Research to Operations at MEscale' (AROME) verifiziert, welche auf täglicher Basis von der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG) erstellt werden. Betrachtet werden ausschließlich Regionen am Alpenostrand. Neben den Winddaten der Windkraftanlagen werden als Referenz auch die Daten der umliegenden Wetterstationen des Teilautomatischen-Wetter-Erfassungs-Systems (TAWES) herangezogen um eine aussagekräftige Analyse des gesamten zu untersuchenden Gebietes durchzuführen. Für eine bessere Vergleichbarkeit fließen zusätzlich die Vorhersagen des europäischen Globalmodells 'European Centre for Medium-Range Weather Forecasts' (ECMWF) in die Evaluierung mit ein.

Im Rahmen der Verifikation werden alle betrachteten TAWES-Standorte auf Repräsentativität untersucht. Dazu wird die Messeinrichtung auf etwaige Einschränkungen bei der Windmessung näher eingegangen um den Einfluss der Messunsicherheit zu berücksichtigen. Neben traditionellen Standardverifikationsmaßen wie dem BIAS, MAE oder RMSE werden grafische Anwendungen wie das ROC-Diagramm (Relative Operating Characteristics) oder eine speziell für die Windverifikation entwickelte Methode von [Dorninger M., and C. Kopfensteiner, 2016], sogenannte 'Differenzrosen', für die Evaluierung herangezogen.

Bei Betrachtung des Windes auf verschiedenen Höhen ist zu beachten, dass höhere Windgeschwindigkeiten oft auch größere Fehler mit sich bringen. Dieser Aspekt wird bei diversen Fehlerscores nicht explizit berücksichtigt. Eine Gewichtung der Windstärke kann dieses Problem deutlich verringern. Die Evaluierung der TAWES-Wetterstationen zeigt recht unterschiedliche Ergebnisse, die zudem abhängig vom Standort und der vorliegenden Messeinrichtung sind. Es zeichnet sich ab, dass der Fehler des ECMWF-Modells bei den TAWES-Wetterstationen geringer ist als jener von AROME und zwar um rund 15%. Nimmt man nun jene Stationen, welche durch nicht-optimale Standortbedingungen gekennzeichnet sind, aus der Untersuchung heraus, so gibt es eine Verbesserung des BIAS und RMSE um rund 10%. Auf einer Höhe von rund 100 m zeigen die Ergebnisse der Windprognosen grundsätzlich geringere Abweichungen. Zudem weisen die Vorhersagen von AROME bei den Windkraftanlagen einen um 10% geringeren Fehler auf, als jene des Globalmodells. Allerdings bleibt ein wichtiger Faktor in den Vorhersagemodellen bislang noch unberücksichtigt, nämlich die gegenseitige Abschattung von Windkraftanlagen, der sogenannte 'Parkeffekt'.

Inhaltsverzeichnis

Abstract	i
Zusammenfassung	ii
1. Einleitung	1
1.1. Motivation und Zielsetzung	1
2. Daten- und Messnetz	3
2.1. Überblick	3
2.2. Prognosedaten	3
2.2.1. AROME - Prognosen	3
2.2.2. ECMWF - Prognosen	5
2.3. Messdaten	5
2.3.1. TAWES Stationen	5
2.3.2. Windkraftanlagen	5
3. Methoden der Verifikation	6
3.1. Verifikationsmaße für kontinuierliche Parameter	6
3.1.1. BIAS	6
3.1.2. MAE	7
3.1.3. RMSE	7
3.1.4. Korrelationskoeffizient	7
3.2. Verifikationsmaße für kategorische Parameter	8
3.2.1. Accuracy	8
3.2.2. Probability of Detection, Hit Rate	9
3.2.3. Probability of False Detection, False Alarm Rate	9
3.2.4. False Alarm Ratio	9
3.2.5. Critical Success Index, Threat Score	10
3.2.6. Heidke Skill Score	10
3.2.7. Treffersatz	10
3.3. Grafische Verifikationsanwendungen	11
3.3.1. ROC-Diagramm	11
3.3.2. Winddifferenzrosen	12
4. Auswertung und Ergebnisse	14
4.1. Repräsentativität der TAWES-Aufstellungsorte	15
4.2. Statistischer Überblick der Windparameter	17
4.2.1. Windstatistik der TAWES-Standorte	19
4.2.2. Windstatistik der Windkraftanlagen	21
4.3. Vergleich der Vorhersagedauer	24
4.4. Verifikation deterministischer Windprognosen	27
4.4.1. Performanceanalyse anhand kategorischer Parameter	27
4.4.2. Verifikation mittels Differenzrosen	31
4.5. Untersuchung der Windprognosen unter bestimmten Wetterbedingungen	38
4.5.1. Nordwestwetterlagen	38
4.5.2. Südostwetterlagen	43
4.5.3. Nebel bzw. Hochnebellagen	47

5. Zusammenfassung und Ausblick	51
5.1. Ausblick	53
Literaturverzeichnis	54
Danksagung	56
Anhang	57

Tabellenverzeichnis

1. Vergleich von RMSE und BIAS beider Vorhersagemodelle für alle TAWES-Wetterstationen (ges.=gesamt (26)) und jeweils ohne der nicht-repräsentativen Stationen (* (23))	25
2. Vergleich beider Vorhersagemodelle für verschiedene TAWES-Sektoren und WKA anhand des Korrelationskoeffizienten r für Intraday- (1.), Day-Ahead- (2.) und Dreitages (3.) -Prognosen	26
3. Radius-Vergleich der TAWES-Sektoren mit Mittelwert, Median in Klammer und Standardabweichung (Std) in der Einheit m/s	32
4. Radius-Vergleich der gesamten WKA und Sektoren mit Mittelwert, Median in Klammer und Standardabweichung (Std) in der Einheit m/s	35
5. Radius-Vergleich aller WKA über die Jahreszeiten (2018-2019) mit Mittelwert, Median in Klammer und Standardabweichung (Std) in der Einheit m/s	37
6. Vergleich von Korrelationskoeffizient, BIAS und MAE für TAWES Nord, WKA-Sektoren Nord und Südost sowie alle gesamten WKA für einen ausgewählten Nebeltag (10.02.2019)	50

Abbildungsverzeichnis

1. Ausgewählte TAWES-Stationen (grün) und Windkraftanlagen (rot und blau), Kartenansicht: Leaflet, ©OpenStreetMap contributors)	3
2. Kontingenztafel [Piper D. A., 2017, S. 115]	8
3. Darstellung des ROC-Diagramm	11
4. Allgemeine Darstellung der polaren Winddifferenzrose (Konzept aus Dorninger M. und C. Kopfensteiner)	12
5. Winddifferenzrosen mit Betrachtung der Abweichung von bestimmter Windgeschwindigkeit und -richtung (Konzept aus [Dorninger M., and C. Kopfensteiner, 2016])	13
6. Unterteilung in Sektoren: Nord, Mitte und Süd bei TAWES-Stationen (a) und Nord, Südost, Südwest und Süd bei den Windparks (b). Kartenansicht: Leaflet, ©OpenStreetMap contributors	14
7. Aufnahme der TAWES-Station Podersdorf am See aus südöstlicher Richtung	15
8. Darstellung der Windverhältnisse für die TAWES-Station Aspang anhand einer Windrose (links) und dazugehöriger Skizze (rechts). Die Farblegende der Windrose zeigt die gemessene Windgeschwindigkeit in m/s, die Länge der Balken kennzeichnet die Häufigkeit der Beobachtung.	16
9. Panoramaaufnahme der TAWES-Station Aspang aus südlicher Richtung	16

10. Vergleich der mittleren monatlichen Windgeschwindigkeit für TAWES-Stationen (Beobachtung (blau), AROME (grün) und ECMWF (rot)) über den gesamten Zeitraum (2015-2019) (a), für Windkraftanlagen (Beobachtung (blau) und AROME (grün)) von 2015-2019 (b) und ab Juli 2018 mit Vergleich des ECMWF-Modells (rot) (c). Strichlierte Linien zeigen jeweilige Messmittel im Untersuchungszeitraum.	18
11. Windrosen für alle Monate (2015-2019) als Mittel der TAWES-Standorte im Sektor Nord. Die Farbe der Balken kennzeichnet die gemessene Windgeschwindigkeit in m/s: Geringe Werte werden blau dargestellt und hohe Werte rot. Die Länge der Balken zeigt die Häufigkeit des Auftretens.	19
12. Windrosen für alle Monate (2015-2019) als Mittel der TAWES-Standorte im Sektor Süd.	20
13. Windrosen für alle Monate (2015-2019) aller Windkraftanlagen	21
14. Vergleich der Windgeschwindigkeit der WKA-Sektoren in m/s über die Jahreszeiten: Die unterschiedlichen Sektoren sind farblich markiert. Das Mittel der Windgeschwindigkeit des jeweiligen Sektors und die in der Analyse betrachteten Tage sind in der Legende gekennzeichnet. Dargestellt werden hier ausschließlich windstarke Tage von Option 1.	23
15. Vergleich der Vorhersagestunden von AROME (grüne Linie)- und ECMWF (rote Linie)-Windgeschwindigkeitsprognosen mit dem RMSE-Gütemaß für TAWES-Stationen, wobei die Stunden tagsüber farblich schattiert sind.	24
16. Vergleich der Vorhersagestunden von AROME (grüne Linie)- und ECMWF (rote Linie)-Windgeschwindigkeitsprognosen mit dem RMSE-Gütemaß für Windkraftanlagen. Die Stunden tagsüber sind farblich gekennzeichnet.	25
17. Vergleich des ROC-Diagramms für zwei TAWES-Stationen (links: Fürstenfeld (11246), rechts: Neusiedl am See (11072)) unterschiedlicher Windverteilung. Die Häufigkeitsverteilung für die gemessene Windgeschwindigkeit der Standorte ist jeweils auf der rechten Seite über der Legende abgebildet und die Intervalle bezüglich der Windgeschwindigkeiten sind farblich unterteilt: Blau kennzeichnet niedrige Windgeschwindigkeiten (0-3 m/s), hohe Windstärken (> 12 m/s) werden rot dargestellt.	28
18. ROC-Diagramm für alle Windkraftanlagen (gemittelt)	29
19. Darstellung verschiedener kategorischer Verifikationsmaße mit zunehmender Windgeschwindigkeit in m/s am Beispiel der Windkraftanlagen	30
20. Vergleich von absoluter und gewichteter Winddifferenz am Beispiel Bruckneudorf (TAWES, 11394) im Winter 2018/19. Die farbigen Kreise zeigen die jeweiligen Radien: Blau kennzeichnet den Radius, in welchem 75% aller Datenpunkte enthalten sind. Der grüne Radius enthält 50% aller Werte und rot kennzeichnet jenen Radius mit 25% aller Datenpunkte.	31
21. Häufigkeitsverteilung und Winddifferenzrose für die TAWES-Station Eisenstadt (11190) in den Wintermonaten 2018/19: Skizze der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit in m/s (oben links), Verteilung der 75%, 50% und 25%-Radien (oben rechts), Winddifferenzrose mit 50%-Radius und 45°-Schranke anhand der gemessenen Windrichtung (unten links) und anhand der gemessenen Windgeschwindigkeit (unten rechts)	33
22. Häufigkeitsverteilung und Winddifferenzrose für die TAWES-Station Bernstein (11197) in den Wintermonaten 2018/19: Skizze der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit in m/s (oben links), Verteilung der 75%-, 50%- und 25%-Radien (oben rechts), Winddifferenzrose mit 50%-Radius und $\pm 45^\circ$ -Schranke anhand der gemessenen Windrichtung (unten links) und anhand der gemessenen Windgeschwindigkeit (unten rechts)	34

23.	Häufigkeitsverteilung und Winddifferenzrose für eine ausgewählte Anlage im Sektor Süd (ID:920169) in den Wintermonaten 2018/19: Skizze der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit in m/s mit farblich markierten 75%-, 50%- und 25%-Quantilen (oben links), Verteilung der 75%-, 50%- und 25%-Radien (oben rechts), Winddifferenzrose mit 50%-Radius und $\pm 45^\circ$ -Schranke anhand der gemessenen Windrichtung (unten links) und anhand der gemessenen Windgeschwindigkeit (unten rechts).	36
24.	Veranschaulichung der Anströmungsrichtung anhand des Verlaufs von Vorwärtstrajektorien eines Luftpakets am 26.03.2019 (Startzeitpunkt: 06:00 UTC) mittels HYSPLIT-Modell [NOAA-Air Resources Laboratory, 2020]. Die beiden abgebildeten Trajektorien kennzeichnen verschiedene Höhen über Grund: 120 m (rot) und 250 m (blau). Die Berechnung erfolgt mit dem NCEP Global Data Assimilation System (GDAS) - Modell, deren Auflösung 0.5° beträgt. Kartenansicht: Leaflet, ©OpenStreetMap contributors)	39
25.	Messwerte der Windgeschwindigkeit aller betrachteten Windkraftanlagen in m/s mit vergrößerter Darstellung für den Sektor Südost extra (oben) und Abweichung der prognostizierten Windgeschwindigkeit von der gemessenen (in m/s) (unten) am Fallbeispiel vom 26.03.2019. Rote Punkte kennzeichnen jeweils höhere Werte als das Mittel (sowohl Messwert als auch Differenz), blaue zeigen unterdurchschnittliche Werte. Weiß sind jene Punkte um den Mittelwert dargestellt. Kartenansicht: Leaflet, ©OpenStreetMap contributors)	40
26.	Messwerte der Windgeschwindigkeit (oben) und Windrichtung (unten) aller Windräder (38) im Sektor Südost am 26.03.2019. Der Tagesmittelwert (aller Anlagen) ist dunkelrot skizziert.	42
27.	Messwerte der Windgeschwindigkeit (oben) und Windrichtung (unten) aller Windräder (38) im Sektor Südost am 29.10.2018. Der Tagesmittelwert (aller Anlagen) ist dunkelrot skizziert.	44
28.	Messwerte der Windgeschwindigkeit aller betrachteten Windkraftanlagen in m/s mit Darstellung der Messwerte für den Sektor Südost extra (oben) und Abweichung der prognostizierten Windgeschwindigkeit von der gemessenen (unten) am Fallbeispiel vom 29.10.2018. Kartenansicht: Leaflet, ©OpenStreetMap contributors)	45
29.	Radiosondenaufstieg vom 10.02.2019 um 00 UTC in Wien (Quelle: University of Wyoming, 2020)	48
30.	Tagesverlauf von prognostizierter Windgeschwindigkeit (oben links), gemessener Windgeschwindigkeit (oben rechts) und Differenz beider Parameter (unten) für den Sektor Südost und der nächstgelegenen TAWES-Station Andau (11395, rot-markierte Linie) in der Einheit m/s	49

1. Einleitung

In Zeiten von globaler Erwärmung und dem Erreichen von Klimaschutzzielen, rückt das Thema Erneuerbare Energien, sowie die Produktion von Strom mit Hilfe von Windkraft, immer mehr in den Vordergrund. Die Erzeugung von Windenergie ist ausschließlich abhängig von den gegebenen Wetterbedingungen. Die Windatlas- und Windpotentialstudie 'AuWiPot' zeigt, dass sich, mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit über 6.5 m/s (in 100 m über Grund), ideale Windverhältnisse dafür am Alpenostrand sowie den Ebenen in Ostösterreich anbieten [Austrian Wind Potential Analysis, 2011].

Im Rahmen dieser Arbeit werden insbesondere Windvorhersagen anhand verschiedenster Methoden verifiziert. Diese Vorhersagen entstammen dem hochaufgelösten Vorhersagemodell AROME und werden täglich von der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG) für die Windenergiebetreiber erstellt, mit dem Ziel effiziente Planung und größtmögliche Wirtschaftlichkeit zu gewährleisten. Zum einen wird durch gute Windprognosen eine sichere Stromversorgung garantiert, zum anderen werden dadurch Kosten, zB. für die Nutzung von Regelernergie, verringert [Tennet GmbH, 2019].

Neben den Winddaten (Vorhersagen und Messungen) von insgesamt 183 Windkraftanlagen werden als Referenz auch Mess- und Prognosedaten 26 umliegender TAWES-Wetterstationen herangezogen um eine aussagekräftige Analyse des gesamten zu untersuchenden Gebietes durchführen zu können. Des Weiteren erfolgt auch ein Vergleich mit dem europäischen Vorhersagemodell ECMWF.

Die Arbeit gliedert sich in fünf Bereiche. Im ersten Kapitel wird auf die Fragestellung und die Ziele der Arbeit eingegangen. Anschließend folgt ein Überblick über das Mess- und Datennetz, sowie eine Beschreibung der Vorhersagemodelle. Im dritten Kapitel werden die Methoden, welche in der Arbeit behandelt werden, übersichtlich dargestellt. Das vierte Kapitel widmet sich den Ergebnissen der Verifikation. Zuguterletzt werden die Resultate zusammengefasst und es folgt ein möglicher Ausblick in die nähere Zukunft. Im Anhang befindet sich eine ausführliche Dokumentation zur Besichtigung aller betrachteten TAWES-Wetterstationen.

1.1 Motivation und Zielsetzung

Aufgabe und Ziel dieser Arbeit ist es, eine ausführliche Verifikation der Windverhältnisse am Alpenostrand vorzunehmen. Speziell wird untersucht, wie hoch die Prognosegüte des höher aufgelösten Vorhersagemodells AROME sowohl für TAWES-Wetterstationen (10 m Wind) als auch für ausgewählte Windkraftanlagen (Wind auf Nabenhöhe) ist. Für die Auswertung werden unterschiedliche Verifikationsmaße betrachtet, welche in Kapitel Methoden vorgestellt werden. Des Weiteren wird eine speziell für die Windverifikation entwickelte Methode von [Dorninger M., and C. Kopfensteiner, 2016], sogenannte Winddifferenzrosen, auf die verfügbaren Daten angewandt.

Im Rahmen der Verifikation werden auch alle TAWES-Standorte besichtigt. Dazu wird die Messeinrichtung näher untersucht und es wird auf etwaige Einschränkungen bei der Windmessung (allgemeine Lage, Bäume oder andere Hindernisse in unmittelbarer Nähe) näher eingegangen, um den Einfluss von Messunsicherheiten zu berücksichtigen.

Zusammenfassend sollen in dieser Arbeit folgende Fragen beantwortet werden:

- Wie schneiden die Prognosen von AROME am Alpenostrand sowohl in 10 m als auch auf rund 100 m Höhe über Grund (Nabenhöhe) ab? Wie gut liegen die Prognosen im Vergleich zu anderen Vorhersagemodellen, wie zB. dem ECMWF-Modell?
- Bei welchen Windgeschwindigkeiten treten die größten Fehlprognosen auf? Unter welchen Umständen bzw. bei welchen Wetterlagen werden gute Ergebnisse erzielt?
- Wie groß ist der Abschattungseffekt bei Windkraftanlagen, insbesondere an windstarken Tagen?
- Wie sind die betrachteten TAWES-Stationen bzgl. der Windverhältnisse aufgestellt?

2. Daten- und Messnetz

2.1 Überblick

Die Windprognosen stehen sowohl für TAWES-Wetterstationen auf 10 m Höhe als auch für ausgewählte Windparks am Alpenostrand zur Verfügung. Die in Betracht gezogenen Stationen sind in Abbildung 1 (a) ersichtlich. Die TAWES-Standorte sind grün markiert, während die Windkraftanlagen je nach Höhe rot (höher als 100 m, meist 135 m) bis blau (unter 100 m) skizziert sind. Abbildung 1 (b) zeigt eine vergrößerte Ansicht, insbesondere für die Standorte der Windparks.

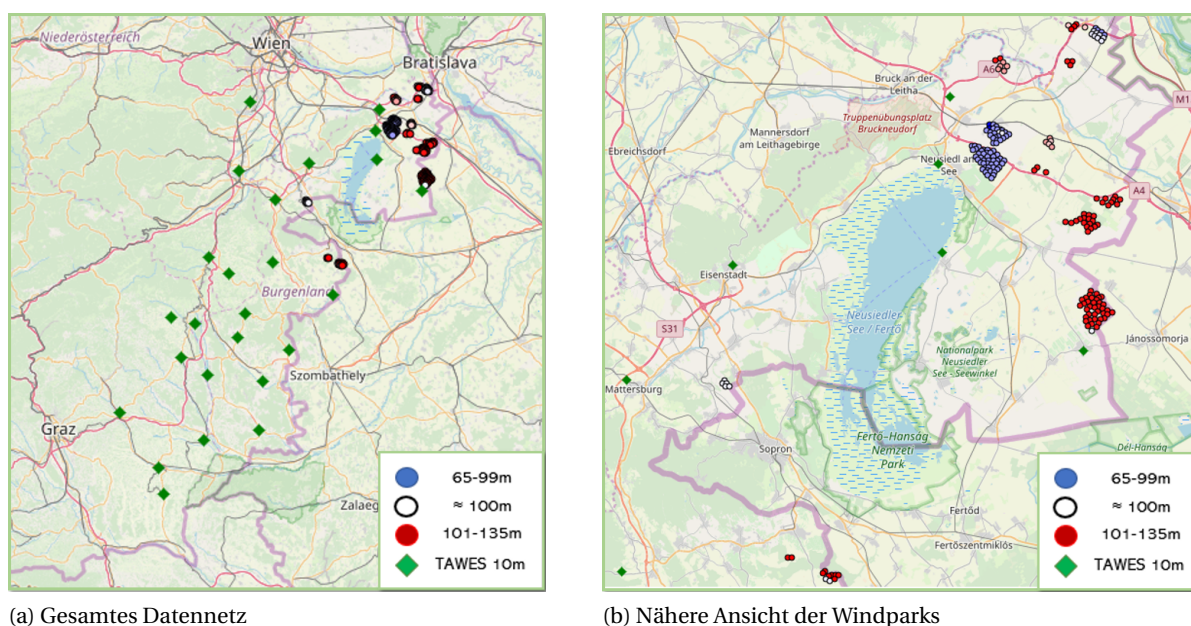


Abbildung 1: Ausgewählte TAWES-Stationen (grün) und Windkraftanlagen (rot und blau), Kartenansicht: Leaflet, ©OpenStreetMap contributors)

Der verfügbare Zeitraum der Daten erstreckt sich von 01.11.2015 00:00 UTC bis 31.08.2019 um 23:45 UTC, wobei die Prognosen bis zum 02.09.2019 18:45 UTC reichen. Ausserdem werden ausschließlich AROME und ECMWF-Modellläufe von 00:00 UTC analysiert.

2.2 Prognosedaten

2.2.1 AROME - Prognosen

Das Wettervorhersagemodell AROME (Application of Research to Operations at MEsoscale) ist eine weiterentwickelte Version des Modells ALADIN und wurde in Österreich von der ZAMG entwickelt. Die Modelldomäne umfasst den gesamten Alpenraum und wird in das globale Vorhersagemodell IFS des Europäischen Zentrums für mittelfristige Wettervorhersage (ECMWF) genestet. Zudem handelt es sich um ein spektrales Ausschnittsmodell. Für die Initialisierung wird ein eigenes Datenassimilationssystem mit hochaufgelösten Beobachtungen verwendet. Mit einer räumlichen Auflösung von 2.5 km und 90 Modellschichten werden die Vorhersagen acht Mal täglich gerechnet [ZAMG, 2019, a].

AROME hat eine Vorhersagedauer von 60 Stunden. Bei den Prognosen für die Windkraftanlagen ist anzumerken, dass ab Vorhersagestunde 60 bis Vorhersagestunde 72 ein Übergang von AROME ins Modell ALARO erfolgt. Zwischen Vorhersagestunde 54 und 60 wird infolgedessen ein gewichtetes Mittel zwischen beiden Modellen gebildet. Die Gewichte ändern sich linear: Bei Stunde 54 wird zu 100% AROME verwendet, bei Stunde 60 zu 100% ALARO, bei Stunde 57 beträgt der Prozentanteil 50/50.

Mit 60 Vertikalschichten und einer horizontalen Auflösung von 4.8 km beträgt die Vorhersagedauer von ALARO 72 Stunden. Der Modelloutput ist dabei in stündlichem Intervall aufrufbar. Wie auch bei AROME stammen die Anfangs- und Randbedingungen vom Globalmodell IFS. Für die Anfangsbedingungen werden zusätzlich die Beobachtungsdaten der TAWES-Wetterstationen berücksichtigt [ZAMG, 2019, b].

2.2.1.1 Windprognosen für TAWES Stationen

Die AROME-Vorhersagedaten für die jeweiligen TAWES Standorte beinhalten Windgeschwindigkeit und -richtung in einem 1 h-Intervall. Dabei ist anzumerken, dass die Prognosen den Wert für jede volle Stunde in 10 m Höhe darstellen. Bei AROME werden die Vorhersagen zu den jeweiligen Wetterstationen (Koordinaten und Seehöhe) direkt interpoliert. Der Vorhersagezeitraum von AROME beschränkt sich, wie bereits oben erwähnt, auf 60 Stunden. In der Arbeit wird ausschließlich der 00:00 UTC-Lauf betrachtet, somit beschränkt sich die Windanalyse auf 48 Stunden, auf den Intraday (0-24 Stunden des aktuellen Tages) und den Day-Ahead (24-48 Vorhersagestunden).

2.2.1.2 Windprognosen für Windkraftanlagen

Die AROME-Windvorhersagen werden täglich für jede betrachtete Windkraftanlage in einem 15-Minuten Intervall gerechnet. Bei den Prognosen handelt es sich um Kurzfristprognosen, dh. um 72-Stunden-Prognosen, wobei AROME am dritten Tag in das Modell ALARO übergeht. Wie auch bei den TAWES-Vorhersagen beschränkt sich die Analyse auf den 00:00 UTC - Lauf und es wird speziell ein Augenmerk auf die Intraday- und Day-Ahead-Prognosen gelegt.

Beim Rechnen der Vorhersage werden sowohl Wind- als auch Geopotentialdaten auf folgenden Druckniveaus verwendet: 1000, 975, 950, 925, 900 hPa etc.. Dabei wird zunächst vom AROME-Gitter bilinear zu den einzelnen Koordinaten der Windkraftanlagen hin interpoliert. In Abhängigkeit der Höhe der Naben der jeweiligen Windkraftanlagen werden die nächstgelegenen Druckniveaus gesucht, auf Basis des Geopotentials, und anschließend wird linear zwischen den Niveaus ober- und unterhalb der Nabenhöhe interpoliert.

Die für die Arbeit zur Verfügung gestellten Windvorhersagen sind Viertelstundenprognosen, dh. es handelt sich um Prognosen für jede Viertelstunde. Da AROME ursprünglich nur stündlich gerechnet wird, werden die Daten mittels Interpolation auf Viertelstundenwerte ermittelt.

Die Prognosen für die Windgeschwindigkeit sind über das gesamte betrachtete Zeitfenster verfügbar, die prognostizierte Windrichtung wird erst seit dem 12.07.2018 explizit berechnet, da diese Größe für Windenergievorhersagen eine untergeordnete Rolle spielt.

2.2.2 ECMWF - Prognosen

Das Integrierte Vorhersagesystem (IFS) ist ein spektrales globales Wettervorhersagemodell, welches vom ECMWF vier Mal täglich gerechnet wird. Die horizontale Auflösung liegt laut aktuellstem Stand bei 9 km, wobei sich der Vorhersagezeitraum bis 240 Stunden erstreckt [Karran D., 2016]. Bis 90 Stunden sind die Vorhersagedaten stündlich verfügbar. Die Analyse beschränkt sich, wie auch bei den Daten von AROME, auf den 00:00 UTC - Hauptlauf.

2.2.2.1 Windprognosen für TAWES Stationen

Die Prognosen vom ECMWF-Modell liegen in einem stündlichen Intervall von 01.11.2015 bis 31.08.2019 vor. Zudem wird bei den Vorhersagen, wie auch bei AROME, zu den einzelnen Wetterstationen (Koordinaten und Seehöhe) hin interpoliert.

2.2.2.2 Windprognosen für Windkraftanlagen

Die Winddaten sind ähnlich aufgebaut wie jene von AROME und stehen ebenfalls in einem 15-Minuten Intervall zur Verfügung. Für die Interpolation werden die Daten des 100 m - Windes aus dem Modell verwendet, anschließend wird bilinear zu den Windkraftanlagen hin interpoliert, dh. die Interpolation erfolgt von den Druckniveaus auf Nabenhöhe. Die Windvorhersagen des Globalmodells stehen für die Validierung seit dem 12.07.2018 zur Verfügung.

2.3 Messdaten

2.3.1 TAWES Stationen

Die Verifikation wird unter anderem von der Unsicherheit der Beobachtungen beeinflusst. Aus diesem Grund werden im Zuge der Arbeit alle betrachteten TAWES-Standorte besichtigt. Dazu wird die Messeinrichtung näher untersucht und es wird auf etwaige Einschränkungen bei der Windmessung (zB. Bäume in unmittelbarer Nähe) näher eingegangen. Im Anhang dieser Arbeit befindet sich unter anderem die gesamte Dokumentation zur Besichtigung der TAWES Wetterstationen.

2.3.2 Windkraftanlagen

In diese Arbeit fließen die Daten (Messungen und Prognosen) von insgesamt 183 Windkraftanlagen ein, wobei die Anlagen ausschließlich von der Firma ENERCON produziert werden. Folgende Anlagenmodelle werden untersucht: E66, E70, E92, E126, E82, E101, wobei die Höhen der einzelnen Anlagen von 63 m (E66) bis 135-138 m (E101) variieren. Je neuer die Anlagen sind, desto höher liegt die Nabe und desto höher die Nennleistung. Die unterschiedlichen Höhen der Windkraftanlagen sind in Abbildung 1 dargestellt.

Die Messung von Windgeschwindigkeit und -richtung erfolgt auf der jeweiligen Nabenhöhe. Bei den Messungen handelt es sich um einen 10 Minuten-Mittelwert. Neben den Windparametern werden unter anderem auch die mittlere Leistung und die Außentemperatur verzeichnet.

3. Methoden der Verifikation

Im Rahmen der Verifikation wird der Zusammenhang zwischen einem Satz von Prognosen (forecasts) und Beobachtungen (observations) untersucht und bewertet. Die Qualität bzw. die Güte von Prognosen kann mit einer Vielzahl von unterschiedlichen Evaluierungsmethoden bestimmt werden, da jedes Verifikationsmaß unterschiedliche Informationen über die Vorhersage wiedergibt [Stanski H. R., et al., 1989, S.3-4]. Aus diesem Grund werden im Rahmen der Arbeit mehrere Maße untersucht. Es stellt sich die Frage, wie genau die Vorhersagen sind und wie sich diese mit zunehmender Vorhersagedauer verbessern bzw. verschlechtern. Ein wichtiger Schritt zur Prognoseverbesserung ist, zu wissen, in welchem Bereich der Fehler liegt [WorldWeatherResearchProgramme, 2017]. Dabei kann der Vergleich verschiedener Prognosesysteme sehr hilfreich sein - inwieweit liefert ein Prognosesystem bessere Vorhersagen als ein anderes, und inwiefern ist dieses System besser [WorldWeatherResearchProgramme, 2017]?

Um Aussagen über gute Prognosen machen zu können, werden diese für gewöhnlich mit einer entsprechenden Beobachtung des tatsächlichen Verlaufs verglichen. Bei der Untersuchung wird zwischen zwei Fällen unterschieden: qualitativ ('Sieht die Prognose richtig aus?') oder quantitativ ('Wie genau war die Prognose?') [WorldWeatherResearchProgramme, 2017].

Im folgenden Kapitel werden die in der Arbeit angewandten Methoden der Verifikation vorgestellt. Die häufigsten Verifikationsmaße für kontinuierliche Vorhersageelemente sind der BIAS, der mittlere absolute Fehler MAE und der Root Mean Square Error RMSE. Weiters ist es möglich die Parameter kategorisch zu behandeln. Die Verifikation von kategorischen Parametern stellt eine Methode zur Evaluation nicht-probabilistischer, diskreter Prädiktanden dar [Wilks D., 2011, S. 306]. Viele meteorologische Phänomene können schlicht als binäre oder dichotome (Ja/Nein-) Ereignisse betrachtet werden. Beispielsweise sind das Vorhersagen oder Warnungen, ob Regen, Hochwasser, Frost, etc. auftreten wird oder nicht [Jolliffe I. T., and D.B. Stephenson, 2012, S. 31]. In weiterer Folge werden die dichotomen Parameter in Kontingenztabellen übergeführt. Die verschiedenen Verifikationsmaße werden in der Regel in englischer Sprache (MAE, RMSE, Probabiliy of Detection, etc.) verwendet, daher werden sie in dieser Arbeit nicht explizit übersetzt.

3.1 Verifikationsmaße für kontinuierliche Parameter

3.1.1 BIAS

Der (additive) BIAS oder mittlere Fehler gibt an, wie groß der durchschnittliche Vorhersagefehler ist oder anders formuliert: Ob ein Prognosesystem eine allgemeine Tendenz zur Über- oder Unterschätzung aufweist.

$$BIAS = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (F_i - O_i) \quad (1)$$

F_i bezeichnet den Satz von Prognosen, während O_i den Satz von Beobachtungen kennzeichnet. N ist der Stichprobenumfang. Der Wertebereich erstreckt sich von $-\infty$ bis ∞ , wobei gilt:

- $BIAS < 0$: Prognosewerte sind im Mittel zu niedrig (under-forecasted)

- BIAS = 0: Bestmögliches Ergebnis
- BIAS > 0: Prognosewerte sind im Mittel zu hoch (over-forecasted)

Der BIAS liefert kein Maß für die Größe des Fehlers und misst auch keinen Zusammenhang zwischen Vorhersage und Beobachtung, dh. es ist möglich, ein perfektes Ergebnis für eine schlechte Vorhersage zu erzielen, wenn sich die Fehler dabei ausgleichen [WorldWeatherResearchProgramme, 2017].

3.1.2 MAE

Der mittlere absolute Fehler (Mean Absolute Error, MAE) gibt die mittlere Magnitude des Vorhersagefehlers an. Dafür gilt:

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |(F_i - O_i)| \quad (2)$$

Der MAE ist kein Maß für die Berechnung der Abweichungstendenz (positiv oder negativ). Grundsätzlich gilt bei allen Fehlermaßen: Je kleiner der Fehler, desto geringer ist die Abweichung zwischen Vorhersage und Beobachtung.

3.1.3 RMSE

Der RMSE gibt die durchschnittliche Größe des Vorhersagefehlers an [WorldWeatherResearchProgramme, 2017]. Der Wertebereich liegt zwischen 0 und ∞ , wobei der Fehler möglichst nahe bei 0 sein soll. Dafür gilt:

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (F_i - O_i)^2} \quad (3)$$

Bei diesem Maß ist darauf zu achten, dass große Fehler (durch die Quadrierung) stärker gewichtet werden als kleine [WorldWeatherResearchProgramme, 2017].

3.1.4 Korrelationskoeffizient

Um der Frage nachzugehen, wie gut die Prognosewerte mit den beobachteten Werten korrespondieren, wird der Korrelationskoeffizient berechnet [WorldWeatherResearchProgramme, 2017]. Der Wertebereich liegt zwischen -1 und 1, wobei eine perfekte Übereinstimmung bei 1 vorliegt. Die Definition des Pearson-Korrelationskoeffizienten lautet:

$$r = \frac{\sum (F - \bar{F})(O - \bar{O})}{\sum \sqrt{(F - \bar{F})^2} \sum \sqrt{(O - \bar{O})^2}} \quad (4)$$

Die Korrelation ist ein geeignetes Maß für die lineare Zuordnung oder den Phasenfehler. Stellt man sich nun einen Scatterplot vor, so misst die Korrelation, wie nahe die Datenpunkte an der Regressionsgeraden liegen. Der Vorhersage-BIAS wird dabei nicht berücksichtigt, so kann zum Beispiel eine Vorhersage mit großem BIAS einen guten Korrelationskoeffizienten mit den Beobachtungen aufweisen. Dieses Maß ist ausserdem empfindlich auf Ausreißer [WorldWeatherResearchProgramme, 2017].

3.2 Verifikationsmaße für kategorische Parameter

Bei der Anwendung von Gütemaßen für kategorische Parameter werden meteorologischen Phänomene als einfache binäre Ereignisse betrachtet und es wird überprüft, ob und wie oft ein bestimmtes Ereignis eingetroffen ist oder nicht [Jolliffe I. T., and D.B. Stephenson, 2012, S.31]. Beispiele dafür sind zum Beispiel Regen- oder Nebelvorhersagen. Bei der Untersuchung von Windgeschwindigkeitsprognosen können bestimmte Schwellenwerte festgelegt werden, um eine dichotome Prognose zu erhalten, z.B. Windgeschwindigkeiten über 10m/s [WorldWeatherResearchProgramme, 2017].

Für eine Stichprobe des Umfangs n lassen sich dichotome Prognosen durch die absoluten Häufigkeiten von vier Kombinationen beschreiben [Piper D. A., 2017, S. 113]. Die Einträge für eine sogenannte Kontingenztabelle werden folgendermaßen erstellt:

- **hit (a)**: ein Ereignis, welches vorhergesagt wird, tritt ein
- **false alarm (b)**: ein Ereignis, welches vorhergesagt wird, tritt nicht ein
- **miss (c)**: ein Ereignis, welches nicht vorhergesagt wird, tritt ein
- **correct rejection (d)**: ein Ereignis, welches nicht vorhergesagt wird, tritt nicht ein

Diese vier beschriebenen Fälle werden in einer Kontingenztabelle zusammengefasst, welche in Abbildung 2 ersichtlich ist. Die Gesamtzahl der (nicht-)beobachteten und (nicht-)vorhergesagten Ereignisse sind als Zeilen- und Spaltensummen angeführt und werden als Randverteilung bezeichnet [WorldWeatherResearchProgramme, 2017].

	beobachtet: ja	beobachtet: nein	
vorhergesagt: ja	a	b	$a + b$
vorhergesagt: nein	c	d	$c + d$
	$a + c$	$b + d$	n

Abbildung 2: Kontingenztabelle [Piper D. A., 2017, S. 115]

Eine perfekte Vorhersage beinhaltet nur hits (a) und correct rejections (d) und weist keine misses (c) oder false alarms (b) auf. Aus dieser Tabelle kann nun eine Vielzahl von kategorischen Größen berechnet werden, welche nachfolgend beschrieben werden.

3.2.1 Accuracy

Um die Genauigkeit (Accuracy, ACC) der Prognosen zu ermitteln, wird folgende Formel angewandt:

$$ACC = \frac{a + d}{n} \quad (5)$$

Damit wird die Frage beantwortet, welcher Anteil der Vorhersagen korrekt ist. Die Reichweite erstreckt sich von 0 bis 1, wobei ein perfektes Ergebnis beim Wert 1 vorliegt. Bei dieser Größe ist anzumerken, dass sie stark von der häufigsten Kategorie beeinflusst wird, seltene Ereignisse fallen kaum ins Gewicht [WorldWeatherResearchProgramme, 2017].

3.2.2 Probability of Detection, Hit Rate

Die Probability of Detection (POD), oft auch Hit Rate genannt, gibt die Trefferrate bzw. die Erkennungswahrscheinlichkeit an und beantwortet die Frage, wie viele Ereignisse richtig vorhergesagt werden. Die Werte liegen zwischen 0 und 1, wobei 1 eine perfekte Vorhersage beschreibt.

$$POD = \frac{a}{a + c} \quad (6)$$

Dieses Maß ist empfindlich auf hits, während false alarms nicht berücksichtigt werden. POD eignet sich für seltene Ereignisse und kann künstlich verbessert werden, wenn mehr 'Ja'-Prognosen erstellt werden, um die Anzahl der Treffer zu erhöhen [WorldWeatherResearchProgramme, 2017]. Sie wird zusammen mit der False Alarm Rate zum Erstellen des Relative Operating Characteristic (ROC) - Diagramm verwendet, auf welches im nächsten Kapitel näher eingegangen wird.

3.2.3 Probability of False Detection, False Alarm Rate

Die Probability of False Detection (POFD) stellt false alarms und correct rejections gegenüber und untersucht, wie oft ein nicht eingetroffenes Event falsch vorhergesagt wurde. POFD bewegt sich zwischen dem optimalen Wert von 0 und dem schlechtestmöglichen Wert 1.

$$POFD = \frac{b}{d + b} \quad (7)$$

Diese Größe berücksichtigt false alarms und ignoriert missed events. Sie kann künstlich verbessert werden, indem weniger 'Ja'-Prognosen in die Analyse miteinbezogen werden, um die Anzahl der Fehlalarme zu verringern [WorldWeatherResearchProgramme, 2017]. Sie wird ausschließlich für das ROC-Diagramm verwendet.

3.2.4 False Alarm Ratio

Die False Alarm Ratio (FAR) beschreibt jenen Teil der vorhergesagten 'Ja'-Ereignisse, welcher nicht aufgetreten ist. Mit einem Wertebereich von 0 bis 1 wird ein perfektes Ergebnis bei 0 erreicht. Kurz gesagt, FAR sagt aus, wie oft ein vorhergesagtes Ereignis nicht eingetroffen ist bzw. wie oft falsch gewarnt wurde.

$$FAR = \frac{b}{a + b} \quad (8)$$

Diese Größe ist empfindlich auf false alarms, missed events bleiben unberücksichtigt. Da das Maß sehr empfindlich auf die klimatologische Häufigkeit der Ereignisse ist, sollte es in Zusammenhang mit der POD verwendet werden. Ein Wert von FAR=0.3 bedeutet, dass bei ca. 1/3 der vorhergesagten Ereignisse beispielsweise bei einem Regenereignis kein Regen beobachtet wurde [WorldWeatherResearchProgramme, 2017].

3.2.5 Critical Success Index, Threat Score

Der Critical Success Index (CSI), auch Threat Score (TS) genannt, bezieht sich auf die Frage, wie gut die prognostizierten 'Ja'-Ereignisse mit den beobachteten 'Ja'-Ereignissen übereinstimmen [WorldWeatherResearchProgramme, 2017]. Der Wertebereich liegt zwischen 0 und 1, wobei bei einem Wert von 0 kein Skill vorliegt und ein perfektes Ergebnis beim Wert 1 erreicht wird.

$$CSI = \frac{a}{a + b + c} \quad (9)$$

CSI gibt den Anteil der beobachteten und/oder der prognostizierten Ereignisse, welche korrekt vorhergesagt wurden, an. Der CSI befasst sich unterdessen nur mit Prognosen, die korrekt sind und gibt die Genauigkeit an, wenn correct rejections aus der Formel vernachlässigt werden. Dieser Score ist empfindlich auf hits und bestraft sowohl false alarms als auch missed events. So zeigt der Wert CSI=0.55 zum Beispiel, dass etwas mehr als die Hälfte der Ereignisse korrekt vorhergesagt wurden. Dieses Maß ist stark abhängig von der klimatologischen Häufigkeit. Dadurch dass seltene Events schlechter bewertet werden, ist dieser Score weniger für Extremereignisse geeignet [WorldWeatherResearchProgramme, 2017].

3.2.6 Heidke Skill Score

Der Heidke Skill Score (HSS) berücksichtigt zusätzlich eine Referenzprognose, das kann zB. eine Zufallsprognose, die Klimatologie oder Persistenz sein. Es wird untersucht, wie gut die Vorhersage im Vergleich zu einer Referenzprognose ist, dazu gibt dieser Score den Anteil der korrekten Vorhersagen wider. Der Wertebereich liegt zwischen $-\infty$ und 1, mit 1 als perfekter Prognose. Beim Wert 0 liegt keine Verbesserung gegenüber der Referenz (no skill) vor und bei negativen Werten ist die Referenz besser. Es gilt:

$$HSS = \frac{a + d - a_r - d_r}{n - a_r - d_r} \quad (10)$$

wobei n der Stichprobenumfang ist und die Referenzen a_r und d_r folgendermaßen berechnet werden [WorldWeatherResearchProgramme, 2017]:

$$a_r = \frac{(a + b)(a + c)}{n}, d_r = \frac{(d + b)(b + c)}{n} \quad (11)$$

3.2.7 Treffersatz

Der Treffersatz (T) nimmt im Vergleich zu den anderen Gütemaßen mehr Rücksicht auf seltene Ereignisse. Die correct rejections werden nicht so stark gewichtet. Der Wertebereich erstreckt sich von -1 bis 1, wobei eine perfekte Prognose beim Wert 1 vorliegt. Der Treffersatz wird folgendermaßen ermittelt:

$$T = 1 - \frac{2}{k} \sum_{i=1}^k a_i \quad (12)$$

wobei a_i :

$$a_i = \frac{e_i - n_{ij}}{e_i} \quad (13)$$

Die Variable k gibt die Anzahl der einzelnen Kategorien an (im Fall einer 2x2 Kontingenztabelle ist $k=2$), e_i ist die Summe der Beobachtungen der einzelnen Kategorien ($a+b$ bzw. $c+d$) geteilt durch die Gesamtsumme n . n_{ij} ist die Anzahl der korrekten Prognosen in der jeweiligen Kategorie (a bzw. d) geteilt durch die Gesamtsumme n [kel, S.15].

3.3 Grafische Verifikationsanwendungen

3.3.1 ROC-Diagramm

Das Relative Operating Characteristic (ROC)-Diagramm ist eine Darstellung für die Fähigkeit eines Vorhersagesystems, in welchem die zuvor beschriebenen Maße POD und POFD verglichen werden [Mason S. J., and N. E. Graham, 1999, S. 714]. In Abbildung 3 ist die Skizze eines ROC-Diagrammes dargestellt, wobei POFD entlang der x-Achse und POD entlang der y-Achse aufgetragen sind.

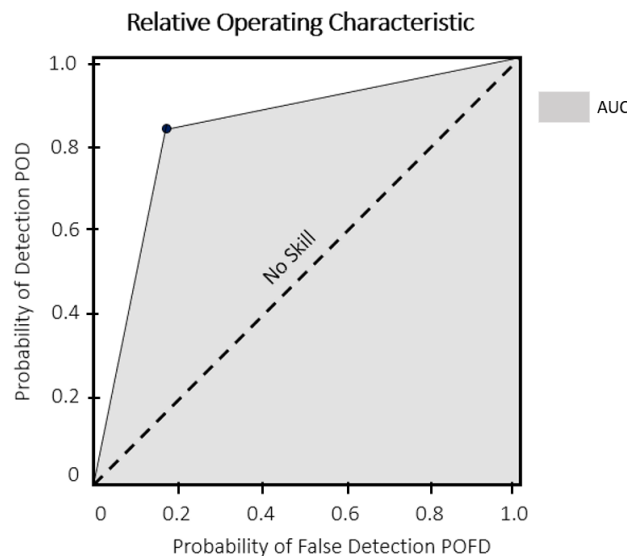


Abbildung 3: Darstellung des ROC-Diagramm

Bestenfalls befinden sich die Datenpunkte (siehe Abb. 3 anhand des schwarzen Punktes) im oberen linken Bereich, wo POD bei 1 liegt. Die Diagonale bei 45° zeigt die 'No Skill'-Linie an, dh. entlang dieser liefert das Vorhersagesystem keine sinnvollen Informationen. Schlechte Ergebnisse werden im Bereich unter der Diagonale angezeigt. Die Fläche, die der Datenpunkt im Diagramm umschließt, wird als Area Under the Curve (AUC) bezeichnet. AUC läuft von 0 bis 1, wobei 1 der perfekten Prognose entspricht.

3.3.2 Winddifferenzrosen

Die Anwendung von Winddifferenzrosen dient zur übersichtlichen Verifikation von Windgeschwindigkeit (ff) und -richtung (Δdd) und wurde von [Dorninger M., and C. Kopfensteiner, 2016] entwickelt. Zuerst wird aus den beiden Windparametern die Differenz berechnet, wobei darauf zu achten ist, dass die maximale Windrichtungsdifferenz $\Delta dd = \pm 180^\circ$ beträgt. Es gilt:

$$\Delta ff = |ff_{FC} - ff_{OBS}| \quad (14)$$

$$\Delta dd = |dd_{FC} - dd_{OBS}| \quad (15)$$

In den Formeln werden die Vorhersagen mit FC gekennzeichnet und die Beobachtungen mit OBS . Die berechneten Differenzen werden nun in Paaren von Δff und Δdd in einem Polarplot eingezeichnet. Abbildung 4 zeigt die Skizze einer solchen Winddifferenzrose. Die Winkel reichen von 0° bis -180° auf der linken Seite bzw. bis $+180^\circ$ auf der rechten Seite. Sie zeigen die Abweichung der vorhergesagten Windrichtung von tatsächlich gemessenen. Die Entfernung vom Kreismittelpunkt stellt die Abweichung der vorhergesagten Windgeschwindigkeit von der tatsächlich gemessenen dar.

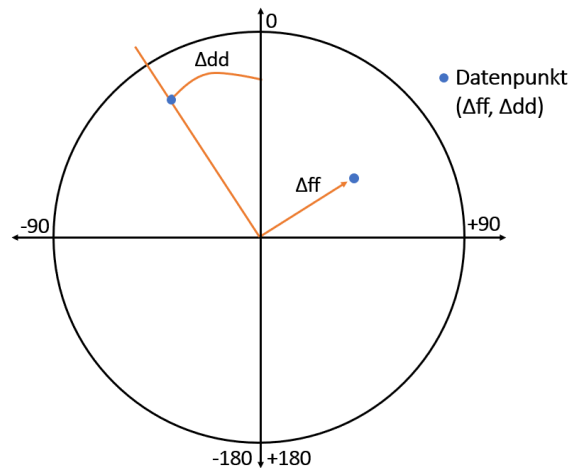


Abbildung 4: Allgemeine Darstellung der polaren Winddifferenzrose (Konzept aus Dorninger M. und C. Kopfensteiner)

Als Interpretationshilfe wird bei Annahme des geostrophischen Windes bei einer negativen Abweichung Δdd die Windrichtung als zu zyklonal (zu links-orientiert) prognostiziert, bei einer positiven Abweichung Δdd sind die Prognosen zu antizyklonal (zu rechts-orientiert).

Im weiteren Verlauf werden Bedingungen eingeführt, welche lediglich bestimmte Fehlermagnituden von Windgeschwindigkeit und -richtung erlauben. In der ersten Grafik in Abbildung 5 werden nur die Abweichungen der Windgeschwindigkeit berücksichtigt, dh. alle Punkte innerhalb des roten Kreises werden als gute Prognosen gezählt. Die Grafik in der Mitte berücksichtigt nur den Fehler der Windrichtung, so sind alle Punkte innerhalb des eingezeichneten Sektors gute Vorhersagen. Die rechte Grafik in Abbildung 5 bildet sowohl den Fehler der Windgeschwindigkeit als auch den der Windrichtung ab, dh. alle Prognosen, die sich innerhalb des Kreises und des Sektors (gelb markiert) befinden, werden als gute Prognosen betrachtet.

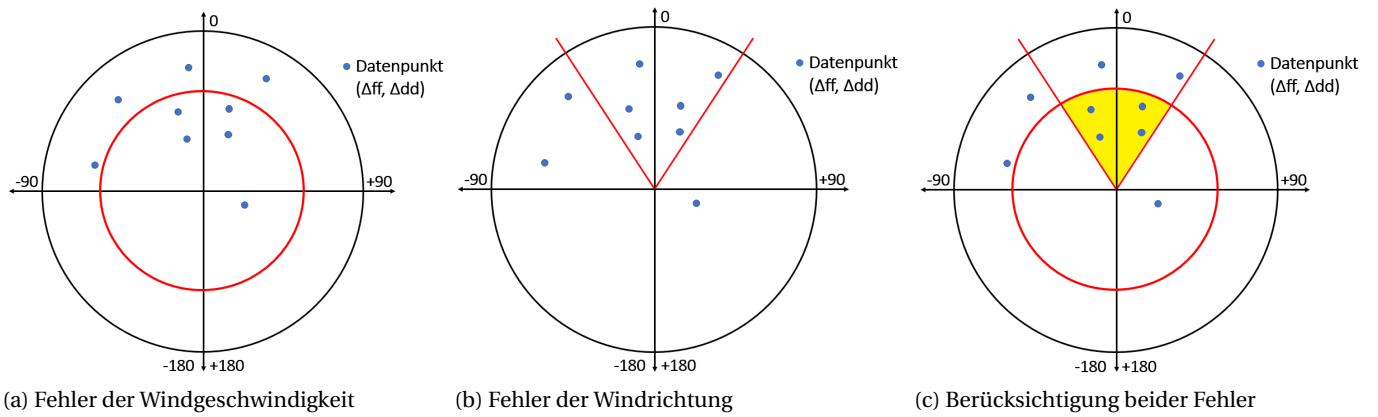


Abbildung 5: Winddifferenzrosen mit Betrachtung der Abweichung von bestimmter Windgeschwindigkeit und -richtung (Konzept aus [Dorninger M., and C. Kopfensteiner, 2016])

Ergänzt wird die Methode durch Einführen von speziellen Radien, welche 25%, 50% und 75% aller Datenpunkte beinhalten. Nach dem Einführen der Radien und Sektoren ergeben sich 4 Kategorien:

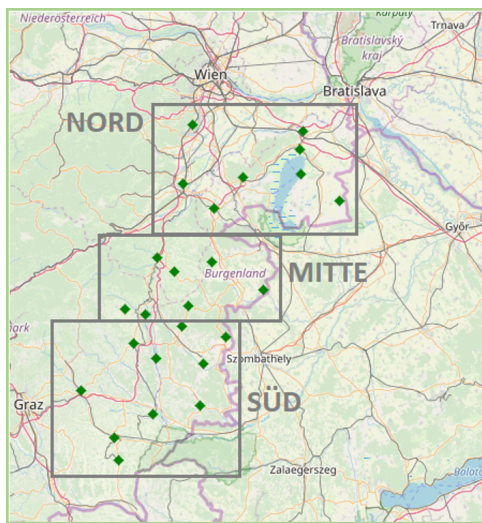
- Kategorie 1: Die Datenpunkte befinden sich sowohl im Sektor als auch im Radius (Abweichung von ff und dd ist gering)
- Kategorie 2: Die Datenpunkte befinden sich im Radius, aber nicht im Sektor (Lediglich die Abweichung von ff ist gering)
- Kategorie 3: Die Datenpunkte befinden sich im Sektor, aber nicht im Radius (Lediglich die Abweichung von dd ist gering)
- Kategorie 4: Die Datenpunkte befinden sich weder im Sektor noch im Radius (Abweichung von ff und dd zu hoch)

Des Weiteren kann die Methode erweitert werden, indem die Radien gegen die Vorhersagedauer (forecast length) dargestellt werden. Allgemein ergeben sich bei höheren Windgeschwindigkeiten auch größere Fehler. Um dieses Problem zu berücksichtigen wird eine Gewichtung der Windstärke eingeführt, sie wird folgendermaßen definiert:

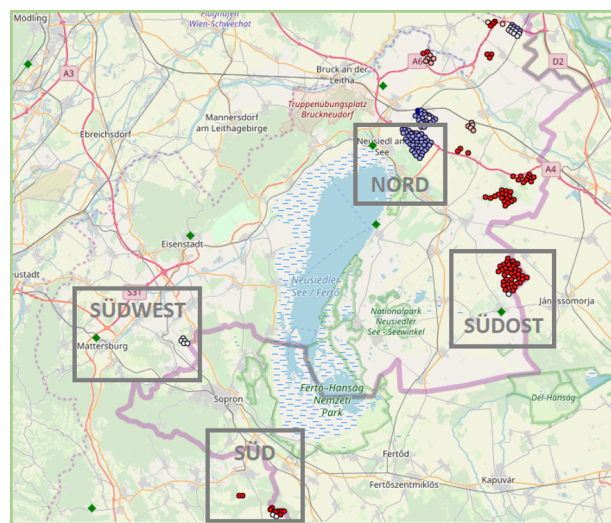
$$w = \left| \frac{\Delta ff}{ff_{OBS}} \right| \quad (16)$$

4. Auswertung und Ergebnisse

In diesem Kapitel wird zuallererst die Repräsentativität der TAWES-Aufstellungsorte und die Messunsicherheit der Stationen behandelt. In einem weiteren Teil wird auf die allgemeine Statistik der Windparameter näher eingegangen. Dazu wird analysiert, wann welche Windgeschwindigkeiten und Windrichtungen häufiger auftreten. Um regionale Unterschiede zu berücksichtigen folgt eine Einteilung in Sektoren: Bei den TAWES-Wetterstationen werden die Standorte nach Nord-, Mittel- und Südregion unterteilt. Die Unterteilung erfolgt anhand vorliegender Windverhältnisse (siehe Kapitel 4.2.1), zusätzlich wird darauf geachtet, dass sich ungefähr gleich viele Stationen in den jeweiligen Sektoren befinden. Die betrachteten Windkraftanlagen beschränken sich auf den Nordosten Österreichs, hier folgt eine Einteilung in vier Sektoren, welche in Abbildung 6 skizziert sind. Der nachfolgende Teil zeigt den Vergleich unterschiedlicher Vorhersagedauer von AROME- und ECMWF - Kurzfristprognosen. Anschließend folgt der eigentliche Verifikationsabschnitt. Dazu werden die AROME-Vorhersagen anhand kategorischer Verifikationsmaße analysiert, insbesondere wird hier das ROC-Diagramm angewandt. Außerdem wird ein Fokus auf die Verifikation mittels Differenzrosen gelegt, welche in diesem Kapitel eine wichtige Rolle spielen. Zuguterletzt folgt eine Evaluierung von Windprognosen bei bestimmten Wetterlagen (Nordwest-, Südost-, Nebellagen).



(a) Sektoren TAWES



(b) Sektoren Windkraftanlagen

Abbildung 6: Unterteilung in Sektoren: Nord, Mitte und Süd bei TAWES-Stationen (a) und Nord, Südost, Südwest und Süd bei den Windparks (b). Kartenansicht: Leaflet, ©OpenStreetMap contributors

Die in Abbildung 6 eingezeichneten Regionen gliedern sich bei den TAWES-Standorten folgendermaßen:

- **Nord** - Andau, Bruckneudorf, Eisenstadt, Gumpoldskirchen, Mattersburg, Neusiedl (alt und neu), Podersdorf und Wiener Neustadt (9)
- **Mitte** - Aspang, Bernstein, Eichberg, Kroisegg, Krumbach, Lutzmannsburg und Neudorf/Landsee (7)
- **Süd** - Bad Gleichenberg, Bad Tatzmannsdorf, Feldbach, Fürstenfeld, Gleisdorf, Güssing, Hartberg, Kleinzicken, Rechnitz und Wörterberg (10)

Die Sektoren für die Windparks erfolgt nach dieser Anordnung:

- **Nord** - Windpark Neusiedl und Weiden am See (42)
- **Südost** - Windpark Andau (38)
- **Südwest** - Windpark Baumgarten (5)
- **Süd** - Windpark Deutschkreutz und Nikitsch (11)

Wie bereits im Kapitel 2 'Daten und Messnetz' angeführt, werden neben den AROME-Prognosen auch jene des ECMWF-Modells verifiziert.

4.1 Repräsentativität der TAWES-Aufstellungsorte

Ein Teil der Aufgabenstellung ist es, die Messeinrichtung der TAWES Wetterstationen am Alpenostrand zu besichtigen und diese bezüglich etwaiger Messunsicherheiten bezüglich der Repräsentativität aufgrund des Aufstellungsortes zu untersuchen. Ein besonderes Augenmerk gilt hier der Windmessung (Höhe der Messung, Hindernisse (Bäume, Gebäude,..) etc.).

Durch die Besichtigung aller TAWES-Standorte können folgende Aspekte angeführt werden:

- In den meisten Fällen gibt es bezüglich der Aufstellung kaum Hindernisse, welche die Windmessung beeinträchtigen könnten. Ein Standort, der bei der Besichtigung besonders positiv aufgefallen ist, ist die TAWES-Wetterstation in Podersdorf am See (siehe Abbildung 7). Sie befindet sich direkt am Ufer des Neusiedler Sees und steht in allen Himmelsrichtungen frei.



Abbildung 7: Aufnahme der TAWES-Station Podersdorf am See aus südöstlicher Richtung

- Um eine uneingeschränkte Messung des Windes vorzunehmen, werden Anemometer oftmals auf Dächern von Gebäuden montiert. Das ist bei folgenden Stationen der Fall: Güssing (Messung erfolgt auf geschätzt 20 m Höhe), Eisenstadt (7-stöckiges Gebäude, geschätzte Messung auf 50 m Höhe), Bad Gleichenberg (Gebäude mit drei Stöcken, geschätzte Höhe 25 m), Hartberg (Gebäude mit vier Etagen, geschätzte Messung auf 30 m Höhe). In diesen Fällen sollte berücksichtigt werden, dass die Vorhersagen für eine Höhe von 10 m gelten, die Messung aber deutlich höher erfolgt.
- Bei den Stationen Lutzmannsburg und Bad Tatzmannsdorf befinden sich in unmittelbarer Nähe hohe Bäume, welche die Windmessung merklich verfälschen können. Im weiteren Verlauf zeigen sich besonders für diese Standorte größere Fehler (höherer RMSE, niedrigere Korrelation, etc.).
- Die Wetterstation in Aspang weist die größten Messunsicherheiten auf. Die Station befindet sich in nicht-exponierter Lage, in einer Senke bzw. Beckenlandschaft. Während die Station in

Eine ausführlichere Dokumentation aller besichtigten TAWES-Wetterstationen (inkl. Fotos, Skizzen) ist im Anhang zu finden.

4.2 Statistischer Überblick der Windparameter

Dieser Abschnitt gibt einen grundlegenden Einblick der Windstatistik am Alpenostrand während des gesamten Untersuchungszeitraums. Anhand von Histogrammen und Windrosen wird die Windgeschwindigkeit und -richtung sowohl für die TAWES-Wetterstationen als auch für die Windkraftanlagen im Jahresverlauf überblicksmäßig dargestellt und untersucht.

In Abbildung 10 sind die durchschnittlichen Monatswerte der Windgeschwindigkeit in m/s sowohl für die TAWES-Stationen als auch für die Windkraftanlagen (auf rund 100 m) anhand eines Histogramms ersichtlich. Es handelt sich dabei um die Verteilung über den gesamten Zeitraum von 2015-2019. In den Diagrammen werden alle TAWES-Standorte bzw. alle betrachteten Windkraftanlagen berücksichtigt.

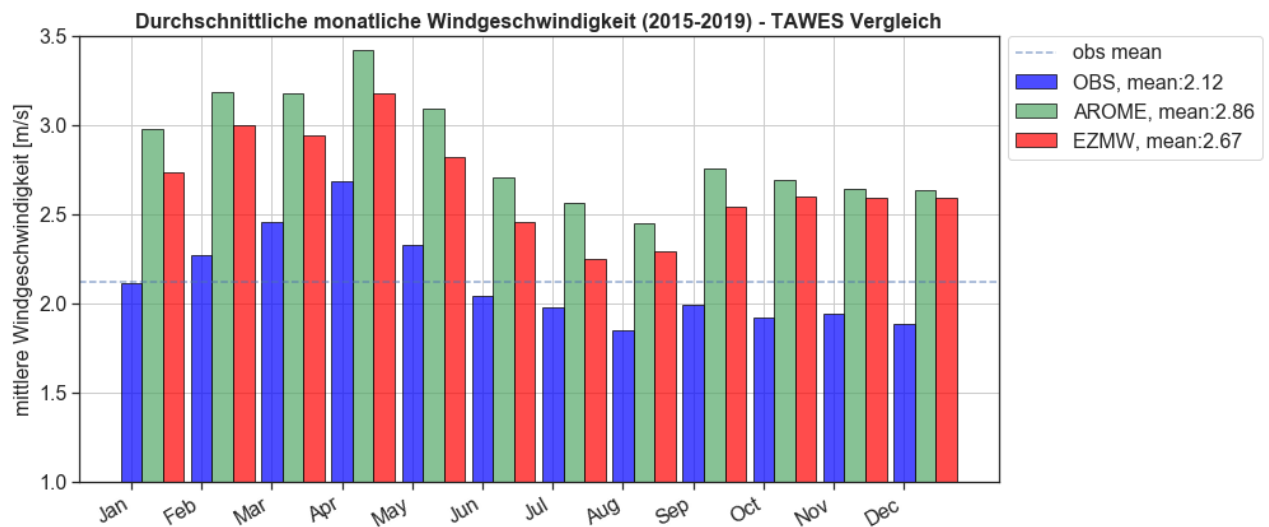
Der TAWES-Messmittelwert über den gesamten Untersuchungszeitraum liegt bei 2.13 m/s und ist in Abbildung 10 (a) als blau stichlierte Linie markiert. Besonders im Frühjahr werden hohe Windgeschwindigkeiten gemessen, während in den Sommermonaten unterdurchschnittliche Werte verzeichnet werden. Als windstärkster Monat zeigt sich der April. Beim Vergleich der TAWES-Standorte ist zudem ersichtlich, dass die Vorhersagen von AROME die Messung über das ganze Jahr deutlich überschätzen und zwar um rund 20-25%. Beispielsweise im Monat Januar liegen die Werte von AROME um fast 50% über der tatsächlichen Messung.

Die Prognosen des europäischen Vorhersagemodells ECMW scheinen auf den ersten Blick etwas besser zur Beobachtung zu passen. Sie zeigen im gesamten Verlauf geringere Werte als AROME, wobei die größten Abweichungen in den Winter- und Frühlingsmonaten verzeichnet werden. Im Juli liegt mit rund 13% die geringste Abweichung vor.

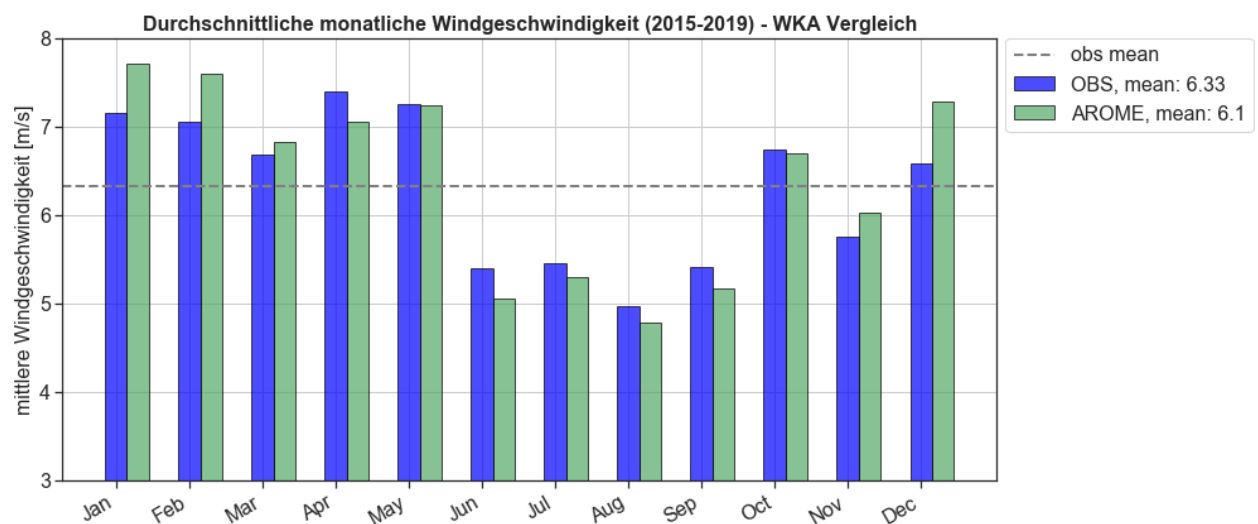
Der Vergleich zwischen Beobachtung und Prognose bei den betrachteten Windkraftanlagen (siehe Abbildung 10 (b)) zeigt, dass die Abweichung von AROME deutlich geringer ist, als bei den TAWES-Wetterstationen. Der Mittelwert der Messung wird anhand der grau-strichlierten Linie gekennzeichnet und liegt bei rund 6 m/s. Im Winterhalbjahr, von Oktober bis März, liegen die Vorhersagen höher, während der Sommermonate, von April bis September, tiefer als die gemessenen Werte. Im Mittel stellt sich ein minimaler Unterschied von 0.05 m/s ein.

Der Vergleich der ECMW-Windprognosen mit jenen von AROME und der Beobachtung ist in der letzten Grafik (c) von Abbildung 10 zu sehen. An dieser Stelle ist zu erwähnen, dass die Vorhersagen von ECMW erst ab Juli 2018 verfügbar sind, daher zeigt die untere Grafik lediglich die Verteilung über ein Jahr. Generell liegen die Vorhersagen des europäischen Modells in diesem Vergleich um rund 13% unter dem Mess-Durchschnitt. Es lässt sich über das ganze Jahr hinweg ein deutlich negativer BIAS erkennen. Besonders stark ist die Abweichung im Verlauf der Sommermonate.

(a)



(b)



(c)

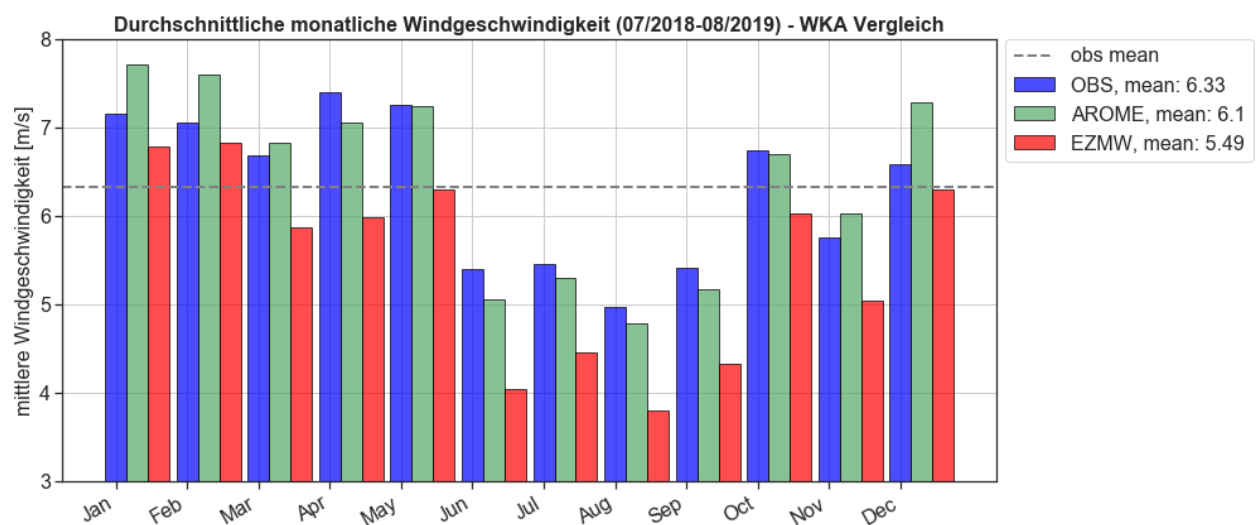


Abbildung 10: Vergleich der mittleren monatlichen Windgeschwindigkeit für TAWES-Stationen (Beobachtung (blau), AROME (grün) und ECMWF (rot)) über den gesamten Zeitraum (2015-2019) (a), für Windkraftanlagen (Beobachtung (blau) und AROME (grün)) von 2015-2019 (b) und ab Juli 2018 mit Vergleich des ECMWF-Modells (rot) (c). Strichlierte Linien zeigen jeweilige Messmittel im Untersuchungszeitraum.

4.2.1 Windstatistik der TAWES-Standorte

Abbildung 11 zeigt die Windbedingungen anhand von Windrosen für den Sektor Nord, die Windrosen des Sektors Süd sind in Abbildung 12 dargestellt. Die beiden Grafiken verdeutlichen die konträren Windbedingungen am Alpenostrand. In den nördlichen Regionen findet man eine dominierende Nordwestwindkomponente und eine, im Vergleich dazu, weniger ausgeprägte Südostanströmung vor. Je südlicher die Region, desto geringer ist die Windstärke und desto größer ist grundsätzlich die Streuung der Windrichtung. Neben einer deutlichen Nordkomponente kommen auch Winde aus Süd häufiger vor als in den nördlichen Regionen.

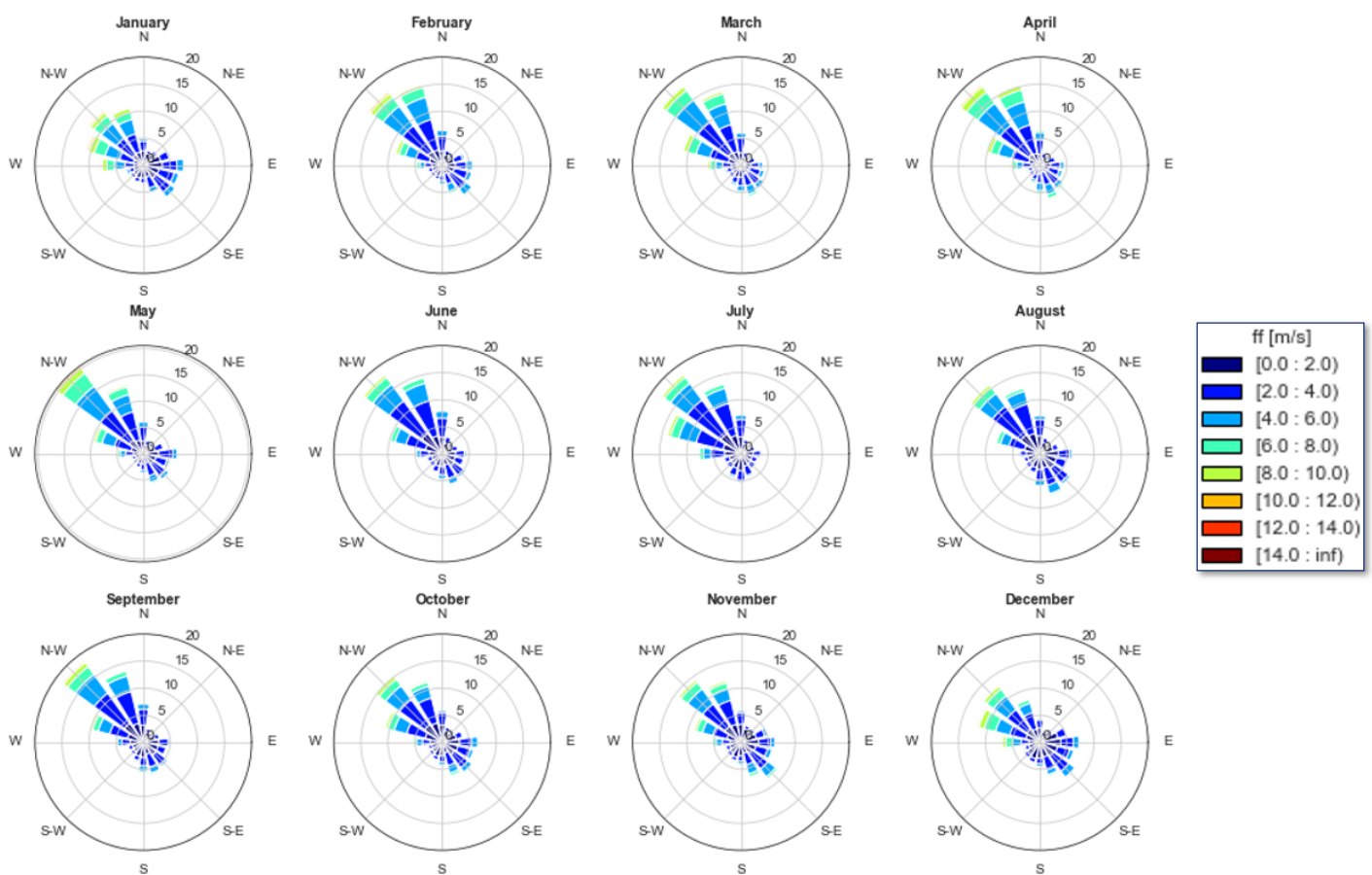


Abbildung 11: Windrosen für alle Monate (2015-2019) als Mittel der TAWES-Standorte im Sektor Nord. Die Farbe der Balken kennzeichnet die gemessene Windgeschwindigkeit in m/s: Geringe Werte werden blau dargestellt und hohe Werte rot. Die Länge der Balken zeigt die Häufigkeit des Auftretens.

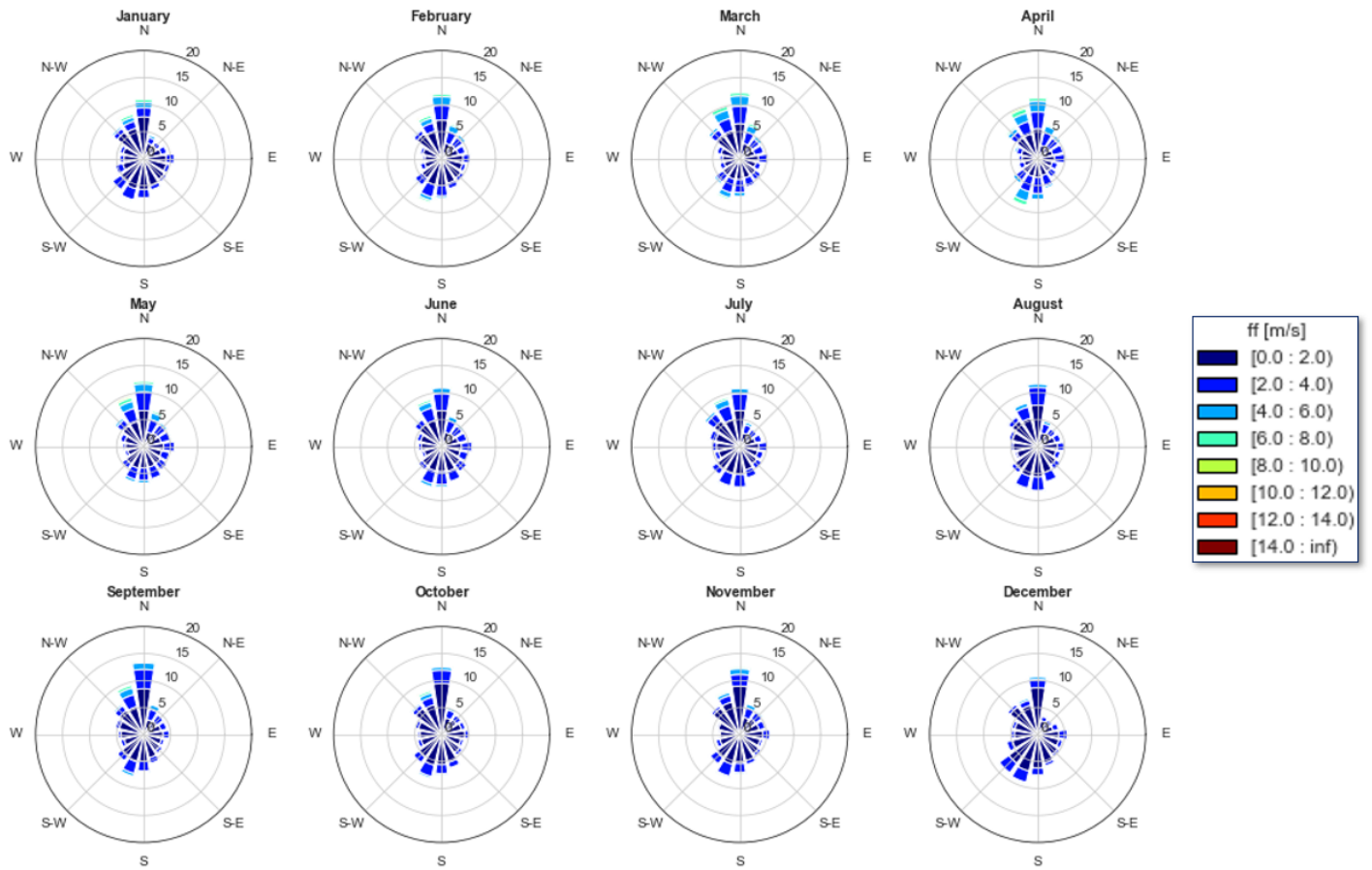


Abbildung 12: Windrosen für alle Monate (2015-2019) als Mittel der TAWES-Standorte im Sektor Süd.

4.2.2 Windstatistik der Windkraftanlagen

Abbildung 13 zeigt die Windrosen der Windkraftanlagen für alle Monate. Anhand dieser Darstellung lässt sich für die Windkraftanlagen eine dominierende Nordwest-Südost-Komponente feststellen, was für diese Region nicht überrascht. Bezüglich der Windgeschwindigkeit ergibt sich ein ähnliches Schema wie Abbildung 10: Im Frühjahr, speziell im April und Mai, werden die höchsten Windgeschwindigkeiten gemessen, während die Werte im Sommer, insbesondere im August, deutlich niedriger liegen. Auffallend ist auch, dass besonders in den Monaten Juni und Juli kaum Wind aus südlichen Richtungen gemessen wird.

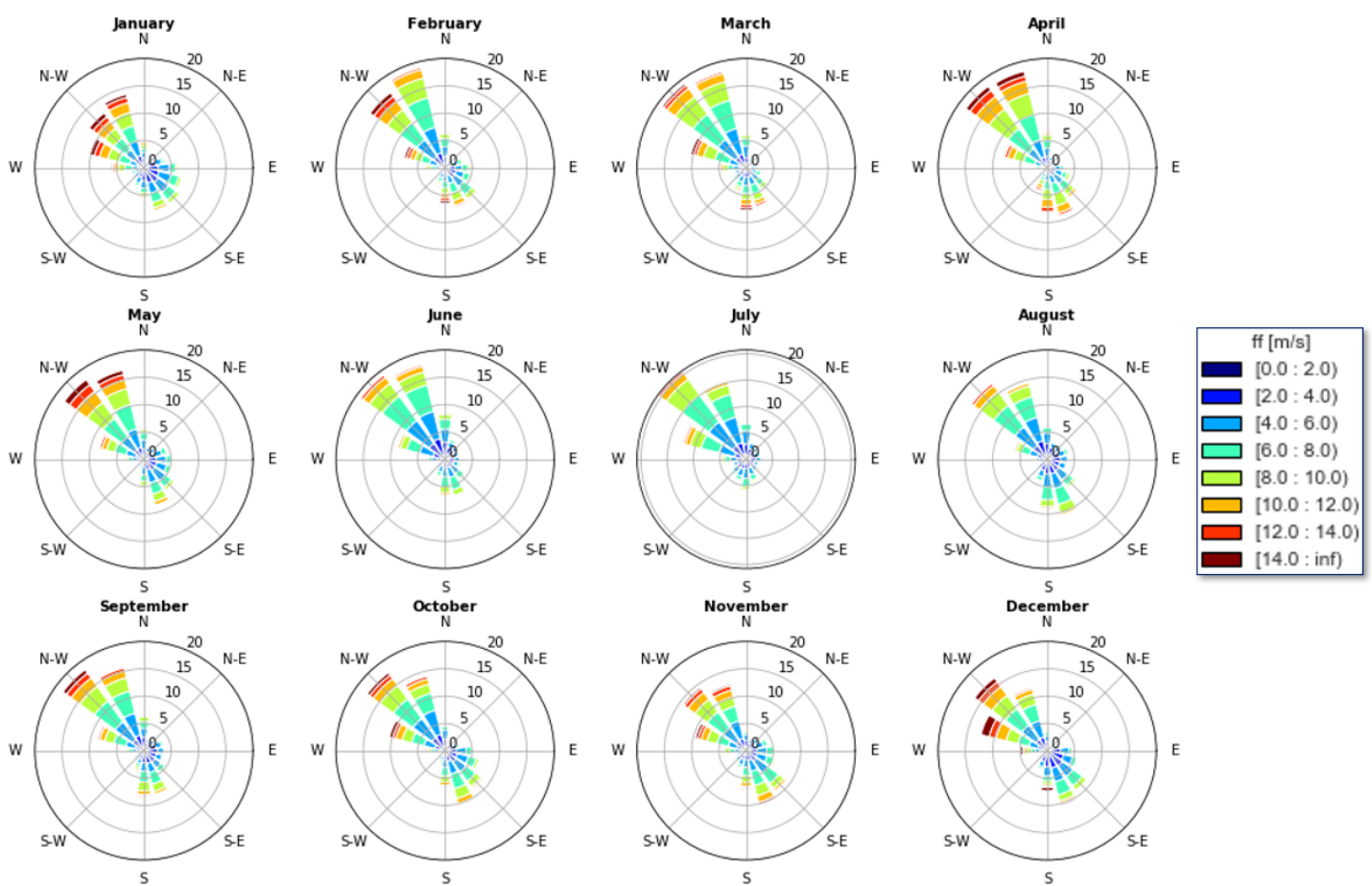


Abbildung 13: Windrosen für alle Monate (2015-2019) aller Windkraftanlagen

4.2.2.1 Untersuchung windstarker Tage

In diesem Teil werden Tage mit Überschreitung gewisser Windstärken analysiert, welche besonders für die Nutzung von Windenergie eine maßgebende Rolle spielen. Zur Definition eines windstarken Tages bzw. eines Tages mit Windpotential werden in dieser Arbeit zwei Optionen ausgearbeitet:

- **Option 1:** Als windstarker Tag wird jener Tag bezeichnet, an welchem an mindestens einer Anlage zumindest einmal am Tag eine Windgeschwindigkeit von größer gleich 12 m/s gemessen wird.

Sektor (Anzahl der WKA)	Anzahl aller Tage	Anzahl windstarker Tage	Angabe in [%]
Sektor Nord (42)	1537	453	29,47%
Sektor Südost (38)	1537	479	31,17%
Sektor Südwest (5)	1537	431	28,04%
Sektor Süd (11)	983	335	34,08%

- **Option 2:** Als windstarker Tag wird jener Tag bezeichnet, an welchem an mindestens einer Anlage die Summe der Windgeschwindigkeiten geringstenfalls 120 m/s beträgt (zB. über 10 Stunden mind. 12 m/s Mittelwind).

Sektor (Anzahl der WKA)	Anzahl aller Tage	Anzahl windstarker Tage	Angabe in [%]
Sektor Nord (42)	1537	917	59,66%
Sektor Südost (38)	1537	880	57,25%
Sektor Südwest (5)	1537	805	52,37%
Sektor Süd (11)	983	531	54,02%

Abbildung 14 stellt den Tagesverlauf der gemessenen mittleren Windgeschwindigkeit für die einzelnen Sektoren anhand der Jahreszeiten dar. Anhand dieser Informationen (wie auch in den obigen Tabellen angeführt) ist zu erkennen, dass der Sektor Südost die meisten windstarken Tage aufweist. Sie kommen, wie erwartet, am häufigsten im Frühling vor. In dieser Jahreszeit ist auch ein Maximum der Windstärke zu erkennen. Deutlich seltener sind windstarke Tage in den Sommermonaten. Die Anzahl der betrachteten Tage ist in diesem Fall etwas geringer als in den Tabellen, da im Zuge der Datenverarbeitung aufgrund fehlender Werte (NaN) und Verwerfen dieser, Werte automatisch herausgefiltert werden.

Im Sektor Nord werden im Frühjahr die höchsten Windgeschwindigkeiten gemessen, an 130 Tagen werden in dieser Region Windstärken über 12 m/s verzeichnet. Zudem zeigt der Verlauf im Sektor Nord einen ausgeprägten Tagesgang. Der größte Tagesgang ist im Sektor Südwest zu beobachten, mit den geringsten Werten speziell in den Morgenstunden. Sektor Südost zeigt mit 137 Tagen die meisten windstarke Tage. Im Mittel sind die höchsten Windgeschwindigkeiten im Sektor Süd zu finden, allerdings gibt es in dieser Region mit einer Anzahl von 111 die wenigsten Tage mit Windpotential.

Der Blick auf die Sommermonate zeigt im Allgemeinen deutlich niedrigere Windstärken als im Frühling, wobei die Maxima eher in den Abendstunden erreicht werden, möglicherweise im Zuge der Konvektion. Ersichtlich ist, dass auch in diesem Beispiel der Sektor Süd durchschnittlich die höchsten Werte misst und im Vergleich zu den Sektoren Nord und Südwest mehr windstarke Tage verzeichnet werden.

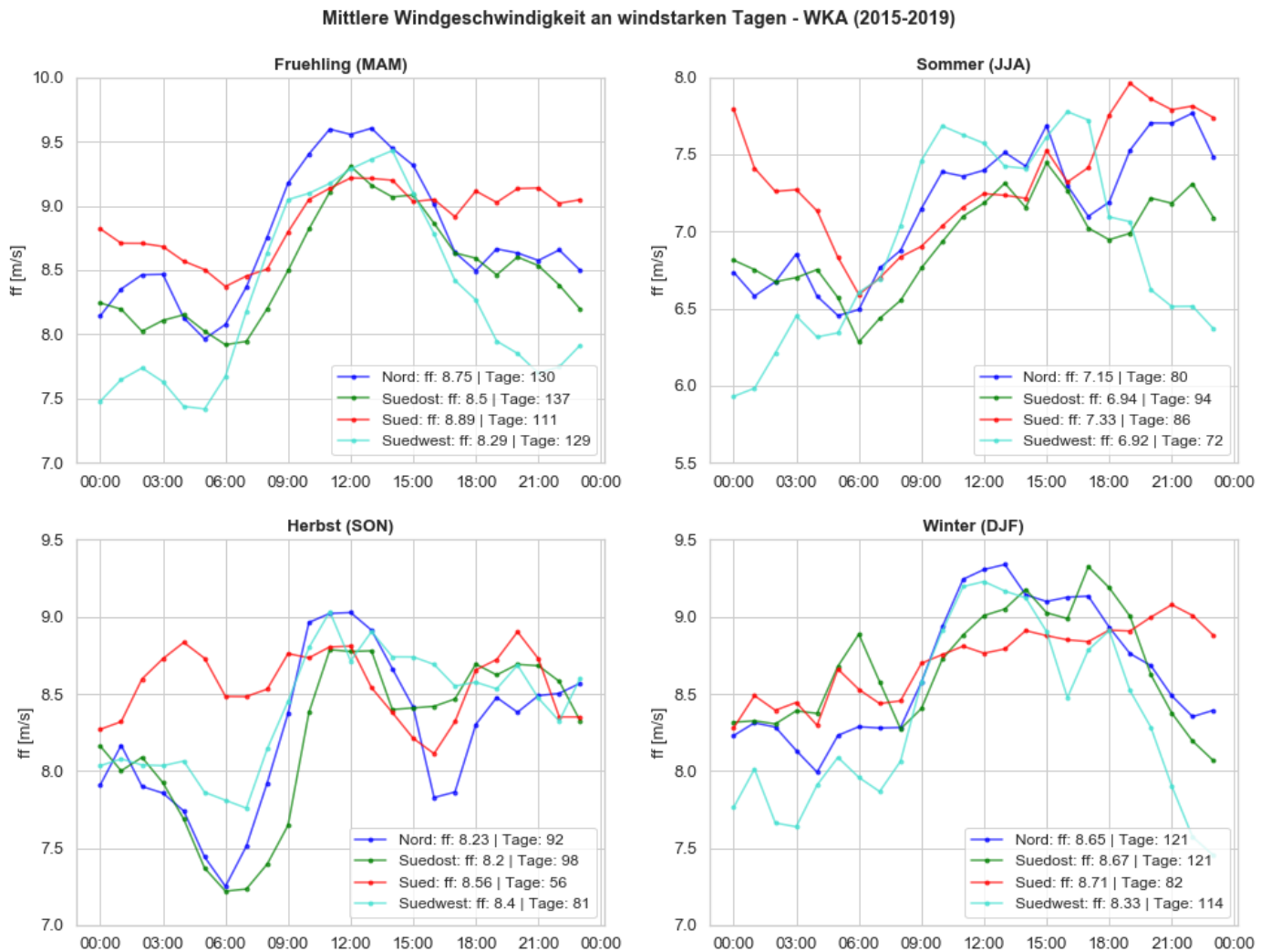


Abbildung 14: Vergleich der Windgeschwindigkeit der WKA-Sektoren in m/s über die Jahreszeiten: Die unterschiedlichen Sektoren sind farblich markiert. Das Mittel der Windgeschwindigkeit des jeweiligen Sektors und die in der Analyse betrachteten Tage sind in der Legende gekennzeichnet. Dargestellt werden hier ausschließlich windstarke Tage von Option 1.

Während der Herbstmonate wird im Sektor Nord und Südost erneut ein ausgeprägter Tagesgang beobachtet, mit den geringsten Werten bei Sonnenaufgang. Ein deutlich geringerer Tagesgang ist im Süden zu sehen, hier liegt die mittlere Windgeschwindigkeit einmal mehr höher als bei den anderen Sektoren. Allerdings werden im Sektor Süd nur 56 windstarke Tage gemessen, im Sektor Südost sind es z.B. 98, was einem Unterschied von rund 75% entspricht.

Zum Winter hin ist wieder eine Zunahme der Windgeschwindigkeiten zu beobachten. Während die Sektoren Nord, Südost und Südwest einen deutlichen Tagesgang zeigen, wird beim Sektor Süd eher eine Zunahme in den Abend- und Nachtstunden gemessen. Die häufigsten windstarken Tage werden im Sektor Nord und Südost verzeichnet.

4.3 Vergleich der Vorhersagedauer

In diesem Teil werden die Prognosen bzw. deren Performance für zunehmende Vorhersagezeit verglichen. Anzumerken ist, dass AROME für den 10 m-Wind nur Vorhersagen bis 60 Stunden rechnet. Daher ist es nur möglich die ersten zwei Tage näher zu behandeln. Bei den Prognosen für die einzelnen Windparks geht das Modell nach 60 Stunden, wie in Kapitel 2 'Daten - und Messnetz' beschrieben, in das Modell ALARO über. Es können also neben Intraday (0-24h)- und Day-Ahead (24-48h)- auch die Prognosen für den dritten Tag verglichen werden.

Abbildung 15 zeigt den RMSE als Maß für die Prognosegenauigkeit von AROME und ECMWF bei den TAWES-Standorten. Dazu wird der RMSE über beide Vorhersagetage berechnet und das jeweils für jede Vorhersagestunde. In der Berechnung wird zudem über alle TAWES-Stationen gemittelt. Die Vorhersagen von AROME zeigen am Beginn des Gültigkeitszeitraumes noch geringe Fehlerwerte. Nach nur wenigen Stunden steigt der Fehler signifikant an und pendelt dann bei Werten knapp über 1 m/s. Es tritt also schnell eine Sättigung des Vorhersagefehlers ein. Weiters zeigt sich, dass der RMSE von AROME während der Nachtstunden etwas sinkt. Der Fehler des Vorhersagemodells ECMWF liegt mit einem Mittelwert von 0.9 m/s unter dem AROME-RMSE. Der Verlauf des Fehlers weist zudem einen starken Tagesgang auf. Auffallend sind die niedrigen Fehlerwerte tagsüber, besonders während der Mittags/Nachmittagsstunden. In den Nächten nimmt der Fehler bei ECMWF signifikant zu und pendelt nahezu um das Fehlerniveau von AROME.

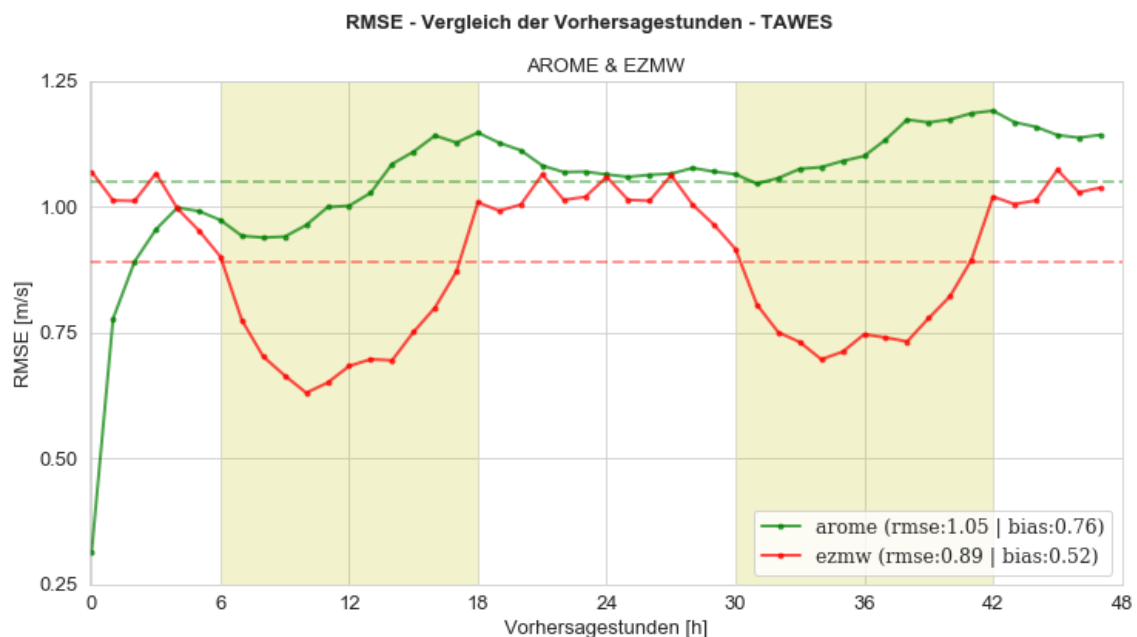


Abbildung 15: Vergleich der Vorhersagestunden von AROME (grüne Linie)- und ECMWF (rote Linie)-Windgeschwindigkeitsprognosen mit dem RMSE-Gütemaß für TAWES-Stationen, wobei die Stunden tagsüber farblich schattiert sind.

Über dem Betrachtungszeitraum ergibt sich für AROME ein positiver BIAS von 0.76 m/s und für die Vorhersagen von ECMWF ein BIAS von 0.52 m/s. In den Resultaten hat sich gezeigt, dass die Ergebnisse stark von den Standorten der TAWES-Stationen abhängen. Nimmt man nun jene (drei) Wetterstationen, welche durch nicht-optimale Standortbedingungen aufgefallen sind, aus der Untersuchung heraus, so gibt es eine Verbesserung des BIAS und RMSE um rund 10%. Ein Vergleich beider Fälle ist

in Tabelle 1 ersichtlich. Der Score, exklusive der nicht-repräsentativen Aufstellungsorte der Stationen, ist in der Tabelle mit * gekennzeichnet.

Score	AROME	ECMWF
RMSE (ges.)	1.05 m/s	0.89 m/s
RMSE (*)	0.96 m/s	0.85 m/s
BIAS (ges.)	0.76 m/s	0.52 m/s
BIAS (*)	0.65 m/s	0.43 m/s

Tabelle 1: Vergleich von RMSE und BIAS beider Vorhersagemodelle für alle TAWES-Wetterstationen (ges.=gesamt (26)) und jeweils ohne der nicht-repräsentativen Stationen ((23))*

Abbildung 16 zeigt den Verlauf des RMSE für den gesamten Prognosebereich für die Windgeschwindigkeit gemessen auf der Nabenhöhe der Windkraftanlagen. Im Gegensatz zur Abbildung 15 beträgt der Vorhersagehorizont 72 Stunden. Im Verlauf des RMSE bei den Windkraftanlagen ist, im Vergleich zum TAWES-Beispiel, ein Anstieg des Fehlers mit zunehmender Vorhersagezeit zu erkennen. Der RMSE von AROME liegt anfangs bei einem Wert um 1.5 m/s und erreicht bis Vorhersagestunde 20 das erste Maximum. Zu erkennen ist, dass die höchsten Fehlerwerte von AROME eher in den Abendstunden und der ersten Nachthälfte vorkommen. Die geringsten Fehler werden in den frühen Morgenstunden beobachtet. Mit Einsetzen von Konvektion und Beginn der Durchmischung steigt das Fehlermaß im Tagesverlauf deutlich an.

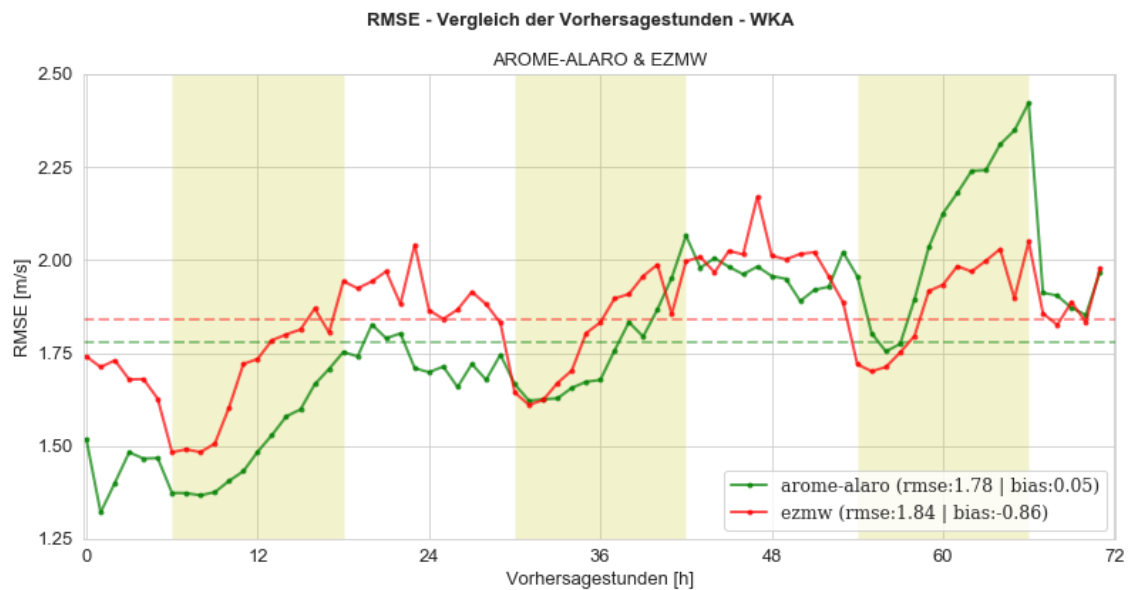


Abbildung 16: Vergleich der Vorhersagestunden von AROME (grüne Linie)- und ECMWF (rote Linie)-Windgeschwindigkeitsprognosen mit dem RMSE-Gütemaß für Windkraftanlagen. Die Stunden tagsüber sind farblich gekennzeichnet.

Das ECMWF-Modell zeigt einen ähnlichen Verlauf wie AROME, wobei der Fehler des Global-modells im Durchschnitt um rund 10% größer ist. Wie auch am Beispiel AROME liegen am frühen Morgen die geringsten Fehler vor, die höchsten Werte werden knapp vor Mitternacht erreicht. Die Intraday-Prognosen (bis rund +30 h) des hochaufgelösten Vorhersagemodells AROME zeigen anfangs noch

deutlich geringere Werte gegenüber dem Globalmodell. Ab Vorhersagestunde 30 gleicht sich der RMSE von AROME zunehmend dem von ECMWF an und ab dem dritten Tag scheint das europäische Modell bessere Prognosen zu liefern.

Ausserdem ist anzumerken, dass der RMSE am Beispiel der Windkraftanlagen höher ist, als jener bei den TAWES-Stationen. Das liegt daran, dass die Windstärke auf rund 100 m deutlich höher ist und größere Fehler bei diesem Maß stärker gewichtet werden.

Tabelle 2 zeigt einen Vergleich der Korrelation für die beiden Vorhersagemodelle AROME und ECMWF für Intraday- (1.), Day-Ahead- (2.), und Dreitagesprognosen (3.) anhand verschiedener Sektoren. Die höchste Korrelation, mit einem Wert von 0.78 am ersten Tag, wird generell bei den Windkraftanlagen erreicht. Betrachtet man nur die TAWES-Regionen, so wird für den Sektor Nord die höchste Korrelation erzielt. Die geringsten Korrelationenwerte werden im Sektor Mitte verzeichnet. Es ist ersichtlich, dass die Vorhersagen von AROME generell etwas besser mit den Beobachtungen korrelieren als jene des Globalmodells mit gröberer Auflösung. Die Unterschiede der Vorhersagestunden sind bei beiden Modellen minimal und liegen im Bereich zwischen 0.02 und 0.04.

Sektor	r (AROME)	r (ECMWF)
TAWES Nord	0.73 (1.) 0.69 (2.)	0.69 (1.) 0.66 (2.)
TAWES Mitte	0.56 (1.) 0.53 (2.)	0.55 (1.) 0.53 (2.)
TAWES Süd	0.6 (1.) 0.58 (2.)	0.56 (1.) 0.54 (2.)
WKA (gesamt)	0.78 (1.) 0.74 (2.) 0.7 (3.)	0.79 (1.) 0.77 (2.) 0.75 (3.) (* ab 07/18)

Tabelle 2: Vergleich beider Vorhersagemodelle für verschiedene TAWES-Sektoren und WKA anhand des Korrelationskoeffizienten r für Intraday- (1.), Day-Ahead- (2.) und Dreitages (3.) -Prognosen

Es ist ersichtlich, dass der Fehler mit dem Vorhersagehorizont nicht wächst. Ein ähnliches Ergebnis, nämlich ein nahezu konstanter Verlauf der 10 m - Windgeschwindigkeit mit zunehmender Vorhersagedauer, ist auch in der Untersuchung von [Wyszogrodzki, A. A., et al., 2013] ersichtlich. In dieser Publikation werden unter anderem die Vorhersagefehler von WRF-Windprognosen analysiert. Laut [Wyszogrodzki, A. A., et al., 2013] können insbesondere Konvektions- und Durchmischungsvorgänge aufgrund der begrenzten Auflösung aktueller Vorhersagemodelle noch nicht optimal dargestellt werden. Bei hohem Modell-BIAS während der Nachtstunden wird auf das Problem der Grenzschichtparametrisierung unter stabilen Bedingungen hingewiesen. Weiters wird angemerkt, dass die Assimilation von Beobachtungsdaten und die damit einhergehenden optimierten Anfangsbedingungen maßgeblich zur Verbesserung des Modell-BIAS beitragen. Betont wird aber vor allem auch, dass die Quellen der Fehler noch nicht gut genug erforscht sind, um die Modellvorhersagen nachhaltig verbessern zu können.

4.4 Verifikation deterministischer Windprognosen

In diesem Kapitel soll aufgezeigt werden, welche Maße für die Evaluierung von deterministischen Windvorhersagen mehr geeignet sind und welche sich als weniger passend herausstellen. In diesem Kapitel werden etwaige Unterschiede der Prognosequalität bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten gesucht. Damit sollen folgende Fragen beantwortet werden: Bei welcher Windgeschwindigkeit, aber auch bei welcher Windrichtung, und unter welchen Umständen (z.B. Wetterlagen) treten die größten Abweichungen auf?

Ein Augenmerk wird auch auf unterschiedliche Wetterbedingungen gelegt und es wird der Frage nachgegangen: Wie gut liegen die Prognosen beispielsweise bei Nordwestwetterlagen oder bei Nebellagen, welche insbesondere in den Wintermonaten am Alpenostrand vorkommen.

4.4.1 Performanceanalyse anhand kategorischer Parameter

Für die Untersuchung wird das ROC-Diagramm herangezogen, welches speziell das Eintreten vom Nicht-Eintreten eines vorhergesagten Ereignisses unterscheidet. In diesem Fall wird als Schwellenwert ein bestimmtes Intervall gewählt, sodass keine punktgenaue Vorhersage vorliegen muss, um einen Treffer (hit) zu liefern, sondern es wird ein Toleranzbereich von 3 m/s (bzw. bei höheren Windgeschwindigkeiten 4 m/s) gewählt.

Zur besseren Veranschaulichung hier ein Beispiel: Die Vorhersage der Windgeschwindigkeit liegt bei 2 m/s, die gemessene Windgeschwindigkeit beträgt 3 m/s. Die Abweichung von Prognose und Beobachtung zeigt einen Wert von 1 m/s, was im gewählten Toleranzbereich von 3 m/s liegt und somit ergibt sich ein hit. Wird hingegen eine Windgeschwindigkeit von 6 m/s prognostiziert, aber nur 2 m/s gemessen, so kommt ein false alarm zustande. Liegt die Prognose nicht im gewünschten Intervall, die Messung jedoch schon, so kommt es zu einem versäumten Ereignis (miss). Liegen weder Prognose noch Beobachtung im Bereich, so kommt es zu einem correct rejection. Durch den gewählten Toleranzbereich für die Windgeschwindigkeit ergeben sich nun zwei Möglichkeiten für correct rejections, die berücksichtigt werden müssen:

- Sowohl die prognostizierte als auch die beobachtete Windgeschwindigkeit liegt ober- bzw. unterhalb des Toleranzbereiches, d.h., Prognose und Beobachtung befinden sich im gleichen, jedoch nicht im betrachteten Bereich (d_1)
- Die prognostizierte Windgeschwindigkeit liegt oberhalb des Bereiches, während der gemessene Wert unterhalb liegt (oder umgekehrt), d.h., Prognose und Beobachtung befinden sich weder im betrachteten, noch im gleichen Toleranzbereich (d_2)

Für die Verifikation werden ausschließlich correct rejections von d_1 berücksichtigt. Sie kommen deutlich häufiger vor als d_2 und machen bei den TAWES-Stationen knapp 88% der Fälle aus. Bei den WKA liegt der Anteil der d_1 -correct rejections sogar bei 99%.

Abbildung 17 zeigt das Ergebnis von POD und POFD für zwei TAWES-Stationen in einem ROC-Diagramm skizziert. Bei der linken Grafik handelt es sich um den TAWES-Standort Fürstenfeld, welche die Windverhältnisse in einer südlichen Region am Alpenostrand repräsentiert. Grundsätzlich ist eine dichte Verteilung bei geringen Windgeschwindigkeiten vorzufinden. Für dieses Beispiel ergibt sich bei niedrigen Windstärken ein hoher POD-Wert über 0.8, die POFD beträgt dabei 0.32. Der AUC-Wert

liegt bei 0.74. Es zeigt sich, dass mäßige Windgeschwindigkeiten (3-6 m/s) zu 58% richtig vorhergesagt werden, mit zunehmender Windstärke sinkt das Maß allerdings signifikant. Die POFD ist in allen Fällen relativ gering und liegt mit Ausnahme von 0-3 m/s deutlich unter 0.2. Dadurch, dass hohe Windgeschwindigkeiten kaum beobachtet werden, kommt es bei 9-12 m/s lediglich zu einer POD von 0.1. Noch höhere Windgeschwindigkeiten werden in der Region während des Untersuchungszeitraums nicht beobachtet.

Die rechte Grafik bildet die TAWES-Wetterstation in Neusiedl am See ab und steht als Beispiel für eine nördliche Region. Die Windverteilung ist breiter gestreut, auch hohe Windstärken (> 9 m/s) werden verzeichnet. Für niedrige Windgeschwindigkeiten (0-3 m/s) ergibt sich eine POD knapp über 0.6, die POFD liegt um 0.1. Der Wert für AUC beträgt 0.75. Die meisten Fehlprognosen werden bei Windgeschwindigkeiten von 3-6 m/s (türkis) beobachtet, während die besten Ergebnisse bei mäßigen Windgeschwindigkeiten (6-9 m/s, grün) vorliegen. In dem Fall ergibt sich die höchste Trefferquote und der AUC-Wert steigt auf 0.8.

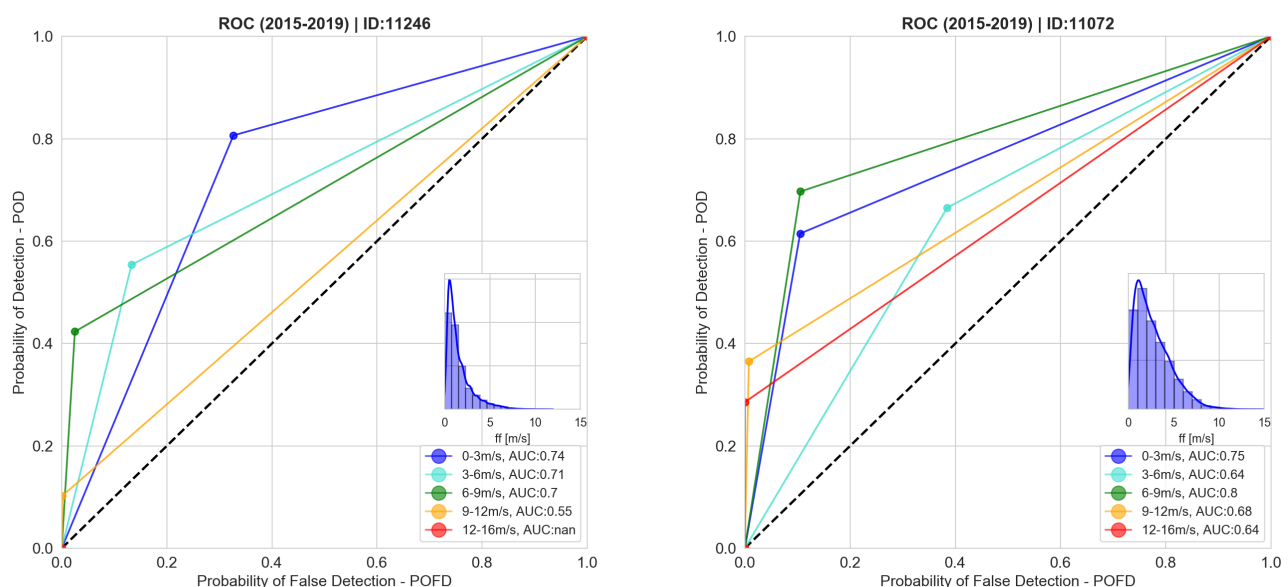


Abbildung 17: Vergleich des ROC-Diagramms für zwei TAWES-Stationen (links: Fürstenfeld (11246), rechts: Neusiedl am See (11072)) unterschiedlicher Windverteilung. Die Häufigkeitsverteilung für die gemessene Windgeschwindigkeit der Standorte ist jeweils auf der rechten Seite über der Legende abgebildet und die Intervalle bezüglich der Windgeschwindigkeiten sind farblich unterteilt: Blau kennzeichnet niedrige Windgeschwindigkeiten (0-3 m/s), hohe Windstärken (> 12 m/s) werden rot dargestellt.

Grundsätzlich ist festzustellen, dass je breiter die Verteilung der Windgeschwindigkeit ist, desto breiter gestreut ist auch das Resultat der Scores. Das ROC-Diagramm für Fürstenfeld spiegelt eine hohe Trefferquote bei niedrigen Windstärken wider, was auch auf die häufige Messung dieser zurückzuführen ist. Generell werden die höchsten Werte für die POD bei den südlichen Stationen erzielt, wo eine dichte Häufigkeitsverteilung vorliegt und die geringsten Windgeschwindigkeiten beobachtet werden. Für die nördlichen Stationen zeigen die Scores aufgrund der höheren Windgeschwindigkeiten eine größere Streuung und somit niedrigere POD-Werte.

In Abbildung 18 ist dasselbe ROC-Diagramm für die Windparks ersichtlich, wobei alle betrachteten Anlagen berücksichtigt werden. Die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit zeigt nur wenig Unterschiede bezüglich der Regionen, somit gibt es lediglich geringe Abweichungen bei den Scores. Die Verteilung der Windstärke zeigt eine breite Streuung, somit liegt auch bei den Resultaten eine höhere Varianz vor. Die höchste POD, mit einem Wert von 0.6, ergibt sich bei geringen Windgeschwindigkeiten, die niedrigste Trefferquote wird bei extremen Windgeschwindigkeiten (16-20 m/s) erreicht. Mäßige Windgeschwindigkeiten (3-6 m/s bzw. 6-9 m/s) erzielen mit einem AUC-Wert um 0.65 ähnliche Scores.

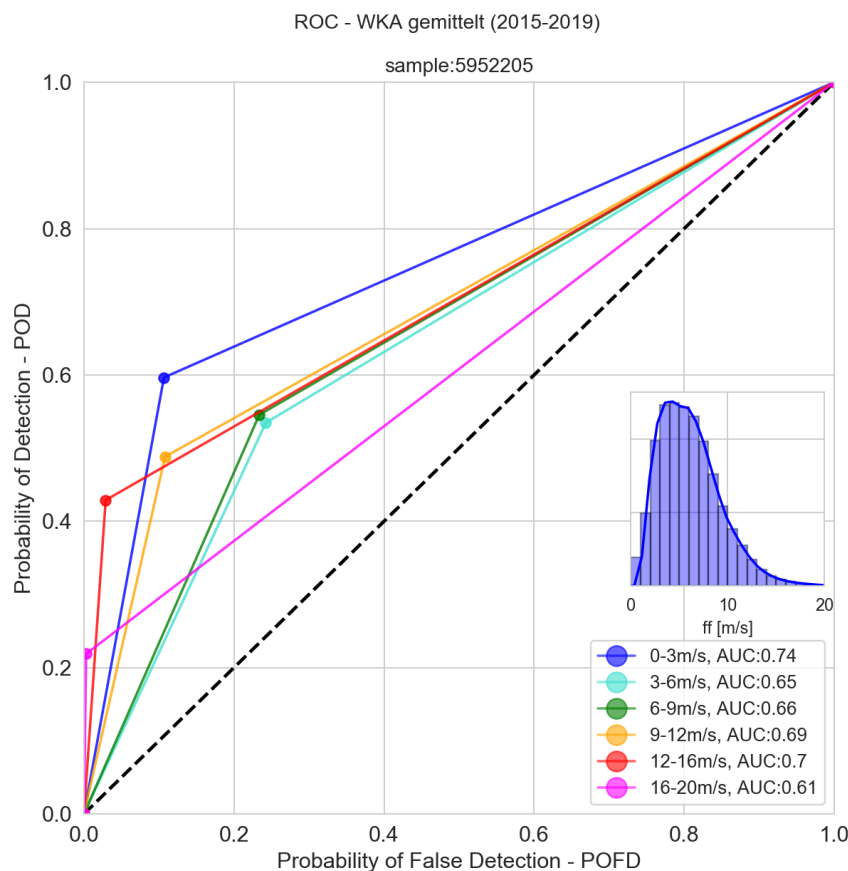


Abbildung 18: ROC-Diagramm für alle Windkraftanlagen (gemittelt)

Die Verifikation mittels ROC-Diagramm zeigt generell bessere Ergebnisse bei den südlichen Stationen, wo eine dichte Streuung in der Windverteilung vorliegt. Für häufige Ereignisse ist diese Anwendung weniger empfehlenswert, seltene Ereignisse werden quasi bestraft bzw. bei den verwendeten Scores nicht eigens gewichtet, somit kann sich diese Darstellung bei Extrema nur bedingt behaupten.

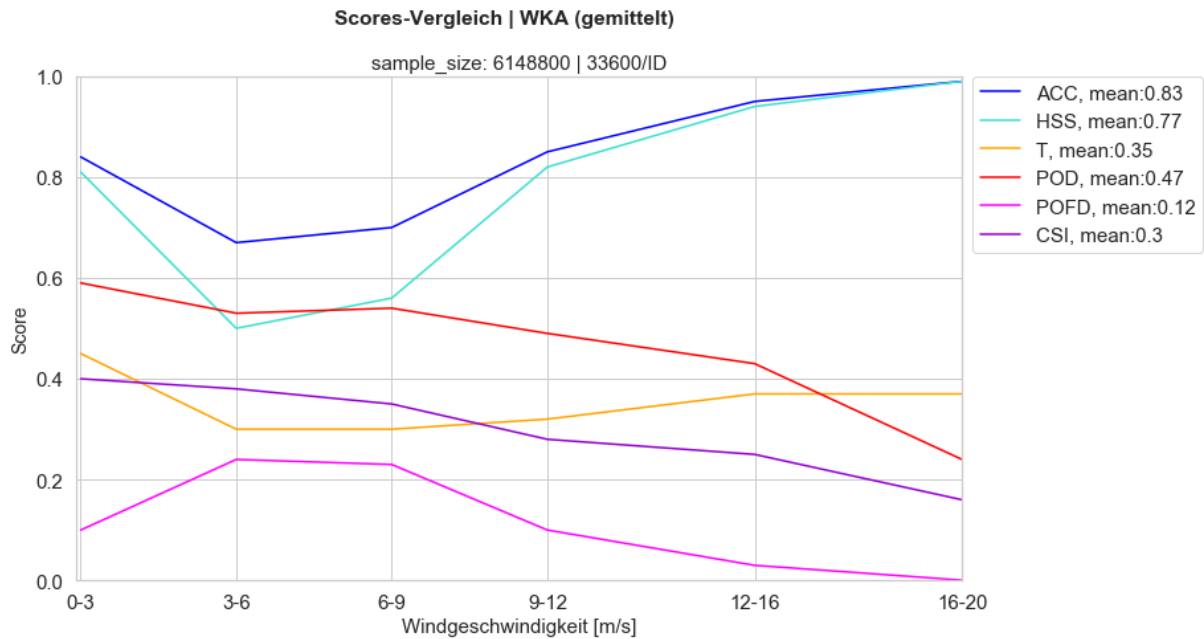


Abbildung 19: Darstellung verschiedener kategorischer Verifikationsmaße mit zunehmender Windgeschwindigkeit in m/s am Beispiel der Windkraftanlagen

In Abbildung 19 sind alle für die Analyse berechneten Verifikationsmaße grafisch gegen die unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten dargestellt. Sowohl die Genauigkeit (ACC, blaue Linie) als auch der Heidke Skill Score (HSS, türkis) nehmen mit zunehmender Windgeschwindigkeit signifikant zu. Die hohe Zahl von correct rejections trägt hier zur Verbesserung der Scores bei. Der Treffersatz (T, orange) zeigt bei geringen Windgeschwindigkeiten den höchsten Wert von rund 0.45, sinkt mit zunehmender Windstärke und pendelt schließlich im Mittel bei knapp unter 0.4. Anzumerken ist, dass der Treffersatz auch für seltene Ereignisse geeignet ist. Die drei weiteren Scores zeigen eine deutliche Abnahme mit zunehmender Windstärke: POD (rote Linie) liegt bis 9 m/s noch über 0.5, dh. bis dahin werden 50% der Prognosen als richtig gezählt. POFD (magenta) erreicht das Maximum bei den am häufigsten vorkommenden Windgeschwindigkeiten (3-6 m/s bzw. 6.9 m/s) und geht bei seltenen, hohen Windgeschwindigkeiten gegen Null. Der Critical Success Index (CSI, violett) weist den Höchstwert von 0.4 bei niedrigen Windgeschwindigkeiten auf und verringert sich im weiteren Verlauf um mehr als die Hälfte seines ursprünglichen Wertes.

4.4.2 Verifikation mittels Differenzrosen

Winddifferenzrosen dienen nicht nur zur Verifikation der Windgeschwindigkeit, sondern auch der Windrichtung in einem Diagramm. Um höhere Windgeschwindigkeiten nicht zusätzlich zu bestrafen, wird, wie in Kapitel 3 'Methoden der Verifikation' angeführt, die gewichtete Winddifferenz bevorzugt. Für eine bessere Übersicht der Datenpunkte in den Grafiken wird für diese Art von Verifikation eine begrenzte Zeitspanne gewählt, zB. eine Saison.

4.4.2.1 Winddifferenzen der TAWES-Standorte

Abbildung 20 soll den Unterschied zwischen absoluter und gewichteter Winddifferenz besser veranschaulichen. Bei der Grafik handelt es sich um ein Beispiel aus dem Winter 2018/19 für die TAWES-Station Bruckneudorf, im Nordburgenland. Die grauen Punkte kennzeichnen die Winddifferenzen, die Entfernung vom Mittelpunkt auf der y-Achse zeigt die Abweichung der Windgeschwindigkeit, dh. je größer die Entfernung zum Mittelpunkt, desto größer ist die Windgeschwindigkeitsdifferenz. Die Abweichung von der 0°-Linie skizziert die Windrichtungsdifferenz, welche maximal $\pm 180^\circ$ beträgt.

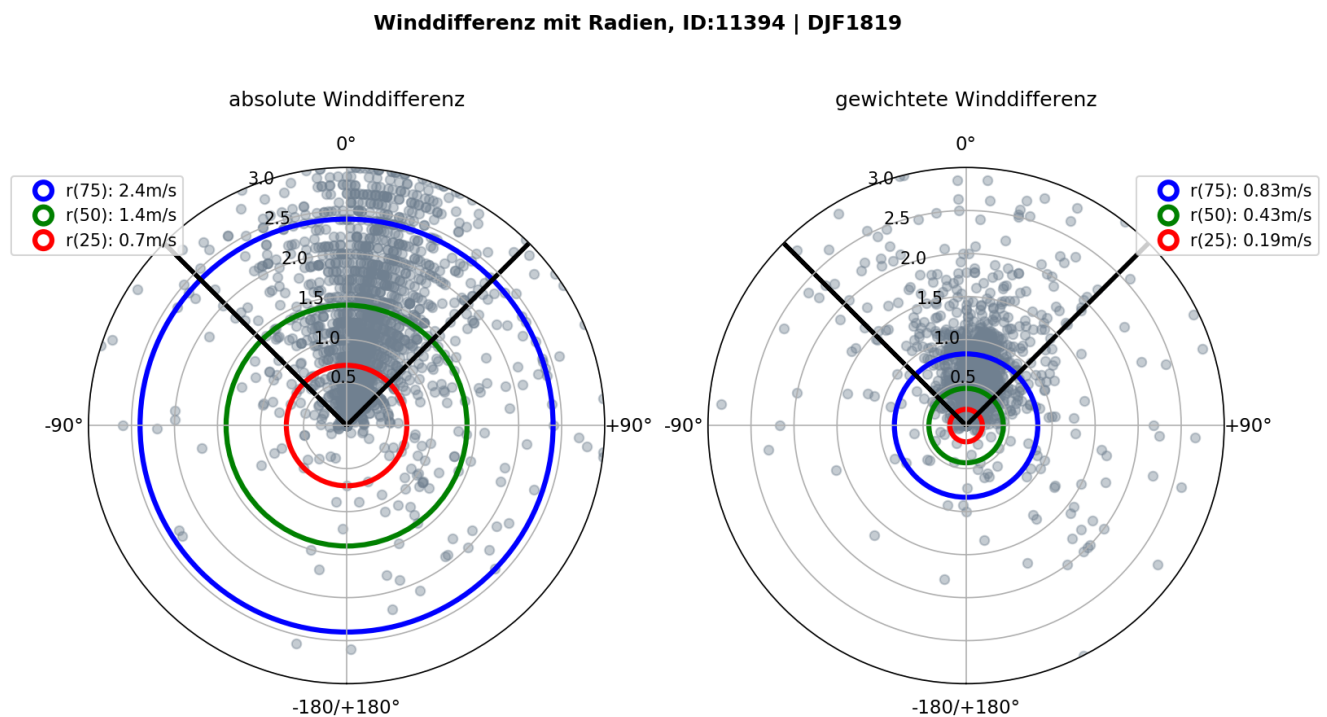


Abbildung 20: Vergleich von absoluter und gewichteter Winddifferenz am Beispiel Bruckneudorf (TAWES, 11394) im Winter 2018/19. Die farbigen Kreise zeigen die jeweiligen Radien: Blau kennzeichnet den Radius, in welchem 75% aller Datenpunkte enthalten sind. Der grüne Radius enthält 50% aller Werte und rot kennzeichnet jenen Radius mit 25% aller Datenpunkte.

Bei der absoluten Winddifferenz (Abb. 20 links) sind die Kreise deutlich größer als jene in der rechten Grafik. Die Gewichtung sorgt hier für deutlich bessere Ergebnisse bezüglich der Differenzen. So kommt es an diesem Beispiel zu einer Verringerung der Radien um rund 70%.

Tabelle 3 zeigt die unterschiedliche Verteilung der Radien für die betrachteten TAWES-Sektoren. Dazu sind Mittelwert, Median (in Klammer) und die Standardabweichung für die einzelnen Radien aufgelistet. Die Berechnung bezieht sich auf die gesamte Zeitspanne von 2015-2019. Zu erkennen ist, dass die geringsten Radien im Sektor Nord vorkommen, dh. in den nördlichen Regionen sind die Abweichungen der Windgeschwindigkeit am geringsten. Im Mittel liegen 75% der Datenpunkte innerhalb eines Radius von unter 0.9 m/s. Weiters kommt dazu, dass in diesem Sektor die höchste Windstärke gemessen wird.

Sektor	75%	50%	25%
Nord	Mittel: 0.88 (1.0) Std: 0.24	Mittel: 0.45 (0.45) Std: 0.13	Mittel: 0.2 (0.2) Std: 0.06
Mitte	Mittel: 1.76 (1.83) Std: 0.79	Mittel: 0.76 (0.75) Std: 0.28	Mittel: 0.32 (0.33) Std: 0.1
Süd	Mittel: 1.46 (1.52) Std: 0.49	Mittel: 0.61 (0.61) Std: 0.16	Mittel: 0.26 (0.26) Std: 0.06

Tabelle 3: Radius-Vergleich der TAWES-Sektoren mit Mittelwert, Median in Klammer und Standardabweichung (Std) in der Einheit m/s

Im südlichen Sektor liegt der 75%-Radius bereits bei 1.46 m/s, welcher im Vergleich zum Sektor Nord um 65% zugenommen hat. Ersichtlich ist auch, dass sich die Unterschiede mit kleiner werdendem Radius deutlich reduzieren. Die größten Differenzen und die größte Varianz sind im Sektor Mitte zu finden, hier fallen zudem auch die beiden Stationen Aspang und Lutzmannsburg ins Gewicht, die mit hohen Repräsentationsunsicherheiten gekennzeichnet sind. Der durchschnittliche Wert für den 75%-Radius liegt in dem Fall bei 1.76 m/s, das sind um rund 20% mehr als im Sektor Mitte und zum Sektor Nord entspricht das einer Erhöhung von 100%.

Abbildung 21 zeigt neben den Winddifferenzen für Windrichtung und -geschwindigkeit auch die Häufigkeitsverteilung der Windstärke für die TAWES-Station Eisenstadt im betrachteten Zeitraum. Die erste Grafik stellt eine breiter-gestreute Verteilung dar, wobei der Median der Windstärke bei 3.1 m/s liegt, auch hohe Windgeschwindigkeiten sind also keine Seltenheit. Die Verteilung der Radien (oben rechts) zeigt, dass bereits 75% aller Datenpunkte innerhalb von 0.76 m/s liegen. Generell werden in diesem Beispiel die kleinsten Radien erzielt, was für das beste Ergebnis im Vergleich zu allen anderen TAWES-Standorten spricht.

Die unteren Grafiken in Abbildung 21 skizzieren jeweils die Winddifferenzrosen anhand der gemessenen Windrichtung (links) und der gemessenen Windgeschwindigkeit (rechts). Zusätzlich sind der 50%-Radius und die Schranken bei $\pm 45^\circ$ eingezeichnet. 50% aller Differenzwerte liegen innerhalb des 0.3 m/s-Radius und die Mehrheit der Punkte liegen innerhalb der 45° -Schranke. In der Grafik ist eine deutliche Westkomponente vorzufinden, was durch die orange-gefärbten Punkte dargestellt wird. Weiters werden auch Nordwest- (dunkelrot) bis Nordostwinde (blau) innerhalb der Sektoren und Schranken abgebildet. Anhand der Lage der Datenpunkte lässt sich auch erkennen, dass die Prognosen der Windrichtung zu positiv orientiert bzw. zu antizyklonal waren. Grundsätzlich befinden sich nur wenige Punkte ausserhalb der Schranken. Neben einer geringen Abweichung der Windgeschwindigkeit ist auch die Differenz der Windrichtung an diesem Beispiel merklich gering. Die gemessene Windgeschwindigkeit in der rechten Grafik zeigt neben geringen Windgeschwindigkeiten (blau) auch höhere Windstärken (türkis bis gelb) innerhalb der Begrenzungen.

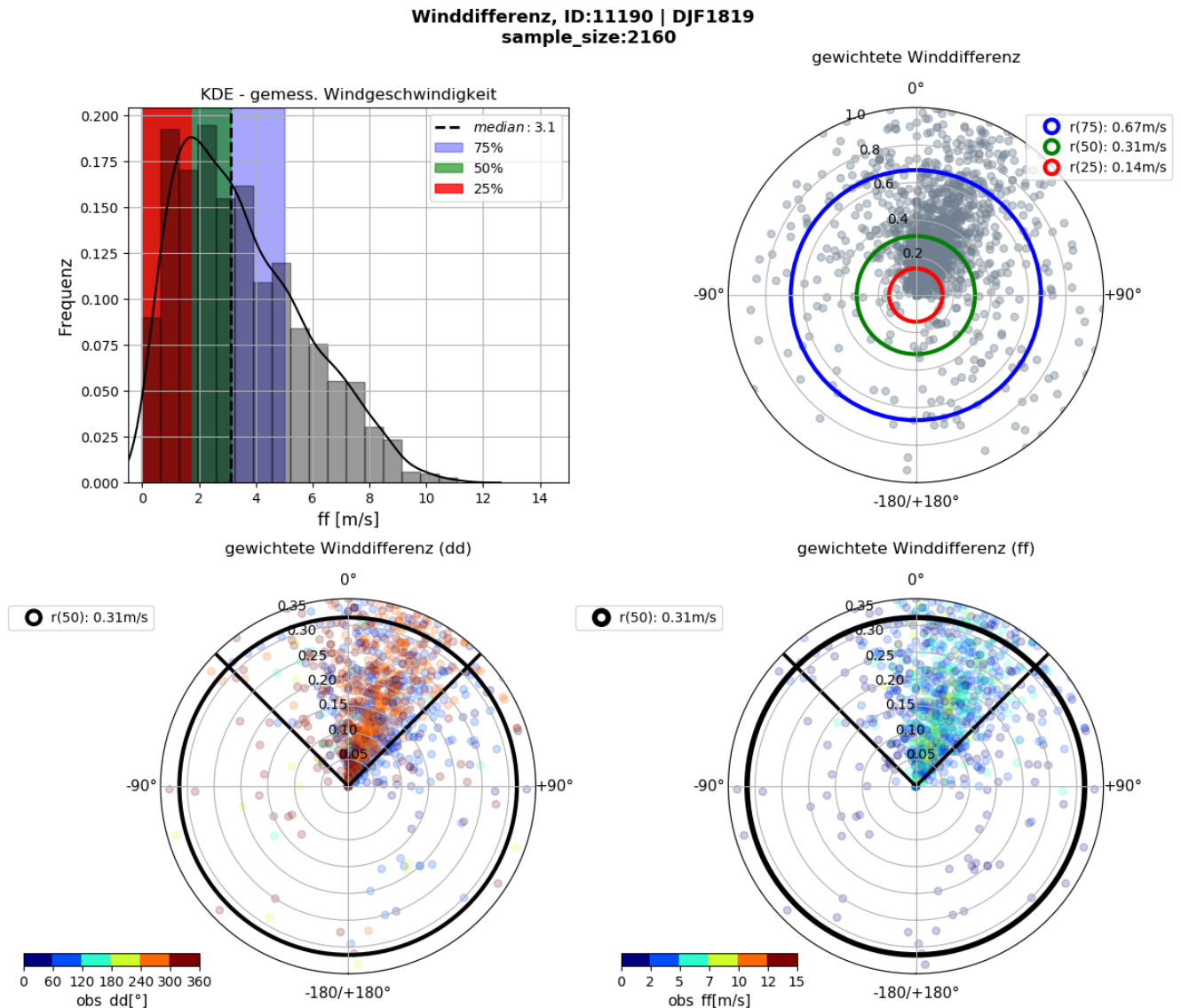


Abbildung 21: Häufigkeitsverteilung und Winddifferenzrose für die TAWES-Station Eisenstadt (11190) in den Wintermonaten 2018/19: Skizze der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit in m/s (oben links), Verteilung der 75%, 50% und 25%-Radien (oben rechts), Winddifferenzrose mit 50%-Radius und 45°-Schranke anhand der gemessenen Windrichtung (unten links) und anhand der gemessenen Windgeschwindigkeit (unten rechts)

Abbildung 22 zeigt die selben Darstellungen (wie Abb. 21) für die TAWES-Station Bernstein, welche sich im definierten Sektor Mitte befindet. In der ersten oberen Grafik ist zu erkennen, dass die Verteilung etwas dichter ist bzw. die Windgeschwindigkeiten geringer sind. Der Median beträgt 1.6 m/s. Rechts oben folgt die Darstellung der Radien, wobei sich z.B. der 75%-Radius im Vergleich zur Station Eisenstadt verdoppelt hat. In den unteren zwei Grafiken sind wiederum die Winddifferenzen mit den gewählten Abweichungsgrenzen skizziert. Die Windrichtungsdarstellung zeigt eine breit gestreute Verteilung der gemessenen Windrichtungen. Neben dem erweiterten 50%-Radius befinden sich außerdem mehr Datenpunkte außerhalb der Schranken, insbesondere Nordostwinde (blau), was für größere Differenzen dieser Größe spricht. Eine hohe Varianz der Windrichtung zieht auch größere Abweichungen mit sich, was in diesem Beispiel ersichtlich ist. Die Darstellung für die gemessene Windgeschwindigkeit (rechts unten) bildet, wie erwartet, geringere Windstärken ab, verglichen zum

obigen Beispiel. Allerdings liegen genau die Punkte, welche etwas höhere Geschwindigkeiten zeigen (5-7 m/s, türkis), sowohl innerhalb des Radius als auch innerhalb der 45°-Schranken.

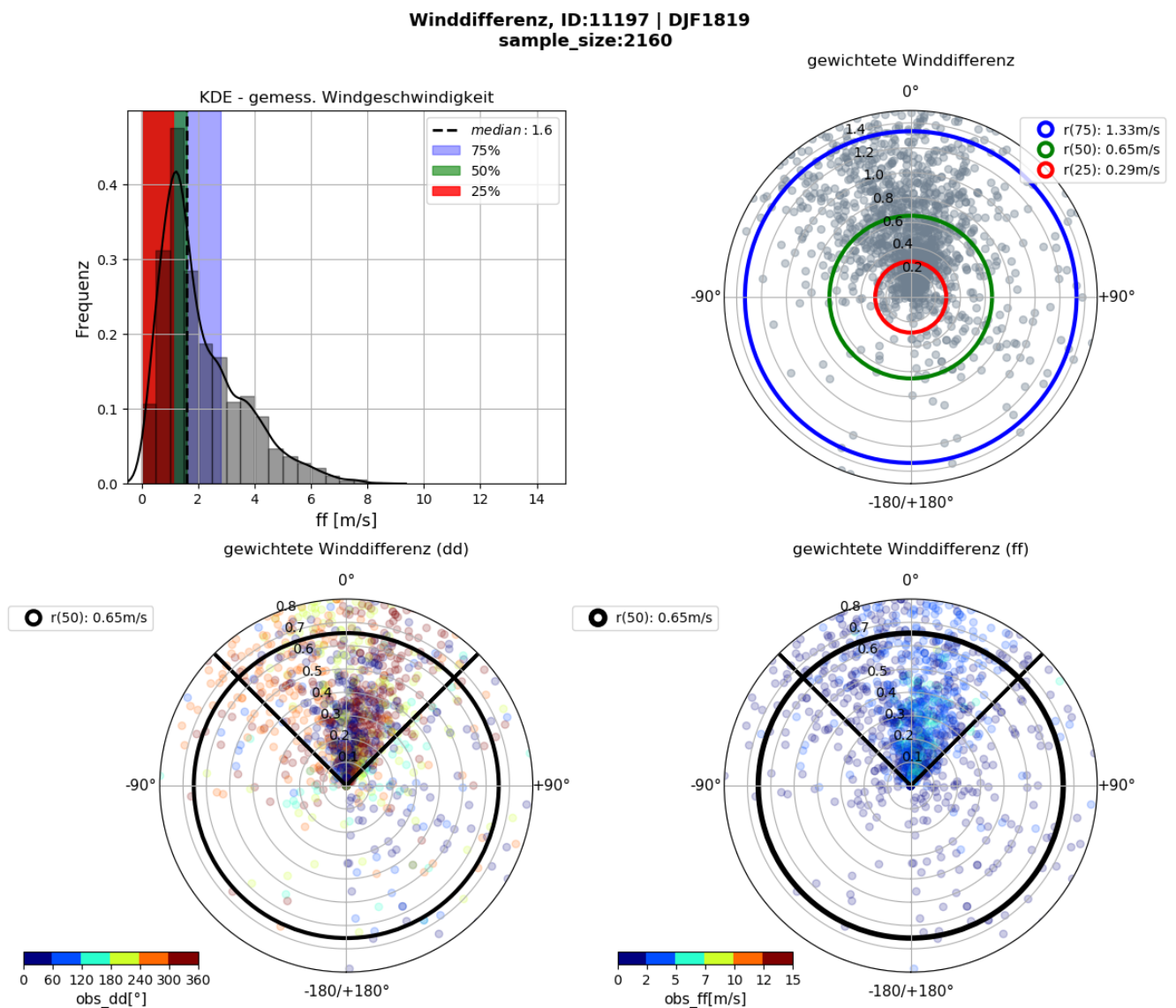


Abbildung 22: Häufigkeitsverteilung und Winddifferenzrose für die TAWES-Station Bernstein (11197) in den Wintermonaten 2018/19: Skizze der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit in m/s (oben links), Verteilung der 75%-, 50%- und 25%-Radien (oben rechts), Winddifferenzrose mit 50%-Radius und $\pm 45^\circ$ -Schranke anhand der gemessenen Windrichtung (unten links) und anhand der gemessenen Windgeschwindigkeit (unten rechts)

4.4.2.2 Winddifferenzen der WKA-Standorte

Eine Ermittlung der Winddifferenz der Windkraftanlagen (WKA) ist erst ab Juli 2018 möglich, da AROME erstmals ab diesem Zeitpunkt die Windrichtung für WKA explizit prognostiziert wird.

In der Tabelle 4 sind der Mittelwert, die Standardabweichung und der Median (in Klammer) für die berechneten gemittelten Radien der WKA-Sektoren und der gesamten Anlagen aufgelistet. Deutlich zu erkennen sind die signifikant geringeren Radiuswerte im Vergleich zu den TAWES-Stationen. Bei fast allen Windkraftanlagen liegen 75% der Winddifferenzen innerhalb von 0.5 m/s, was für sehr gute Ergebnisse spricht. Vergleicht man die Windparks untereinander, so sind keine großen Unterschiede zu finden, lediglich der Windpark Südwest zeigt etwas höhere Begrenzungswerte bei den 75%- und 50%-Radien als der Gesamtschnitt. Die geringsten Abweichungen sind im Windpark Nord zu verzeichnen. Der 50%-Radius beträgt hier 0.23 m/s, die Standardabweichung ist minimal und liegt bei 0.004.

Sektor	75%	50%	25%
Nord	Mittel: 0.44 (0.43) Std: 0.007	Mittel: 0.23 (0.23) Std: 0.004	Mittel: 0.11 (0.11) Std: 0.002
Südost	Mittel: 0.47 (0.46) Std: 0.03	Mittel: 0.24 (0.24) Std: 0.016	Mittel: 0.11 (0.11) Std: 0.006
Südwest	Mittel: 0.51 (0.5) Std: 0.02	Mittel: 0.25 (0.25) Std: 0.009	Mittel: 0.11 (0.11) Std: 0.004
Süd	Mittel: 0.46 (0.46) Std: 0.02	Mittel: 0.22 (0.22) Std: 0.01	Mittel: 0.1 (0.1) Std: 0.006
Gesamt (183)	Mittel: 0.45 (0.44) Std: 0.03	Mittel: 0.23 (0.23) Std: 0.01	Mittel: 0.11 (0.11) Std: 0.006

Tabelle 4: Radius-Vergleich der gesamten WKA und Sektoren mit Mittelwert, Median in Klammer und Standardabweichung (Std) in der Einheit m/s

Abbildung 23 stellt die Dichteverteilung und die Winddifferenzen für eine ausgewählte Windkraftanlage im Sektor Süd (ID: 920169, Windpark Nikitsch) für die Wintermonate, Dezember, Januar, Februar, 2018/19 dar. Die erste Grafik zeigt ein breites Spektrum bei den gemessenen Windgeschwindigkeiten. Der Median liegt hier bei 6.5 m/s. Die zweite Grafik oben stellt die jeweiligen Radien dar, wobei sich beispielsweise 50% der Differenzen innerhalb von 0.2 m/s befinden. In diesem Diagramm ist auch eine Tendenz zur positiven Abweichung der Windrichtung zu sehen, was bedeutet, dass die Prognosen eher zu antizyklonal bzw. zu weit rechts-orientiert sind.

Die dritte Grafik (Mitte links) zeigt die Differenzwerte anhand der gemessenen Windrichtung. Die Datenpunkte orientieren sich deutlich an der $\pm 45^\circ$ -Schranke, nur wenige Werte zeigen höhere Abweichungen in der Windrichtung. Die y-Achse ist auf 1 m/s begrenzt, sodass die Differenzen außerhalb des Radius besser ersichtlich sind. Die dominierende Windrichtung mit den geringsten Abweichungen ist in diesem Fall Nordwest (dunkelrot). Zudem zeigen auch Südostwinde (türkis) zeigen kleinere Abweichungen. Das vierte Bild (Mitte rechts) stellt die Punktwolke anhand der gemessenen Windgeschwindigkeit dar. Besonders hohe Geschwindigkeiten (rot) führen hier zu den geringsten Abweichungen. Höhere Differenzen mit positiver Richtungstendenz werden bei niedrigen Windstärken (blau) verzeichnet.

Ein Blick auf die vergrößerten Aufnahmen (Abb. 23 unten links und rechts) bestätigen dies: Innerhalb des Radius und der Schranken zeigen die Werte eine ausgeprägte Nordwestkomponente, aber auch eine Vielzahl von Südostwinden. Nur wenige Ausreißer liegen ausserhalb der Begrenzungen. Anhand der Windgeschwindigkeiten lassen sich vor allem hohe Windstärken (> 10 m/s) innerhalb der Grenzen erkennen.

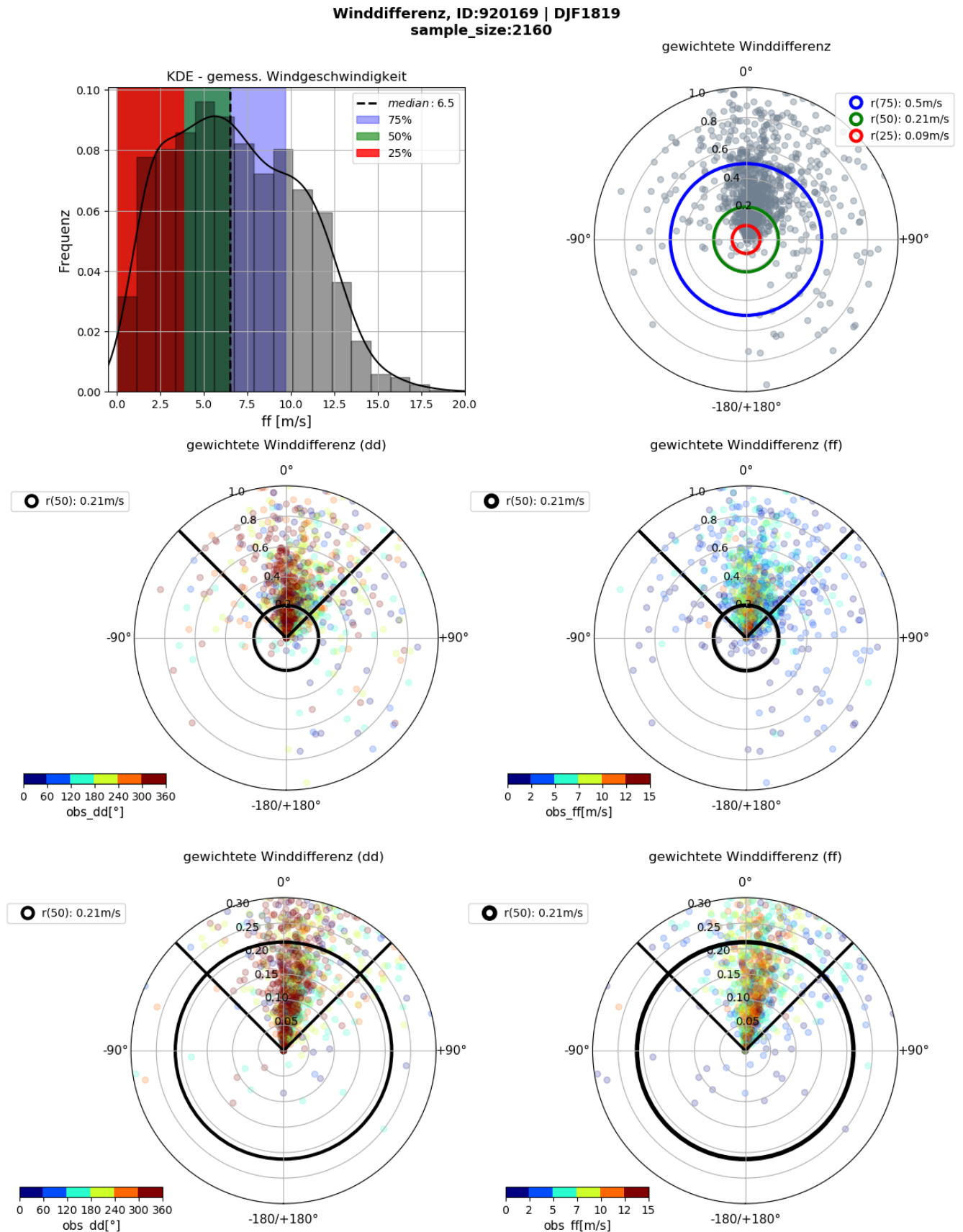


Abbildung 23: Häufigkeitsverteilung und Winddifferenzrose für eine ausgewählte Anlage im Sektor Süd (ID:920169) in den Wintermonaten 2018/19: Skizze der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit in m/s mit farblich markierten 75%-, 50%- und 25%-Quantilen (oben links), Verteilung der 75%-, 50%- und 25%-Radien (oben rechts), Winddifferenzrose mit 50%-Radius und $\pm 45^\circ$ -Schranke anhand der gemessenen Windrichtung (unten links) und anhand der gemessenen Windgeschwindigkeit (unten rechts).

In Tabelle 5 ist ein Vergleich der Radiuswerte anhand der Jahreszeiten für alle Windkraftanlagen gemittelt aufgelistet. Es gilt der gesamte Zeitraum von 2015 bis 2019. Die geringsten Abweichungen der Windgeschwindigkeiten, hier am Beispiel des gemittelten 50%-Radius von 0.21, werden im Frühling verzeichnet. In dieser Zeit werden zudem auch die höchsten Windstärken beobachtet. Während der Sommermonate, bei allgemein niedrigeren Windgeschwindigkeiten, sind die Differenzen am größten. Der Unterschied der beiden Jahreszeiten beträgt rund 15%. Ebenfalls recht geringe Abweichungen sind in den Herbstmonaten zu erkennen. In Winter zeigen die Radien allgemein wieder höhere Differenzen.

Jahreszeit	75%	50%	25%
Frühling	Mittel: 0.4 (0.39) Std: 0.03	Mittel: 0.21 (0.21) Std: 0.01	Mittel: 0.09 (0.1) Std: 0.008
Sommer	Mittel: 0.46 (0.45) Std: 0.02	Mittel: 0.24 (0.24) Std: 0.01	Mittel: 0.11 (0.11) Std: 0.008
Herbst	Mittel: 0.42 (0.41) Std: 0.03	Mittel: 0.22 (0.22) Std: 0.02	Mittel: 0.1 (0.1) Std: 0.008
Winter	Mittel: 0.45 (0.44) Std: 0.05	Mittel: 0.23 (0.23) Std: 0.03	Mittel: 0.1 (0.1) Std: 0.01

Tabelle 5: Radius-Vergleich aller WKA über die Jahreszeiten (2018-2019) mit Mittelwert, Median in Klammer und Standardabweichung (Std) in der Einheit m/s

4.5 Untersuchung der Windprognosen unter bestimmten Wetterbedingungen

Im Rahmen dieser Arbeit stellt sich des Weiteren die Frage, ob es Auffälligkeiten bei bestimmten Wetterlagen gibt und wie gut sich das hochaufgelöste Vorhersagemodell AROME an diese anpasst. Es wird unter anderem untersucht, wie hoch die Prognosegüte von Windprognosen speziell bei Nordwest- bzw. Südostwetterlagen, also bei den am häufigsten vorkommenden Anströmungen, ist. Es ist bekannt, dass sich Windenergieanlagen gegenseitig durch Abschattung beeinflussen und dadurch unterschiedlich hohe Windgeschwindigkeiten bei den Anlagen verzeichnet werden. Eine Untersuchung von Landberg [Landberg L., 1999, S. 216] zeigt, dass die Variabilität der Stromproduktion aufgrund unterschiedlicher Erfassung des Windes innerhalb eines Windparks rund 15% (bezogen auf 25 Anlagen) beträgt.

Der Frage, wie stark dieser Effekt tatsächlich ist, soll im Zuge dieser Analyse nachgegangen werden. Zudem werden in diesem Abschnitt auch Nebel- bzw. Hochnebellagen anhand ausgewählter Termine näher analysiert.

4.5.1 Nordwestwetterlagen

Dieser Abschnitt behandelt ausschließlich Messwerte von Windkraftanlagen bei Nordwestwetterlagen, wobei für die Untersuchung insgesamt zehn windstarke Tage ausgewählt werden und die Windrichtung überwiegend aus Nordwest stammt. Folgende Termine werden in diesem Fall betrachtet: 28.12.2017, 14.06.2018, 10.08.2018, 23.10.2018, 24.10.2018, 28.11.2018, 06.01.2019, 26.03.2019, 02.04.2019 und 12.05.2019. Durch die Analyse können folgende Rückschlüsse gezogen werden:

- Vor allem bei den größeren Windparks (Neusiedl, Weiden, Parndorf und Andau) sind deutliche Abschattungseffekte zu beobachten.
- Die drei Windkraftanlagen in Zurndorf verzeichnen in allen zehn Fällen die höchsten Messwerte.
- Der südlichste Windpark (Nikitsch) erfasst sowohl bei Nordwest- als auch bei Südostwetterlagen (siehe nächstes Kapitel) hohe Windgeschwindigkeiten.
- Der Windpark Baumgarten (Sektor Südwest) zeigt für Nordwestlagen höhere Messwerte als bei Südostlagen.

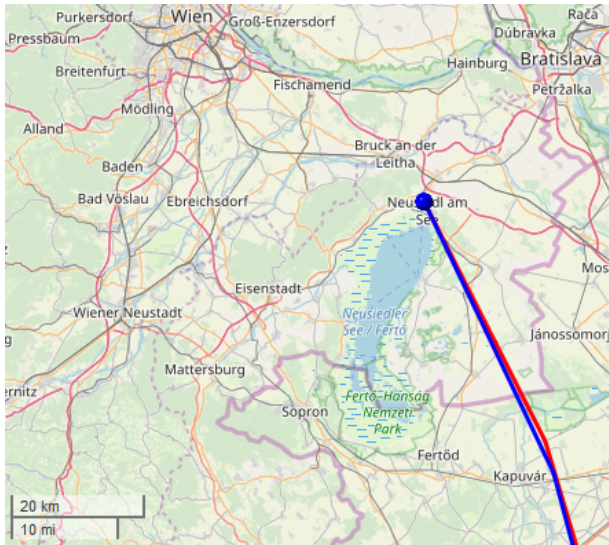


Abbildung 24: Veranschaulichung der Anströmungsrichtung anhand des Verlaufs von Vorwärtstrajektorien eines Luftpakets am 26.03.2019 (Startzeitpunkt: 06:00 UTC) mittels HYSPLIT-Modell [NOAA-Air Resources Laboratory, 2020]. Die beiden abgebildeten Trajektorien kennzeichnen verschiedene Höhen über Grund: 120 m (rot) und 250 m (blau). Die Berechnung erfolgt mit dem NCEP Global Data Assimilation System (GDAS) - Modell, deren Auflösung 0.5° beträgt. Kartenansicht: Leaflet, ©OpenStreetMap contributors)

- Im Sektor Südost (Windpark Andau) lässt sich eine untypische Verteilung beobachten: Trotz gleicher Nabenhöhen messen die ersten Windräder in Richtung Nord zu allen Terminen geringere Windstärken als die südlicher gelegenen Anlagen, was auch in Abbildung 25 und 26 ersichtlich ist. Grundsätzlich ist es möglich, dass sich der Windpark Andau bei Nordwestwetterlagen im Lee des Nord Sektors befindet und somit in Andau geringere Windstärken erfasst werden. Der Verlauf der Vorwärtstrajektorie eines Luftpakets an einem ausgewählten Tag, dem 26.03.2019, zeigt eine Bahnkurve ausgehend vom Sektor Nord in Richtung Südost, nahe vorbei am Windpark Andau, und unterstützt die getroffene Annahme. Die Berechnung der Trajektorie erfolgt mit dem Transport- und Dispersionsmodell HYSPLIT [NOAA-Air Resources Laboratory, 2020] und ist in Abbildung 24 ersichtlich.

Die atypische Verteilung der Messwerte im Sektor Südost könnte auf eine unterschiedliche Druckverteilung innerhalb des Windparks zurückgeführt werden. Genauere Erklärungen können in dieser Arbeit jedoch nicht gefunden werden und erfordern weitere Recherchen mit hochauflösten Analysedaten.

Bei ausgeprägten Nordwestwetterlagen (mit Windgeschwindigkeiten von mindestens 12 m/s) sind Muster zu erkennen, welche in Abbildung 25 verdeutlicht werden. Die obere Grafik zeigt die Verteilung der gemittelten Messwerte für die Windgeschwindigkeit für alle untersuchten Windkraftanlagen am 26.03.2019. Weiters ist rechts unten die Darstellung für den Sektor Südost extra skizziert, um die Unterschiede zu verdeutlichen. So ist deutlich zu sehen, dass es unter den Windkraftanlagen unterschiedliche Windmessungen gibt. Besonders in den größeren Windparks (Sektor Nord und Südost) lassen sich Abschattungseffekte erkennen. Grundsätzlich messen bei Nordwestwind die vorderen Windräder höhere Werte, während die dahinterliegenden merklich weniger Wind verzeichnen.

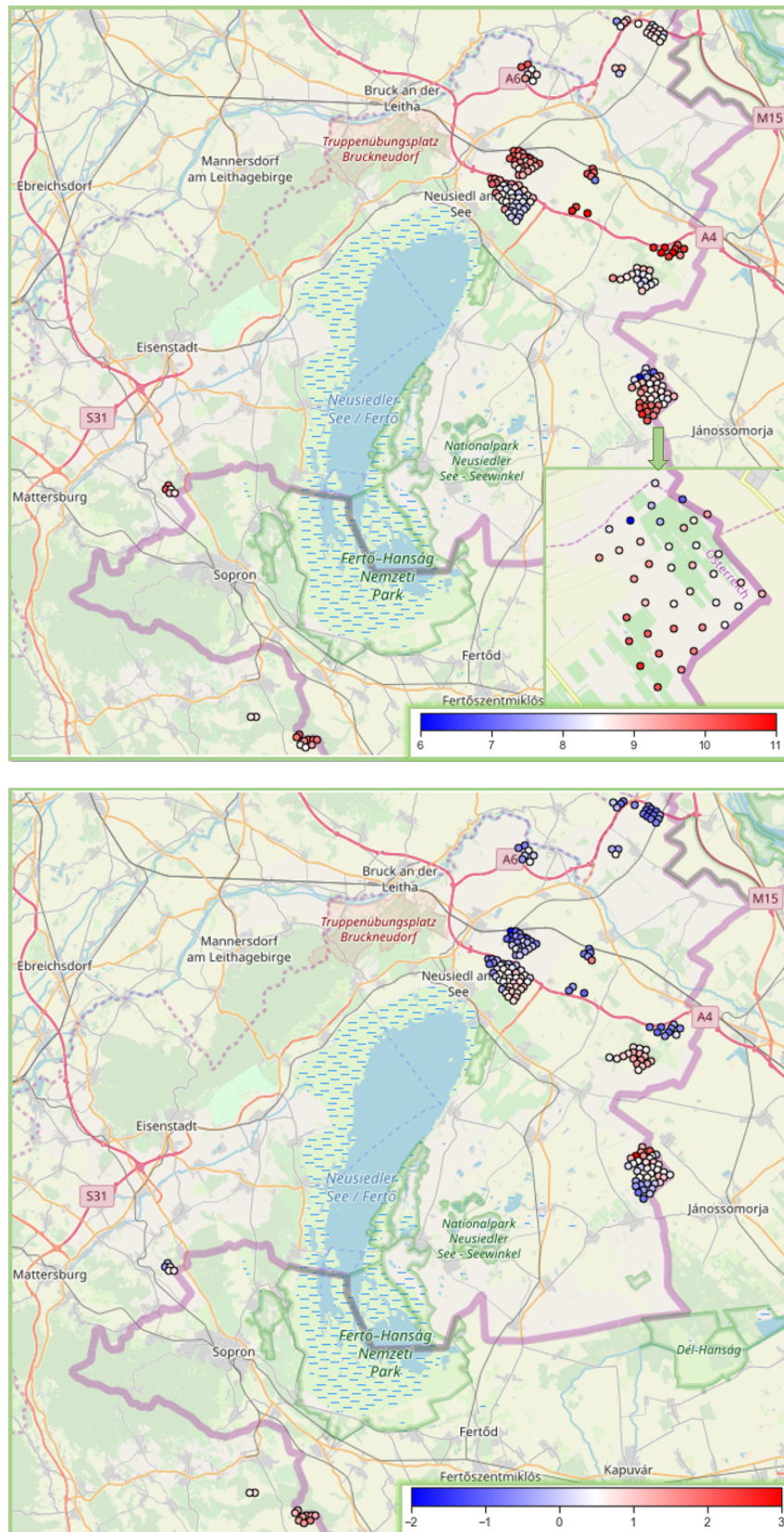


Abbildung 25: Messwerte der Windgeschwindigkeit aller betrachteten Windkraftanlagen in m/s mit vergrößerter Darstellung für den Sektor Südost extra (oben) und Abweichung der prognostizierten Windgeschwindigkeit von der gemessenen (in m/s) (unten) am Fallbeispiel vom 26.03.2019. Rote Punkte kennzeichnen jeweils höhere Werte als das Mittel (sowohl Messwert als auch Differenz), blaue zeigen unterdurchschnittliche Werte. Weiß sind jene Punkte um den Mittelwert dargestellt. Kartenansicht: Leaflet, ©OpenStreetMap contributors)

Die untere Grafik in Abbildung 25 skizziert die Abweichungen von Prognose und Beobachtung für jede Windkraftanlage. Sowohl bei den Messwerten als auch bei den Differenzen gibt es größere Unterschiede innerhalb der Windparks. Anhand der Grafik lässt sich nun erkennen, dass bei den vorderen Anlagen mit den höchsten gemessenen Windgeschwindigkeiten auch die größte Abweichung vorliegt. Die beiden großen Windparks zeigen diesen Effekt am deutlichsten. Die besten Resultate liefern jene Anlagen, die sich eher in der Mitte befinden und durchschnittliche Messwerte verzeichnen. Auch der Windpark Halbturm, als nächstgelegener Windpark nördlich des Sektors Südost, zeigt geringe Abweichungen von Prognose und Beobachtung.

In Abbildung 26 ist der Tagesverlauf der Messwerte für die Windgeschwindigkeit und -richtung der einzelnen Windkraftanlagen im Sektor Südost ersichtlich. Ein Blick auf die Zeitreihe für die Windgeschwindigkeit (oben) zeigt, dass die Mittelwerte der Anlagen im betrachteten Sektor grundsätzlich um den Durchschnitt ($\bar{v}$, mean (all) = 9.25 m/s) liegen, allerdings gibt es innerhalb des Sektors eine hohe Streuung.

Die Messwerte für die Windrichtung, siehe Abbildung 26 unten, zeigen generell keine größeren Unterschiede innerhalb der einzelnen Anlagen im Sektor Südost. Im Vergleich zum Gesamt-Mittel messen die Anlagen etwas nördlichere Windrichtungen.

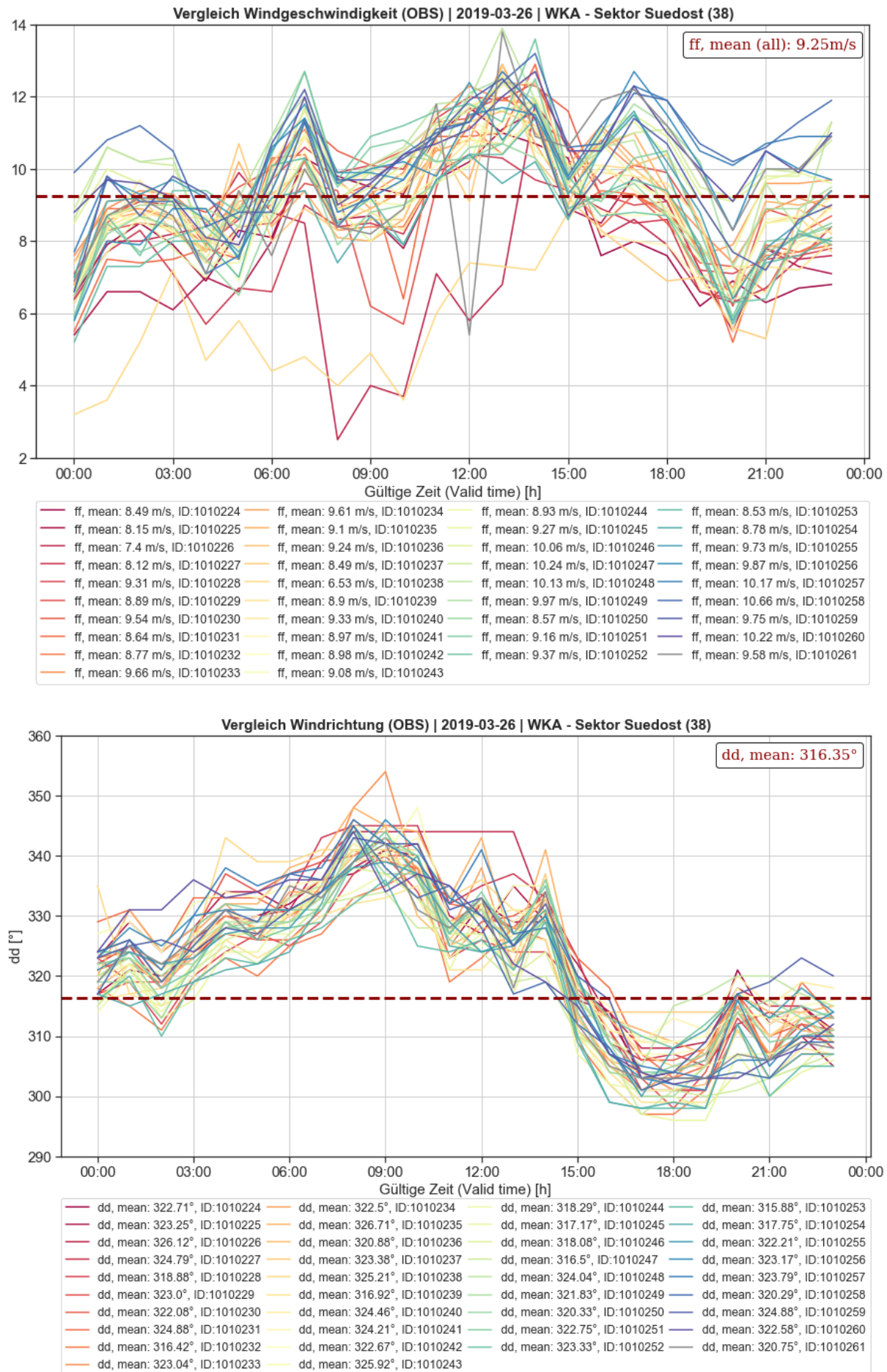


Abbildung 26: Messwerte der Windgeschwindigkeit (oben) und Windrichtung (unten) aller Windräder (38) im Sektor Südost am 26.03.2019. Der Tagesmittelwert (aller Anlagen) ist dunkelrot skizziert.

4.5.2 Südostwetterlagen

In diesem Kapitel werden ausschließlich Mess- und Prognosewerte von Windkraftanlagen bei Südostwetterlagen betrachtet. Für die Untersuchung werden zehn windstarke Tage gewählt, wobei die Windrichtung an diesen Terminen überwiegend aus Südost ist. Es werden folgende Termine betrachtet: 30.12.2017, 11.03.2018, 04.04.2018, 06.10.2018, 29.10.2018, 01.11.2018, 24.11.2018, 01.02.2019, 04.04.2019 und der 24.04.2019. Anhand der Fälle lassen sich folgende Schlüsse ziehen:

- Von allen Windparks, die betrachtet werden, liefern jene in Potzneusiedl und Nikitsch die höchsten Messwerte. Im südlich gelegenen Windpark Nikitsch werden beispielsweise bei 8 von 10 Fällen überdurchschnittlich hohe Werte bei Südostwinden gemessen, wobei in dieser Region zu diesen Terminen überwiegend Südwinde verzeichnet werden.
- Im Sektor Südwest (Windpark Baumgarten) zeigt bei diesen Wetterlagen allgemein unterdurchschnittliche Werte.
- Trotz der höherliegenden Naben werden nicht zwingend höhere Windgeschwindigkeiten gemessen. In 6 von 10 Fällen wird im Sektor Nord, mit Nabenhöhen von 86 m, mehr Wind verzeichnet, als beim Sektor Südost mit Anlagen von 135 m Höhe.
- In fast allen Fällen sieht man signifikante Abschattungseffekte und größere Unterschiede bei der Windmessung. Während bei den vorderen Anlagen die Südostwinde sehr gut erfasst werden, messen die dahinterliegenden um einiges weniger.
- Im Vergleich zu den untersuchten Nordwestwetterlagen zeigt der Sektor Südost bei Südostwetterlagen keine atypische Verteilung innerhalb des Windparks.

Die Folgerungen werden nun anhand eines ausgewählten Fallbeispiels, dem 29.10.2018, ausführlicher aufgezeigt. Abbildung 27 zeigt die Messwerte für Windgeschwindigkeit und -richtung im Sektor Südost (Windpark Andau). Die Windgeschwindigkeitsmessungen zeigen, dass die Windkraftanlagen von Sektor Südost zum Mittelwert aller betrachteten Windkraftanlagen passen, was auch in Abbildung 28 zu sehen ist. Die Messung der Windrichtung im Sektor Süd zeigt eine südlichere Komponente als im Mittel. Vergleicht man die Werte vom Sektor Südost beispielsweise mit anderen Windparks, wie dem Sektor Nord, so wird deutlich dass der Südost-Sektor trotz höheren Naben und einhergehender erhöhter Windmessung deutlich geringere Windgeschwindigkeiten verzeichnet.

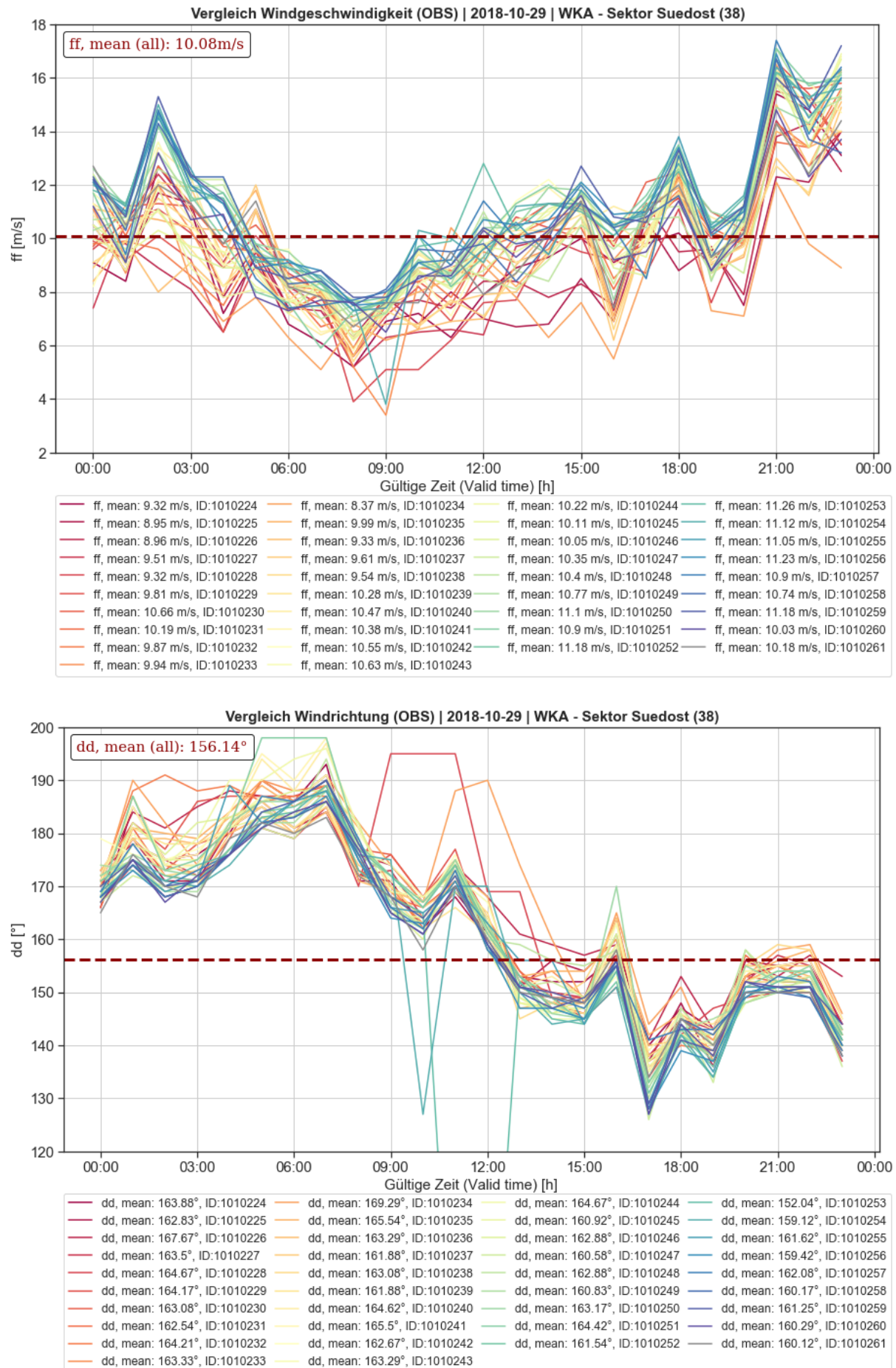


Abbildung 27: Messwerte der Windgeschwindigkeit (oben) und Windrichtung (unten) aller Windräder (38) im Sektor Südost am 29.10.2018. Der Tagesmittelwert (aller Anlagen) ist dunkelrot skizziert.

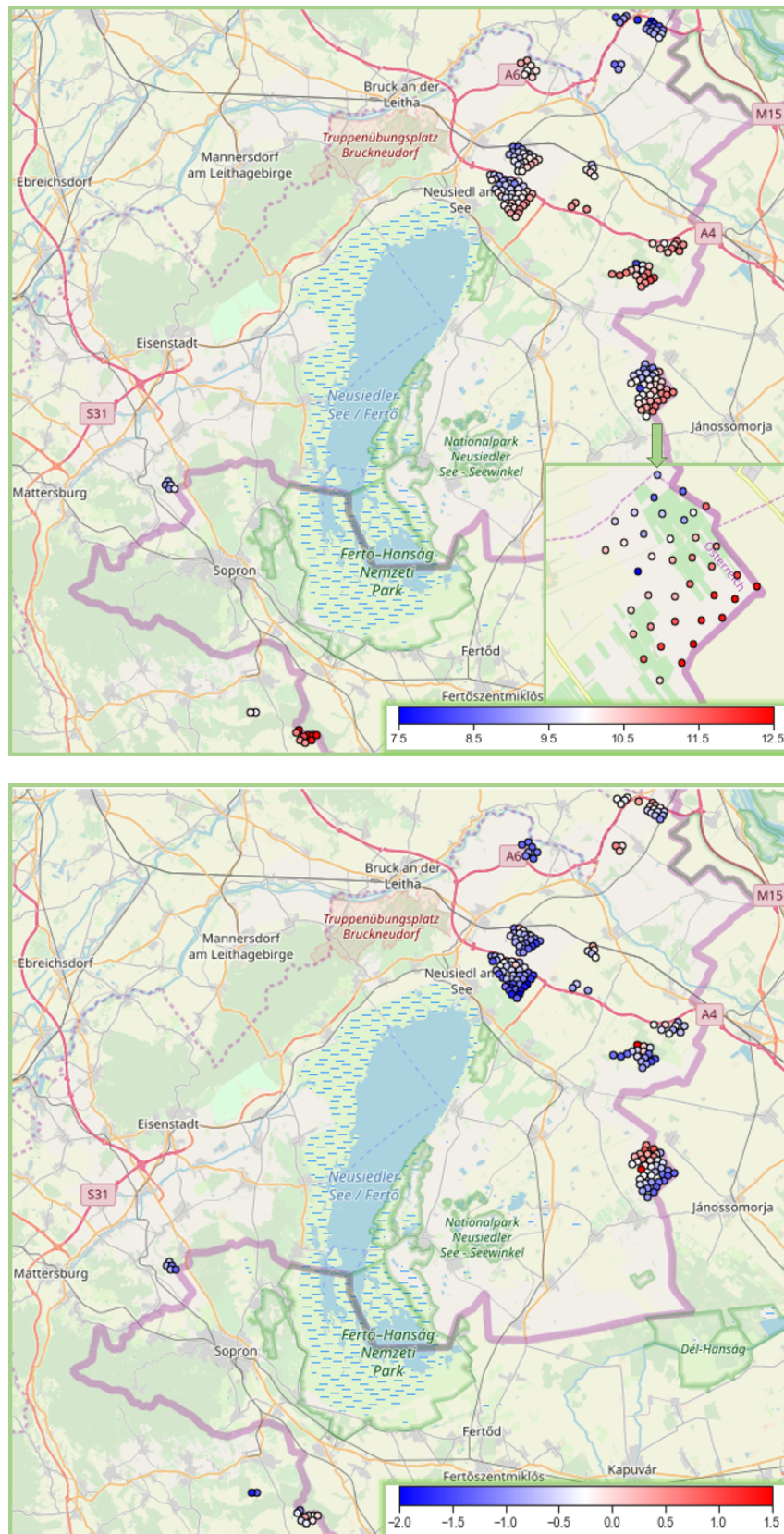


Abbildung 28: Messwerte der Windgeschwindigkeit aller betrachteten Windkraftanlagen in m/s mit Darstellung der Messwerte für den Sektor Südost extra (oben) und Abweichung der prognostizierten Windgeschwindigkeit von der gemessenen (unten) am Fallbeispiel vom 29.10.2018. Kartenansicht: Leaflet, ©OpenStreetMap contributors)

Abbildung 28 zeigt eine auffällige Verteilung der Messungen im Sektor Nord. Bei südöstlicher Strömung verzeichnen die ersten Windkraftanlagen deutlich mehr Wind als die dahinterliegenden. Die untere rechte Darstellung in der ersten Grafik von Abbildung 28 skizziert die Verteilung der Messwerte speziell für den Windpark Südost (Andau). Die untere Grafik von Abbildung 28 zeigt die Abweichung von Prognose und Beobachtung für alle Windkraftanlagen. Wie auch im Fall von Nordwestwetterlagen werden die geringsten Differenzen eher in der Mitte von größeren Windparks beobachtet. Die ersten Anlagen weisen hohe negative Abweichungen auf, was für eine zu niedrige Prognose spricht. Hingegen sieht man bei den letzten Anlagen im Sektor Südost eine eindeutig positive Abweichung. Die Werte der Mess- und Abweichungsverteilung sind anhand dieses Beispiels deutlich zu erkennen und die Frage von möglichen Abschattungseffekten bei Windkraftanlagen kann dadurch bestätigt werden.

4.5.3 Nebel bzw. Hochnebellagen

In diesem Abschnitt werden insbesondere Nebel- bzw. Hochnebellagen behandelt. Dabei soll der Frage nachgegangen werden, wie gut die Prognosen bei solchen Wetterlagen mit den tatsächlichen Messungen korrelieren bzw. wie groß die Abweichungen sind. Zudem wird ein Augenmerk auf die Unterschiede zwischen den Höhen der TAWES-Stationen und jener der Windkraftanlagen gelegt.

Um herauszufinden, ob an diesem Tag Nebel bzw. Hochnebel vorliegt, werden Webcams (siehe Link [TouriSpo, 2019]), Radiosondenaufstiege, Satellitenbilder und Messwerte herangezogen. Untersucht werden folgende Termine: 17.12.2018, 08.01.2018, 31.01.2019 und der 10.02.2019, wobei in diesem Abschnitt auf ein Beispiel näher eingegangen wird.

Fallbeispiel: 10.02.2019

Abbildung 30 skizziert jeweils der Tagesverlauf der Windgeschwindigkeit von der Prognose (oben links), von der Beobachtung (oben rechts) und die Abweichung beider Parameter (unten) zum ausgewählten Nebeltag am 10.02.2019 in m/s. Im Verlauf der Prognose ist zu erkennen, dass die Windvorhersagen von AROME für die einzelnen Anlagen nur wenig voneinander abweichen, alle Anlagen zeigen denselben Tagesgang. Sie sind zudem deutlich am Verlauf der Prognose für die nächstgelegene TAWES-Wetterstation orientiert, welche anhand der roten Linie dargestellt wird. Bei dieser Prognose handelt es sich um die Vorhersage für die nächstgelegene Station (in diesem Fall Andau (ID:11395)). Prinzipiell ist ersichtlich, dass in der Prognose mit einer Zunahme der Windgeschwindigkeit im Lauf des Tages gerechnet wird.

Die Zeitreihe der Beobachtung zeigt eine große Streuung der Messwerte, besonders um das Maximum herum. Während das Maximum der Prognose um 18:00 UTC über 15 m/s liegt, messen nur wenige Anlagen Windstärken über 15 m/s, bei den meisten Windkraftanlagen wird um 2-3 m/s weniger aufgezeichnet als prognostiziert. Die TAWES-Messung für die nächstgelegene Station zeigt lediglich ein Maximum von 6 m/s um etwa 12:00 UTC, wo auch bei den Windkraftanlagen ein Anstieg der Windstärke zu erkennen ist. Danach schwächt sich der Wind auf 10 m Höhe wieder merklich ab, während die Windgeschwindigkeit in der Höhe (um 135 m für den Sektor Südost) weiterhin zunimmt. Der Grund könnte daran liegen, dass sich der Nebel in den untersten Schichten hartnäckiger hält und nur kurz um die Mittagszeit auflockert, während er in den oberen Schichten der atmosphärischen Grenzschicht ausgeräumt wird und die Naben der Anlagen frei stehen und im Zuge von Durchmischung deutlich höhere Windgeschwindigkeiten verzeichnet werden können. Ein Blick auf den Radiosondenaufstieg zu diesem Termin, welcher in Abbildung 29 ersichtlich ist, vermag diese Annahmen zu unterstützen. Anhand des Vertikalprofils lässt sich erkennen, dass durch die flache Inversion Potential vorliegt, dass sich die Nebeldecke im Tagesverlauf auflöst.

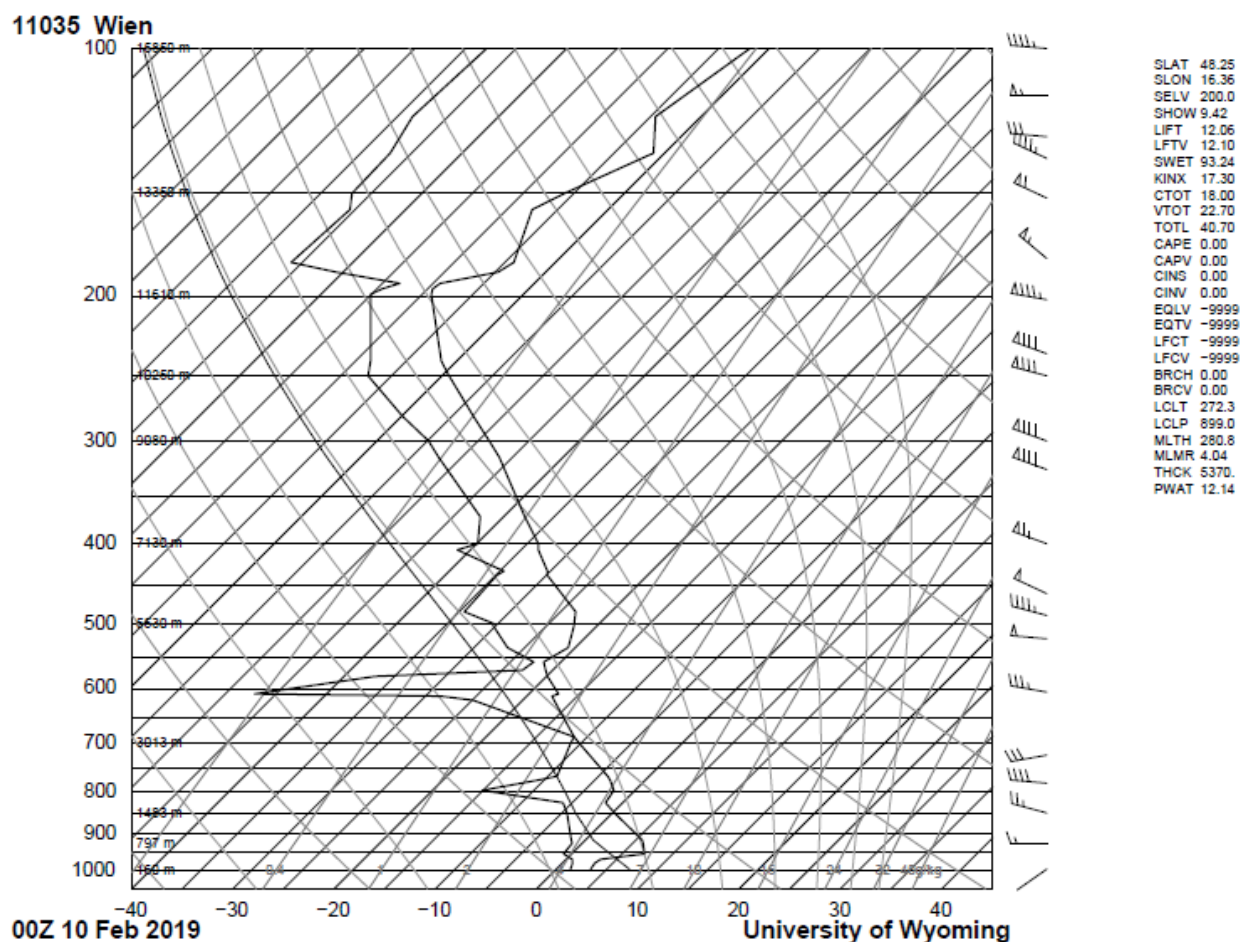


Abbildung 29: Radiosondenaufstieg vom 10.02.2019 um 00 UTC in Wien (Quelle: University of Wyoming, 2020)

Die Abweichung von Prognose und Beobachtung in der unteren Grafik von Abbildung 30 zeigt ein ähnliches Schema. Die geringsten Differenzen treten bis Mittag auf, wo auch die Windgeschwindigkeiten noch niedrig sind. Sobald die Windstärke zu variieren beginnt, stellt sich auch eine größere Streuung ein. Deutlich zu sehen ist die größere Abweichung der TAWES-Station über 6 m/s. In diesem Fall werden zum Abend hin höhere Windgeschwindigkeiten prognostiziert, was vermuten lässt, dass sich im Zuge der vorhergesagten Durchmischung die Nebelschicht im Tagesverlauf auflöst. Diese Prognose ist in der Realität aber nicht eingetreten. Weiters ist ersichtlich, dass eine überwiegend positive Abweichung vorliegt, was bedeutet, dass die Prognosewerte zu hoch sind.

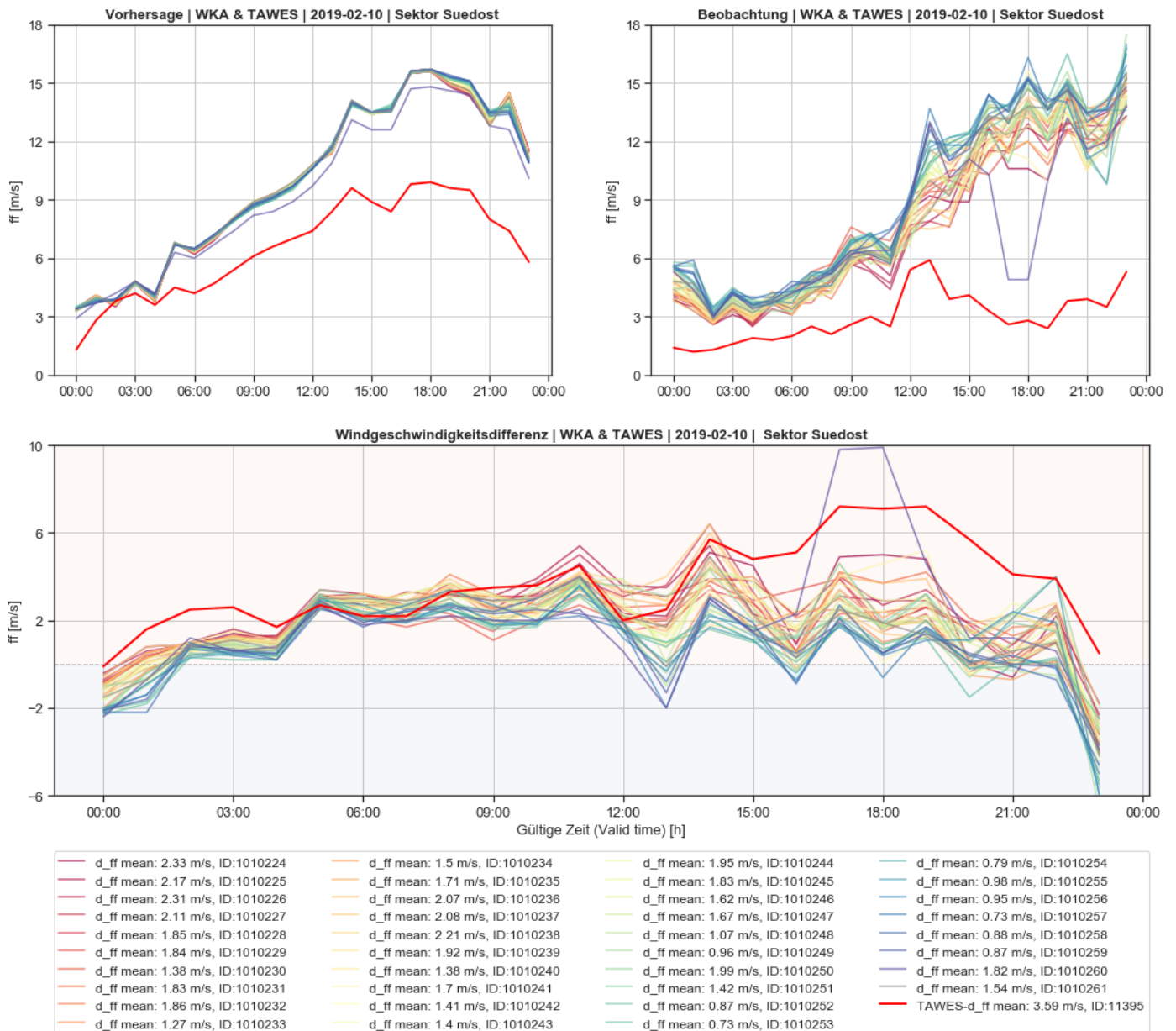


Abbildung 30: Tagesverlauf von prognostizierter Windgeschwindigkeit (oben links), gemessener Windgeschwindigkeit (oben rechts) und Differenz beider Parameter (unten) für den Sektor Südost und der nächstgelegenen TAWES-Station Andau (11395, rot-markierte Linie) in der Einheit m/s

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Werte des Korrelationskoeffizienten r , des BIAS und MAE, für welche der Mittelwert, Median (in Klammer) und der Standardabweichung angegeben werden. Dabei werden folgende Regionen miteinander verglichen: die nördlichen TAWES-Stationen (9), die WKA-Sektoren Nord (41) und Südost (38) sowie die gesamten Anlagen (183). Der Blick auf die Zahlen zeigt zumindest bei den Windkraftanlagen eine hohe Korrelation, bei den Sektoren Südost und Nord sogar über 0.9. Die nördlichen TAWES-Stationen liefern hingegen lediglich einen Korrelationskoeffizienten von 0.69. Das liegt daran, dass eine Station mit geringer Korrelation ($r \sim 0.3$) das Gesamtergebn maßgeblich beeinflusst. In allen betrachteten Regionen liegt ein positiver BIAS vor, was bedeutet, dass die Windprognosen prinzipiell zu hoch angesetzt sind. Mit einer hohen Korrelation von 0.91, einem mittleren BIAS von 0.86 und dem geringsten MAE von 1.45, werden die besten Resultate im Sektor Nord bei den WKA erzielt.

Sektor	r	BIAS [m/s]	MAE [m/s]
TAWES Nord	Mittel: 0.69 (0.75) Std: 0.16	Mittel: 1.45 (1.16) Std: 1.03	Mittel: 1.86 (1.9) Std: 0.8
WKA Südost	Mittel: 0.9 (0.91) Std: 0.04	Mittel: 1.55 (1.65) Std: 0.48	Mittel: 2.08 (2.08) Std: 0.31
WKA Nord	Mittel: 0.91 (0.91) Std: 0.02	Mittel: 0.86 (0.87) Std: 0.29	Mittel: 1.45 (1.48) Std: 0.18
WKA gesamt	Mittel: 0.85 (0.9) Std: 0.13	Mittel: 1.5 (1.49) Std: 0.58	Mittel: 2.08 (2.09) Std: 0.53

Tabelle 6: Vergleich von Korrelationskoeffizient, BIAS und MAE für TAWES Nord, WKA-Sektoren Nord und Südost sowie alle gesamten WKA für einen ausgewählten Nebeltag (10.02.2019)

Anhand der Analyse der betrachteten Nebel-/Hochnebellagen lassen sich folgende Punkte beobachten:

- In den meisten Fällen liegt ein positiver BIAS vor: Die Vorhersagen der Windgeschwindigkeit neigen bei Nebel- bzw. Hochnebellagen prinzipiell zu einer Überschätzung, es werden also zu hohe Windstärken prognostiziert.
- Die Ergebnisse der nördlichen TAWES-Stationen zeigen generell eine hohe Variabilität. Je nach Termin und Wetterlage liegt eine breitere Streuung für den Korrelationskoeffizienten, den BIAS und MAE vor. Infolgedessen können in diesem Fall keine eindeutigen Aussagen getroffen werden.
- Bei zwei von vier betrachteten Nebeltagen liegt eine hohe Korrelation (~ 0.9) vor, an den anderen zwei Terminen erreicht der Korrelationskoeffizient lediglich Werte zwischen 0.5 und 0.6. Geringere Korrelation geht dabei mit hohen MAE-Werten (> 2.5 m/s) einher. Die besten Ergebnisse bei diesen Untersuchungen werden im Sektor Nord bei den WKA erzielt.

Die Unsicherheit, ob sich Nebel im Tagesverlauf auflöst oder nicht, ist anhand des Fallbeispiels vom 10.02.2019 gegeben. Während in der Prognose mit höheren Windstärken (Durchmischung) gerechnet wird, zeigen die Messwerte tagsüber nur wenig Änderung, was vermuten lässt, dass sich die Nebelschicht an diesem Termin nicht (vollständig) aufgelöst hat. So liegt zwischen Prognose und Beobachtung eine große Abweichung vor. Prinzipiell neigen die Prognosen des AROME-Modells zur Überschätzung der Windgeschwindigkeit, was die getroffenen Hypothesen unterstützt.

5. Zusammenfassung und Ausblick

In diesem Kapitel folgt eine Zusammenfassung der Ergebnisse. Dazu sollen insbesondere die Fragen aus der Einleitung/Zielsetzung in Kapitel 1 beantwortet werden:

- **Wie schneiden die Prognosen von AROME am Alpenostrand sowohl in 10 m als auch auf rund 100 m (Nabenhöhe) ab?**

Die AROME-Windprognosen der TAWES-Stationen neigen im Wesentlichen zur Überschätzung, dh. die vorhergesagte Windstärke ist höher als die gemessene. Anhand der Verifikation lässt sich erkennen, dass die Ergebnisse der TAWES-Wetterstationen sehr stark variieren. Dabei kommt es auch auf den Standort bzw. die Aufstellung der Windmeseinrichtung an. Insbesondere die drei Stationen (Aspang, Bad Tatzmannsdorf und Lutzmannsburg) mit nicht optimaler Winderfassung stechen mit hohem RMSE, geringer Korrelation und vergleichsweise großem Radius bei den Differenzrosen hervor. Nimmt man die erwähnten Stationen aus der Analyse heraus, so ergibt sich eine Verbesserung der Verifikationsmaße um rund 10%.

Weiters kommt es auf die Verifikationsmethode an: Beispielsweise zeigen die südlichen Stationen mit geringeren Windstärken oftmals die besten Ergebnisse. Kategorische Evaluierungsmethoden sind abhängig von der Häufigkeit der Ereignisse, d.h., je öfter bestimmte Ereignisse (zB. geringe Windgeschwindigkeiten) vorkommen, desto öfter werden diese auch vorhergesagt. Infolgedessen kommen sehr viele hits und correct rejections zustande und das Resultat ist dementsprechend gut. Ist die Streuung der Windstärke größer, so sinkt auch die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten bestimmter Windgeschwindigkeiten. Diese Variabilität spiegelt sich auch im Ergebnis wider, d.h., die Trefferquote ist bei höheren Windstärken merklich niedriger, sie teilt sich unter den unterschiedlichen Szenarien auf. Berücksichtigt man höhere Windgeschwindigkeiten in der Verifikation, sprich: gewichtet man diese (siehe Differenzrosen), kommt es zu einer deutlichen Verbesserung. In diesem Fall sind die besten Ergebnisse mit niedrigen Radiuswerten bei den nördlichen TAWES-Stationen zu finden. Das Ergebnis spiegelt sich auch bei den Korrelationswerten aus Tabelle 2 wider.

Bezüglich der Windkraftanlagen liegen geringere Unterschiede innerhalb der Standorte vor. Grundsätzlich zeigt sich aber ein ähnliches Schema wie bei den TAWES-Stationen: Es kommt auf die Art der Verifikation an. Bei der Evaluierung kontinuierlicher Parameter wie dem MAE oder RMSE wirken sich hohe Windgeschwindigkeiten stärker auf das Ergebnis aus und der Fehler wird größer. Anwendungen von Gütemaßen für kategorische Parameter eignen sich besser bei häufigen Ereignissen, was bei den Anlagen durch die breitere Verteilung der Windgeschwindigkeiten nur bedingt gegeben ist.

Vergleicht man die Windprognosen von TAWES (10 m) mit den WKA (100 m) so ergibt sich bezüglich der Windstärke ein geringerer Fehler bei den TAWES-Standorten. Das hat den Grund, dass die Fehler (MAE, RMSE) bei WKA automatisch durch höhere Windgeschwindigkeit größer sind. Für eine bessere Vergleichbarkeit ist bei der Windverifikation eine gewichtete Variante empfehlenswert, bei welcher die tatsächlich gemessene Windstärke in Relation zur Differenz gesetzt wird. Wird dieser Punkt erfüllt, so sieht man bei den WKA ausgesprochen geringe Abweichungen bei den Windgeschwindigkeiten, welche sogar niedrigere Werte als jene der TAWES-Standorte erzielen. Zusammengefasst kann man also sagen, dass die Prognosen beiden

WKA zwar bei den Fehlermaßen größer erscheinen, werden diese aber gewichtet oder betrachtet man z.B. die Korrelation, so zeigen die Windvorhersagen bei den WKA bessere Ergebnisse, was auch in Tabelle 2 ersichtlich ist.

– **Wie gut liegen die Prognosen im Vergleich zu anderen Vorhersagemodellen, wie z.B. dem ECMWF-Modell?**

Bei den TAWES-Stationen weisen beide Vorhersagemodelle grundsätzlich einen positiven BIAS auf, wobei die Abweichung von Vorhersage und Beobachtung beim Globalmodell ECMW geringer ist als jene von AROME. In Abbildung 10 ist außerdem ersichtlich, dass die Vorhersagen vom ECMW durch einen starken Tagesgang geprägt sind.

Auf Höhe der Windkraftanlagen neigen die Prognosen vom ECMW zur Unterschätzung, was in Abbildung 10 durch den negativen BIAS ersichtlich ist. Wirft man einen Blick auf den Tagesverlauf des ECMWF-RMSE, so ist zu erkennen, dass der Fehler bis zur Vorhersagestunde 30 um rund 10-15% höher liegt als jener von AROME. Bei den Day-Ahead-Prognosen gleicht sich der Fehler des Globalmodells zunehmend dem von AROME an und ab dem dritten Vorhersagetag zeigt sich keine Verbesserung des hochaufgelösten Modells gegenüber dem ECMWF ab. Allgemein zeigt der RMSE-Vergleich beider Modelle lediglich eine mittlere Abweichung von 0.06.

– **Bei welchen Windgeschwindigkeiten treten die größten Fehlprognosen auf? Unter welchen Umständen bzw. bei welchen Wetterlagen werden gute Ergebnisse erzielt?**

Mit Hilfe von ROC-Diagrammen lässt sich erkennen, dass die meisten Fehlprognosen (anhand der False Alarm Rate) bei geringen (0-3 m/s) bis mäßigen (3-6 m/s) Windgeschwindigkeiten auftreten. Aber gerade bei diesen Windstärken wird auch die größte Trefferquote erzielt, da diese Ereignisse am häufigsten vorkommen. Grundsätzlich werden also jene Windgeschwindigkeiten am besten vorhergesagt, welche regelmäßig auftreten. Im Zuge dessen kommt eine Vielzahl von hits zustande. In den südlichen Regionen werden eindeutig niedrige Windstärken am besten vorhergesagt. Je weiter man in den Norden blickt, desto uneindeutiger werden die Scores durch die breiter streuende Häufigkeitsverteilung. Im Allgemeinen weisen geringe Windgeschwindigkeiten auch hier den größten Skill auf. Auffällig sind die Maße des ROC-Diagramms im Sektor Süd der WKA, wo Windgeschwindigkeiten von zwischen 12 und 16 m/s am besten vorhergesagt werden und ein AUC-Wert von 0.76 erreicht wird (wird in dieser Arbeit nicht gezeigt). Die höchste Genauigkeit allerdings wird bei hohen Windgeschwindigkeiten (seltenen Ereignissen) erreicht, welche durch die hohe Anzahl an correct rejections zustande kommt. Tritt nun ein sehr seltenes Ereignis ein, welches auch prognostiziert wird, so kommt es zu einem deutlichen Anstieg der POD.

Große Abweichungen zwischen Prognose und Beobachtung treten grundsätzlich bei unerwarteten Ereignissen auf, z.B. bei konvektiven Ereignissen. Am 10.08.2017, bei Durchzug eines MCS (mesoscale convective system), werden laut Stormhunters [Stormhunters Austria, 2017] an der TAWES-Wetterstation Bruckneudorf Windspitzen bis 126 km/h gemessen, welche zuvor nicht prognostiziert wurden. Mit Betrachtung der Stundenmittelwerte kommen infolgedessen Winddifferenzen von knapp 25 m/s zustande.

Eine weitere Schwierigkeit bei Windvorhersagen stellen Nebelwetterlagen dar. Die Frage, ob

und wann sich die Nebeldecke auflöst und der Wind für Durchmischung sorgt, ist für das Vorhersagemodell eine große Herausforderung. Die Auflösung von AROME mit 2.5 km ist für diese Wetterlage noch zu grob. Möglicherweise kann dieses Problem zukünftig mit Vorhersagen in der Mikroskala (unter 1 km) gelöst oder die Fehlerquote zumindest deutlich reduziert werden.

Sieht man sich die Zuverlässigkeit der AROME-Prognosen anhand ausgeprägter Nordwest- und Südostwetterlagen an, so ist zu sehen, dass der Verlauf der Prognose an windstarken Tagen grundsätzlich zur Beobachtung passt. Allerdings fehlt in den Vorhersagen die Berücksichtigung unterschiedlicher Windstärken innerhalb der Windparks (Stichwort: Abschattung). Plötzliche Anstiege der Windgeschwindigkeit führen oft große Schwankungen in den Messungen mit sich und somit entstehen große Abweichungen. Im Mittel sind die Differenzen an den betrachteten Tagen gering, durchschnittlich liegen die Werte innerhalb eines Wertebereichs zwischen 0 und 1 m/s. Bei Nordwestwetterlagen ist keine eindeutige Tendenz zur Über- oder Unterschätzung erkennbar, während bei Südostwetterlagen eher eine negative Tendenz vorzufinden ist, was bedeutet, dass höhere Windgeschwindigkeiten gemessen werden als prognostiziert. Auffällig ist, dass bei Südostwetterlagen die nächstgelegene TAWES-Station stets einen positiven BIAS aufweist.

– **Wie groß ist der Abschattungseffekt bei Windkraftanlagen, insbesondere an windstarken Tagen?**

Um diese Frage zu beantworten werden insgesamt 20 windstarke Tage ausgewählt, davon die Hälfte bei Nordwestwetterlagen und die andere Hälfte bei Südostwetterlagen. In den meisten Fällen sind deutliche Abschattungseffekte zu erkennen (in Abb. 25 sowie Abb. 28 ersichtlich). Dieser Aspekt wird in den AROME-Prognosen nicht berücksichtigt, sodass die Vorhersagen von der tatsächlichen Windmessung, oft um diesen Effekt, abweichen. Durch die unterschiedlichen Messungen innerhalb der Windparks ist die Vorhersage zu hoch oder zu gering (wetterlagenabhängig), im Mittel ergibt sich aber ein nahezu BIAS-freies Ergebnis.

– **Wie sind die betrachteten TAWES-Stationen bezüglich ihrer Windverhältnisse aufgestellt?**

Zuallererst ist anzumerken, dass eine Besichtigung aller betrachteten Standorte äußerst empfehlenswert für die weitere Beurteilung dieser ist. So können jegliche Probleme, Hindernisse, Einschränkungen in der Messeinrichtung und die Messunsicherheit berücksichtigt werden. Die in Kapitel 4.1 angeführten Punkte können nun folgendermaßen zusammengefasst werden: Grundsätzlich erfüllen die meisten TAWES-Wetterstationen am Alpenostrand die gewünschten Messanforderungen. Lediglich bei drei Stationen könnten Bäume die Windmessung maßgeblich beeinträchtigen. An fünf Standorten ist der Windmast am Dach eines höheren Gebäudes montiert, was bei der Verifikation zusätzlich berücksichtigt werden kann, da die Prognose für eine Höhe von 10 m gilt.

5.1 Ausblick

Die Verifikation hat sich bisher auf den 00:00 UTC-Lauf beschränkt. Eine mögliche Erweiterung wäre die Berücksichtigung der weiteren Modellläufe und der Vergleich unterschiedlicher Initialisierungszeitpunkte. Zudem könnte man die prognostizierte Leistung in die Analyse miteinbeziehen, was speziell für die Windenergiebetreiber einen Mehrwert hätte.

Literaturverzeichnis

- Austrian Wind Potential Analysis, 2011. Windatlas und Windpotentialstudie Österreich. URL :<https://www.windatlas.at/>.
- Dorninger M., and C. Kopfensteiner, 2016. User oriented verification of wind speed and wind direction. *EMS Trieste*.
- Interessengemeinschaft Windkraft Österreich, 2019. Wie der Wind in Österreich gefunden wurde. URL :[https://windfakten.at/?xmlval_ID_KEY\[0\]=1234](https://windfakten.at/?xmlval_ID_KEY[0]=1234).
- Jolliffe I. T., and D.B. Stephenson, 2012. Forecast verification: a practitioner's guide in atmospheric science. *John Wiley & Sons*, Second edition.
- Karran D., 2016. Welt der Synoptik - Globale Wettervorhersagemodelle - Das Integrierte Vorhersagesystem (IFS) des ECMWF. URL :<https://www.synoptische-meteorologie.de/meteorologische-grundlagen/numerische-wettervorhersage/globalmodelle/>.
- Landberg L., 1999. Short-term prediction of the power production from wind farms. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, Elsevier, volume 80:S.207–220.
- Mason S. J., and N. E. Graham, 1999. Conditional probabilities, relative operating characteristics, and relative operating levels. *Weather and Forecasting*, volume 14:S.713–725.
- NOAA-Air Resources Laboratory, 2020. HYSPLIT-Transport and Dispersion Modeling. URL :<https://www.ready.noaa.gov/hypub-bin/trajtype.pl?runtype=archive>.
- Piper D. A., 2017. Untersuchung der Gewitteraktivität und der relevanten grossräumigen Steuerungsmechanismen über Mittel-und Westeuropa. *KIT Scientific Publishing*, volume 73.
- Stanski H. R., et al., 1989. Survey of common verification methods in meteorology. *World Meteorological Organization Geneva*.
- Stormhunters Austria, 2017. Dokumentation - Mesoscale convective system am 10.08.2017. URL :<http://www.stormhunters-austria.com/t9920f37-Unwettertag-Shelfcloud-inkl-Downburst-gt-km-h-und-Hagel-cm-Markt-Allhau-BGLD.html>.
- Tennet GmbH, 2019. Taking power further. URL :<https://www.tennet.eu/de/e-insights/energiewende/day-ahead-prognose-tatsaechliche-erzeugung-windenergie/>.
- TouriSpo, 2019. Webcam Neusiedler See: Podersdorf. URL :<https://www.tourispo.at/badesee/neusiedler-see/webcam/podersdorf--neusiedler-see-neusiedler-see-burgenland-5900-.htm>.
- Wilks D., 2011. Statistical methods in the atmospheric sciences. *Academic press*, volume 100.
- WorldWeatherResearchProgramme, 2017. WWRP - forecast verification methods across time and space scales. URL :<https://cawcr.gov.au/projects/verification/>.

-
- Wyszogrodzki, A. A., et al., 2013. Analysis of the surface temperature and wind forecast errors of the NCAR-AirDat operational CONUS 4-km WRF forecasting system. *Meteorology and Atmospheric Physics*, Springer, volume 122:S.125–143.
- ZAMG, 2019. Dokumentation - ALARO-ALADIN, a. URL :<https://www.zamg.ac.at/cms/de/forschung/wetter/alaro/>.
- ZAMG, 2019. Dokumentation - AROME, b. URL :<https://www.zamg.ac.at/cms/de/forschung/wetter/arome/>.

Danksagung

Die Studienzeit wird gerne als beste und aufregendste Zeit des Lebens bezeichnet. Das Knüpfen neuer Freundschaften, das Sammeln neuer Lebenserfahrung, die große Freiheit und lange Ferien unterstützen diese Annahme. In den Hintergrund gerät aber oft auch, dass gerade diese Zeit geprägt ist von Erfolgsdruck, Unklarheit und auch Selbstzweifel. Doch in schwierigen Zeiten erkennt man, auf welche Personen man zählen kann, welche einem immer wieder ermutigen und auf ihrem Weg unterstützen. Mein besonderer Dank gilt ...

Dr. Manfred Dorninger für die ausgesprochen gute Betreuung meiner Masterarbeit und auch für die hilfreichen Ratschläge, Denkanstöße sowie die konstruktive Kritik während der regelmäßigen Jour-Fixe-Sessions. Auch möchte ich mich für die lehrreiche und unvergessliche Zeit im Rahmen der von ihm betreuten Exkursionen (Schneemessen am Trafelberg, Feldpraktikum Turnau, etc.) herzlichst bedanken.

Dr. Alexander Beck, Mag. Christine Gruber und Mag. Sarah Umdasch (ZAMG) für das aufschlussreiche Sommerpraktikum, welches anschließend auf meine Masterarbeit erweitert wurde. Vielen Dank für die sehr gute Zusammenarbeit, für das Zurverfügungstellen der Winddaten und die informativen Besprechungen.

Allen meinen FreundInnen und StudienkollegInnen für die unvergessliche Zeit. Ein besonderes Dankeschön gilt an dieser Stelle **Anita**, die mir bei so manchen programmiertechnischen Schwierigkeiten stets ausdauernd zur Seite stand.

Meiner ganzen Familie, insbesondere meinen Eltern, **Edith und Willi**, sowie meinem Bruder **Stefan**, für die Unterstützung, für ihr Vertrauen und dafür, dass sie mir dieses Studium überhaupt ermöglicht haben. Danke, dass ihr in dieser Zeit nie an mir gezweifelt habt.

Meinem Freund **Nino** als treuer Lebenspartner seit mehr als einem Jahrzehnt. Ich danke ihm für all seine aufbauenden Worte, seine Ehrlichkeit und für die schöne, aufregende Schul- und Studienzeit - mit der Hoffnung auf noch viele weitere Jahre als unschlagbares Team.

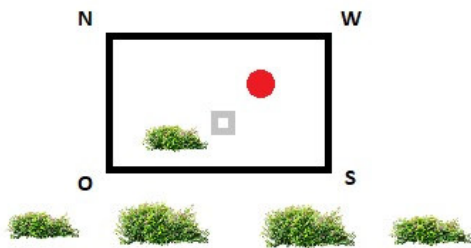
Besonders hervorheben möchte ich an dieser Stelle auch meine Wegbegleiter bei der Besichtigungsrouten der Wetterstationen: **Papa und Nino**. Vielen Dank dafür, auch wenn ihr meteorologisches Interesse nicht ganz so ausgeprägt war, wie das von mir.

Anhang: Dokumentation der TAWES-Standortbesichtigung



Sabrina Marth
Universität Wien, 2019

Andau (11395)



Die Wetterstation befindet sich inmitten der Gemeinde auf dem Grundstück eines üppigbewachsenen Gartens auf einer Seehöhe von 118 m. Die Wetterhütte der Station befindet sich unmittelbar in der Nähe eines Strauches, die Niederschlagswippe konnte durch das Gestrüpp nicht aufgefunden werden. Für die Windmessung selbst sind keine Hindernisse erkennbar.



(a) Nordansicht



(b) Ostansicht



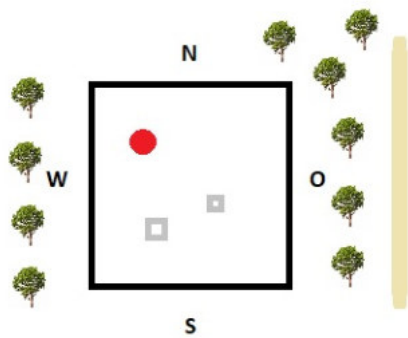
(c) Südansicht



(d) Westansicht

Abbildung 28: TAWES Station Andau

Aspang (11188)



Die Wetterstation in Aspang befindet sich auf einer Seehöhe von 454 m im Ortsteil Aspang-Markt in der Nähe eines Baches in einer Art Senke bzw. Becken. Durch die umliegenden Hügel (siehe Panoramabild) ist es bei dieser Station nicht möglich Winde aus Nord und West ohne Einschränkungen zu erfassen. Auch in Richtung Osten befinden sich einige Bäume, welche deutlich höher sind, als die vorliegende Windmesseinrichtung. Kaum Beeinträchtigung sollte jedoch bei Südwinden vorliegen. Eine deutlich bessere Lösung für eine optimale Windmessung wäre eine exponiertere Lage.



Abbildung 29: Panoramaansicht -
TAWES-Station Aspang



(a) Nordansicht



(b) Ostansicht



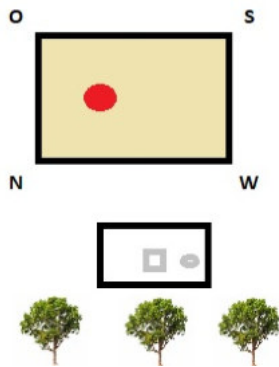
(c) Südansicht



(d) Westansicht

Abbildung 30: TAWES Station Aspang

Bad Gleichenberg (11244)



Die Wetterstation in Bad Gleichenberg liegt auf 269 m Höhe und relativ zentral im Ort auf dem Grundstück eines Seniorenheims. Die Windmessenrichtung ist am Dach dieses Gebäudes montiert, auf einer geschätzten Höhe von rund 30-40 m. Aus diesem Grund gibt es keine Einschränkungen in der Winderfassung. Die weitere Messeinrichtung der Wetterstation befinden sich im Garten.



(a) Nordansicht



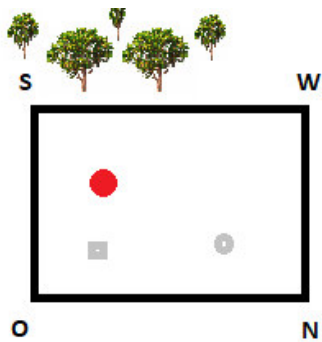
(b) Nordansicht vergrößert



(c) Wetterstation (Westansicht)

Abbildung 31: TAWES Station Bad Gleichenberg

Bad Tatzmannsdorf (11193)



Die Wetterstation in Bad Tatzmannsdorf befindet sich auf einer Seehöhe von 347 m in der Nähe eines Sport- und Tennisplatzes. Die Windmessung aus südlichen Richtungen (SO bis SW) könnte eingeschränkt sein, da sich einige Bäume mit einer geschätzte Höhe knapp 10 m südlich der Station befinden. Bei der Erfassung des Windes aus anderen Himmelsrichtungen (N, O bzw. W) sollten kaum Einschränkungen vorliegen.



(a) Nordansicht



(b) Ostansicht



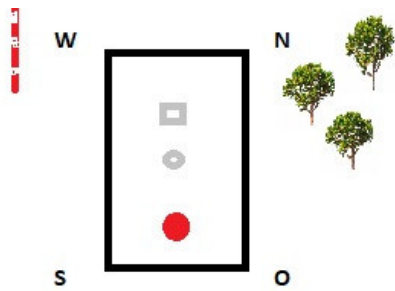
(c) Südansicht



(d) Westansicht

Abbildung 32: TAWES Station Bad Tatzmannsdorf

Bernstein (11197)



Die Wetterstation in Bernstein liegt auf einer Höhe von 631 m und befindet sich am Sportplatz auf einer Anhöhe. Die Windmessung sollte weitgehend uneingeschränkt von jeglichen Hindernissen sein. Lediglich ein paar Sträucher und kleinere Bäume (rund 5-6 m hoch) in Richtung Norden könnten die Messungen etwas verfälschen. Aufgrund der umliegenden Vegetation ist ein aussagekräftiges Foto aus nördlicher Sicht nicht möglich. Unmittelbar in der Nähe (siehe Skizze) befindet sich ausserdem ein Funkmast. Dieser sollte die Messungen nicht beeinträchtigen.



(a) Nordansicht



(b) Ostansicht



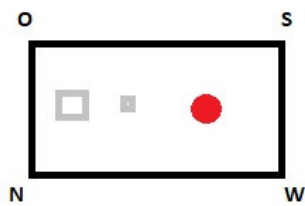
(c) Südansicht



(d) Westansicht

Abbildung 33: TAWES Station Bernstein

Bruckneudorf (11394)



Die Wetterstation in Bruckneudorf weist eine Seehöhe von 166 m auf und steht in der Nähe eines Bauernhofes frei von jeglichen Hindernissen auf einer (zu diesem Zeitpunkt gemähten) Wiese. Die Windmessung ist uneingeschränkt möglich. Ein Foto aus Osten ist aufgrund Betreten eines fremden Grundstückes nicht möglich gewesen.



(a) Nordostansicht



(b) Nordansicht



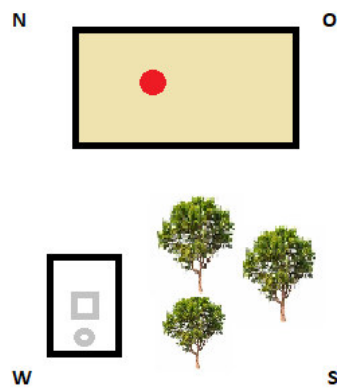
(c) Südansicht



(d) Westansicht

Abbildung 34: TAWES Station Bruckneudorf

Eichberg (11398)



Die Wetterstation in Eichberg liegt auf rund 692 m ausserhalb des Ortes Eichberg, im Teil Kleinschlag auf dem Grundstück eines Gasthauses. Die Windmessung ist auf dem Dach des Hauses montiert, auf einer Höhe von etwa 15 m. Durch die Lage am Dach konnten nur Fotos aus zwei Himmelsrichtungen aufgezeichnet werden. Der weitere Teil der Messstation liegt wenige Meter entfernt im Garten. In Richtung WSW befinden sich mehrere Bäume, welche mind. eine Höhe von 10 m aufweisen, dies könnte zur Beeinträchtigung der Winderfassung führen.



(a) Südansicht



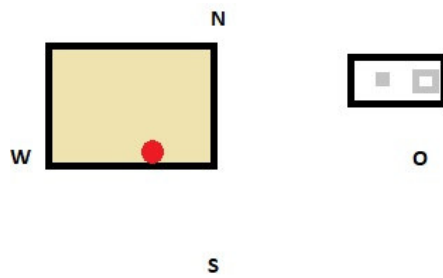
(b) Westansicht



(c) Nordwestansicht

Abbildung 35: TAWES Station Eichberg

Eisenstadt (11190)



Die Wetterstation in Eisenstadt befindet sich in der Nähe der Kaserne auf einer Seehöhe von 184 m. Der Windmast ist auf einem 7-stöckigen Gebäude der Energie Burgenland montiert, aus diesem Grund war es nicht möglich Fotos aus West und Norden aufzunehmen. Die weiteren meteorologischen Parameter werden im Garten des Grundstücks gemessen.



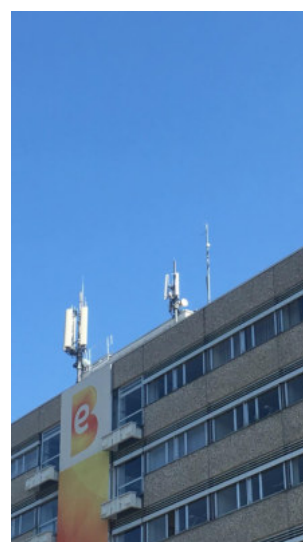
(a) Ostansicht



(b) Ostansicht (2)



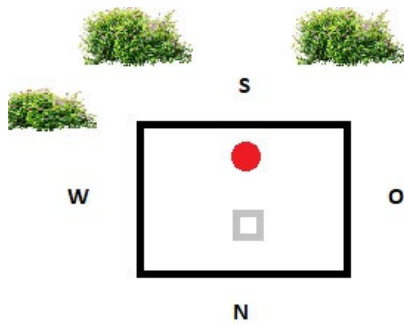
(c) Südansicht



(d) vergrößerte Ansicht aus Süd

Abbildung 36: TAWES Station Eisenstadt

Feldbach (11298)



Die Wetterstation in Feldbach liegt ausserhalb der Stadt in einem Garten auf einer Meereshöhe von 323 m, etwas exponiert am sogenannten Kalvarienberg. Die Station steht frei von jeglichen Hindernissen, somit sollte bei der Windmessung keine Einschränkung vorliegen.



(a) Nordansicht



(b) Ostansicht



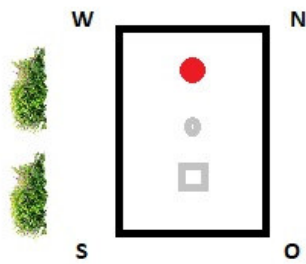
(c) Südansicht



(d) Westansicht

Abbildung 37: TAWES Station Feldbach

Fürstenfeld (11246)



Die Wetterstation in Fürstenfeld liegt auf einer Seehöhe von 271 m. Sie ist etwas vom Zentrum abgelegen und befindet sich auf einem Grundstück eines Bauernhofes. Die Windmessung sollte keine Einschränkungen mit sich bringen, der Messmast steht frei ohne jegliche Hindernisse.



(a) Nordansicht



(b) Ostansicht



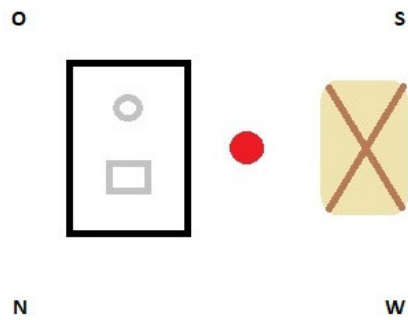
(c) Südansicht



(d) Westansicht

Abbildung 38: TAWES Station Fürstenfeld

Gleisdorf (11247)



Die Wetterstation in Gleisdorf liegt etwas ausserhalb der Stadt auf einem landwirtschaftlichen Gelände (Tieberhof), die Seehöhe beträgt 377 m. Die Einrichtung steht frei von jeglichen Hindernissen, somit dürfte auch die Windmessung ohne Einfluss von Hindernissen (Bäume, etc.) funktionieren.



(a) Nordansicht



(b) Ostansicht



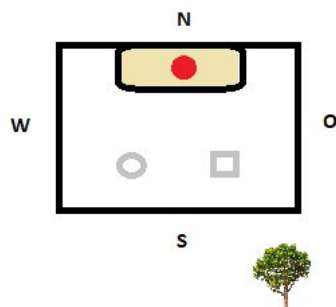
(c) Südansicht



(d) Westansicht

Abbildung 39: TAWES Station Gleisdorf

Guessing (11198)



Die Wetterstation in Güssing befindet sich mitten in der Stadt neben einigen Gebäuden auf einer Meereshöhe von 215 m. Der Windmast ist dabei auf einem Dach montiert, daher ist ein Foto aus Nord nicht möglich. Dadurch, dass die Messung auf einem Dach erfolgt, wird höher gemessen als bei den anderen Wetterstationen (geschätzt 15-20 m). Die Windmessung sollte aus allen Himmelsrichtungen weitgehend uneingeschränkt sein.



(a) Ostansicht



(b) Ostansicht näher



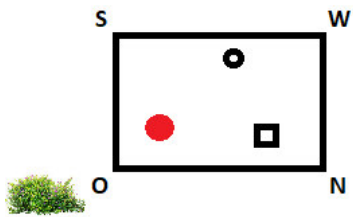
(c) Südansicht



(d) Westansicht

Abbildung 40: TAWES Station Güssing

Gumpoldskirchen (11082)



Die Wetterstation in Gumpoldskirchen liegt etwas ausserhalb des Ortes in unmittelbarer Nähe des Fußballplatzes. Die Seehöhe beträgt 212 m. Die Messeinrichtung steht frei von Hindernissen, lediglich ein höherer Strauch (geschätzt 3 m) in östlicher Richtung könnte die Messung etwas beeinträchtigen.



(a) Nordansicht



(b) Ostansicht



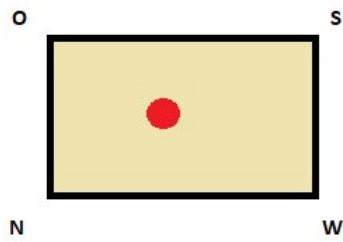
(c) Südansicht



(d) Westansicht

Abbildung 41: TAWES Station Gumpoldskirchen

Hartberg (11390)



Die Wetterstation in Hartberg befindet auf einer Seehöhe von 330 m in der Nähe des Stadtzentrums beim Bundesschulzentrum. Die Windmesseinrichtung ist am Dach einer Schule montiert, wobei die Höhe des Gebäudes auf ca. 30 m geschätzt wird. Die Messung des Windes dürfte dann ca. auf 35 m erfolgen. Durch die Lage kann nur eine Ansicht aus West aufgenommen werden. Der weitere Teil der Wetterstation ist zum Zeitpunkt der Besichtigung nicht auffindbar.



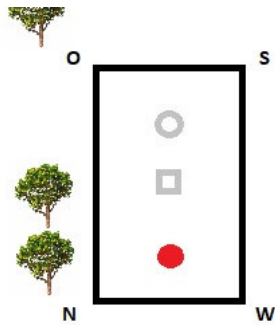
(a) Westansicht



(b) Vergrößerte Ansicht aus West

Abbildung 42: TAWES Station Hartberg

Kleinzicken (11192)



Die Wetterstation in Kleinzicken befindet sich auf einer Seehöhe von 265 m mitten in der Ortschaft in einem Garten. In diesem stehen aus Sicht der Station in Richtung Nord bzw. West einige Apfelbäume, mit einer Höhe von ca. 5 m, welche die Messung leicht verfälschen könnten. Frei von jeglichen Einschränkungen sind Winde aus südlichen Richtungen messbar.



(a) Nordansicht



(b) Ostansicht



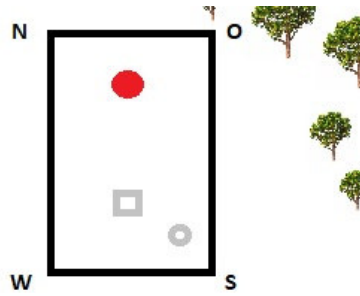
(c) Südansicht



(d) Westansicht

Abbildung 43: TAWES Station Kleinzicken

Kroisegg (8989042)



Die Wetterstation in Kroisegg befindet sich mitten im Ort in einem Garten auf einer Höhe von 444 m ü.A.. Ein Foto aus Ost ist aufgrund von Bäumen in unmittelbarer Nähe und Betreten eines fremden Grundstückes nicht besser aufzunehmen. Einschränkungen sind aus östlicher Windrichtung möglich, in welcher sich einige Bäume befinden. Diese weisen allerdings eine geringere Höhe als der Windmast auf.



(a) Nordansicht



(b) Ostansicht



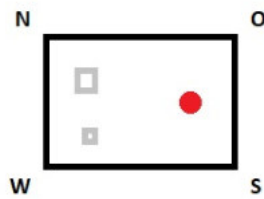
(c) Südansicht



(d) Westansicht

Abbildung 44: TAWES Station Kroisegg

Krumbach (11386)



Die Wetterstation in Krumbach steht auf dem Grundstück der Abfallsammelstelle der Gemeinde auf einem Hügel. Die Seehöhe beträgt 545 m. Die Messeinrichtung steht grundsätzlich frei von Hindernissen (Bäumen, Gebäuden,..), allerdings könnte die Lage einen Einfluss auf Winde aus Nord und Ost haben. Die Station befindet sich in diesem Fall nicht am höchsten Punkt der Anhebung, sondern mittig einer Steigung, somit ist es möglich, dass Winde aus Nord und Ost etwas abgeschwächt gemessen werden.



(a) Nordansicht



(b) Ostansicht



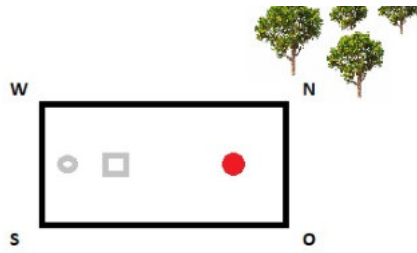
(c) Südansicht



(d) Westansicht

Abbildung 45: TAWES Station Krumbach

Lutzmannsburg (11393)



Die Wetterstation in Lutzmannsburg befindet sich auf einer Meereshöhe von 201 m mitten in der Ortschaft in einem Garten. Hier ist anzumerken, dass sich in Richtung Nordosten einige hohe Bäume (gut 10-12 m hoch) befinden (siehe Südansicht) und dadurch besonders die Messung von NO-Winde verfälscht werden könnte. Ein Foto mit Nordansicht konnte leider nicht aufgenommen werden, da das Betreten eines anderen Grundstück zu diesem Zeitpunkt nicht möglich war. Die Windmessung aus allen anderen Himmelsrichtungen sollte uneingeschränkt sein.



(a) Ostansicht



(b) Südansicht 1



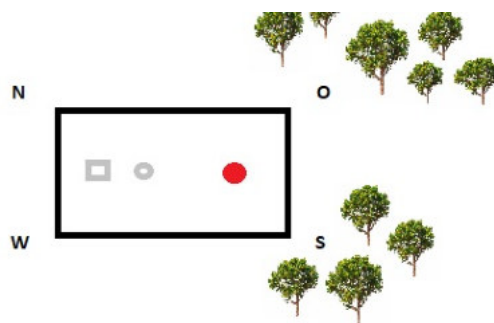
(c) Südansicht 2



(d) Westansicht

Abbildung 46: TAWES Station Lutzmannsburg

Mattersburg (11189)



Die Wetterstation befindet auf einer Seehöhe von 284 m und liegt etwas ausserhalb von Mattersburg auf einem kleinen Hügel zwischen einem Wald- und Wiesengrundstück. In unmittelbarer Nähe befinden sich einige höhere Bäume (rund 6-7 m hoch), welche die Messung von Süd- und Ostwinden möglicherweise einschränken könnten. In Richtung Westen und Norden gibt es keine Hindernisse.



(a) Nordansicht



(b) Ostansicht



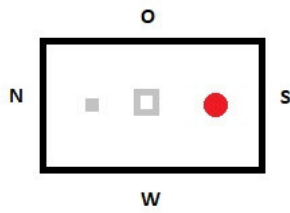
(c) Südansicht



(d) Westansicht

Abbildung 47: TAWES Station Mattersburg

Neudorf bei Landsee (11258)



Die Wetterstation in Neudorf bei Landsee befindet sich mitten im Ort auf einer Seehöhe von 429 m. Die Wetterstation steht dabei frei von jeglichen Hindernissen und die Windmessung ist aus allen Himmelsrichtungen uneingeschränkt möglich.



(a) Nordansicht



(b) Ostansicht



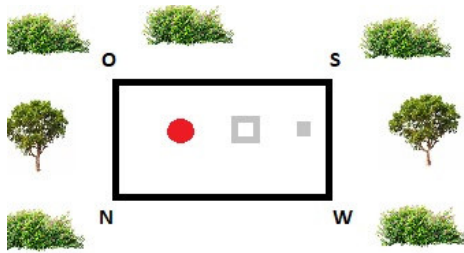
(c) Südansicht



(d) Westansicht

Abbildung 48: TAWES Station Neudorf

Neusiedl am See (11072)



Die Wetterstation in Neusiedl am See liegt auf einer Höhe von 117 m ü.A. etwas außerhalb der Stadt. Im Umkreis von einigen Metern befinden sich zwar einige Sträucher und Bäume, die Windmessung dürften allerdings kaum Einschränkungen mit sich bringen.



(a) Nordansicht



(b) Ostansicht



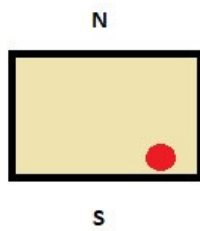
(c) Südansicht



(d) Westansicht

Abbildung 49: TAWES Station Neusiedl am See

Neusiedl (11194) - alt



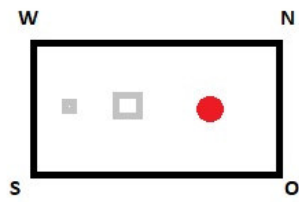
Die Wetterstation in Neusiedl befindet sich mitten in der Stadt auf dem Dach einer Volksschule. Die Seehöhe beträgt 148 m. Die Station ist zum Zeitpunkt der Besichtigung (Grund: Sommerferien) nicht aufzufinden gewesen, lediglich die Windmessung am Dach konnte von einer Seite aus dokumentiert werden. Die Höhe des 4-stöckigen Gebäudes wird auf ca. 40 m geschätzt.



(a) Südansicht

Abbildung 50: TAWES Station - Windmessung Neusiedl

Podersdorf (11084)



Die Wetterstation in Podersdorf liegt auf einer Meereshöhe von 116 m. Sie befindet sich direkt am See und steht frei von jeglichen Hindernissen. Die Windmessung erfolgt ohne Einschränkungen.



(a) Nordansicht



(b) Ostansicht



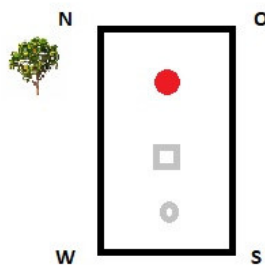
(c) Südansicht



(d) Westansicht

Abbildung 51: TAWES Station Podersdorf

Rechnitz (11396)



Die Wetterstation in Rechnitz befindet sich etwas ausserhalb des Ortes auf einem uneingeschränkten Gelände auf einer Seehöhe von 308 m. Da sich in unmittelbarer Nähe kaum hohe Bäume oder andere Hindernisse befinden, liegt die Messung des Windes weitgehend frei. Lediglich ein Baum (ca. 5m hoch) steht zwischen nordlicher und westlicher Anströmungsrichtung.



(a) Nordansicht



(b) Ostansicht



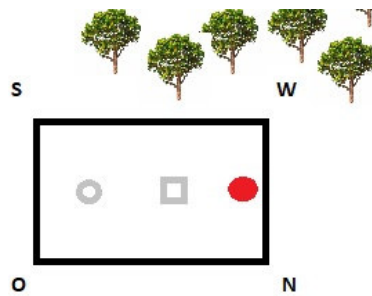
(c) Südansicht



(d) Westansicht

Abbildung 52: TAWES Station Rechnitz

Wörterberg (11392)



Die Station in Wörterberg liegt auf einer Meereshöhe von 404 m und befindet sich auf einem Grundstück eines Bauernhofes. Ein Foto mit Westansicht ist nicht möglich, da auf dieser Seite einige Sträucher/Bäume bzw. eine Böschung folgen. Anzumerken ist, dass der Windmast etwas höher erscheint als 10 m. Bei der Windmessung sollte es (durch die niedrigeren Bäume) kaum Einschränkungen geben.



(a) Nordansicht



(b) Ostansicht 1



(c) Ostansicht



(d) Südansicht

Abbildung 53: TAWES Station Wörterberg

Wiener Neustadt (11182)

Die Station in Wiener Neustadt befindet sich auf dem Grundstück der Kaserne der Stadt. Ein freier Zugang war aus diesem Grund zum Besichtigungszeitpunkt nicht möglich. Die Windmessrichtung konnte nicht aufgefunden werden.

Quellen

- ZAMG-Dokumentation (PDF),
URL: <https://www.zamg.ac.at/cms/de/klima/messnetze/wetterstationen>