



Akkreditiert nach
DIN EN ISO/IEC 17025:2005



Zertifiziert nach
ISO 9001: 2008

GMS PROFIWIND

Ertragsvorhersagestudie 2015

Für 16 Windparks

M.Sc. Meteorologie Kerstin Schäfer und Dipl. Informatik Carsten Albrecht

AL-PRO GmbH & Co. KG

Dorfstraße 100

26532 Großheide

Deutschland

E-Mail: kerstin.schaefer@al-pro.de, carsten.albrecht@al-pro.de

Telefon: +49 (0) 49366986-0

Fax: +49 (0) 49366989-46

www.al-pro.de

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	3
2	Einführung in das Global Microcasting System GMS.....	5
2.1	GMS PROFIWIND SMART YIELD	5
2.1.1	Beschreibung eines neuronalen Netzes	6
2.2	GMS PROFIWIND Produkte	6
3	Studienteilnehmer und Windparks.....	8
4	Methodik	10
4.1	Datenaufbereitung.....	10
4.2	Auswertung	10
4.3	GMS SMART YIELD	10
5	Wetterlage.....	12
5.1	April 2015	12
5.2	Mai 2015.....	12
5.3	Juni 2015.....	13
5.4	Juli 2015	13
6	Ergebnisse	14
6.1	Auswertung des GMS PROFIWIND MicroCast	14
6.1.1	Zusätzliche Auswertung der Windmessungen	17
6.1.2	Zwischenfazit zur Auswertung des GMS PROFIWIND MicroCast.....	18
6.2	Auswertung des GMS PROFIWIND SMART YIELD	18
6.2.1	Zwischenfazit zur Auswertung des GMS PROFIWIND SMART YIELD	21
6.3	Vergleich zur GMS Windvorhersagestudie 2010.....	21
6.3.1	Zwischenfazit Vergleich zur Windvorhersagestudie 2010.....	23
7	Zusammenfassung und Diskussion.....	24
8	Danksagung.....	25
9	Literaturverzeichnis.....	25
10	Anhang.....	26

1 Einleitung

Der effektive Betrieb eines von den Umgebungsbedingungen, insbesondere vom Wetter abhängigen regenerativen Energieträgers wie der Windenergie erfordert naturgemäß die Kenntnis des in nächster Zukunft zu erwartenden Windangebots. Dieser an sich selbstverständliche Zusammenhang wurde im deutschen Windenergiemarkt lange durch die auf festen Einspeisetarifen beruhende Vergütungsstruktur des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) sowie dessen Vorläufer, dem Stromeinspeisegesetz, überdeckt. In den letzten Jahren haben in zunehmendem Maße Direktvermarktungskomponenten Eingang ins EEG gefunden, diese Tendenz wird sich mit dem kommenden Wechsel zu Ausschreibungsmodellen noch verstärken.

Der Handel der von Windenergieanlagen erzeugten Energie im Day Ahead Markt an der Leipziger Strombörse führt zum Bedarf an hochgenauen Vorhersagesystemen. Darüber hinaus ergibt sich entsprechender Bedarf beispielsweise auf folgenden Gebieten:

- Effektives Stromnetzmanagement basiert auf realistischen Kalkulationen der Einspeisemengen der einzelnen Windparks. Diese wiederum hängen stark von den Wind- und Wetterverhältnissen an den einzelnen Windparkstandorten ab.
- Die Stillstandzeit aufgrund von ungeeignetem Wind und Wetter während der Bauphase eines Windparks führt zum Teil zu beträchtlichen Zusatzkosten, die mit Hilfe einer genauen Wind- und Wetterprognose vermieden werden können.

Ein wichtiger Unterschied zwischen den Anforderungen an die Standard-Wettervorhersage und einer speziell für die Windenergie angepasste Wettervorhersage ist der Bedarf an detaillierten Vorhersagedaten im Bereich der atmosphärischen Grenzschicht, insbesondere der Bedarf an genauen Wind- und Böenwerten. Demgegenüber ist die untere Grenzschicht für eine Standard-Wettervorhersage nachrangig, dort interessieren zum einen die Werte sehr nahe der Oberfläche, zum anderen der geostrophische Bereich der Atmosphäre, in der sich die wesentlichen Wetterphänomene abspielen.

Auf Mesoskalenmodellen beruhende Wettervorhersagemethoden haben üblicherweise eine Modellauflösung von mehreren Kilometern. Diese Auflösung reicht bei weitem nicht aus, insbesondere nicht für Modellgebiete mit komplexem Gelände, wo bereits kleinräumige Variationen der Windströmung signifikante Auswirkungen auf den Windparkertrag haben können.

AL-PRO hat mit dem GLOBAL MICROCASTING SYSTEM GMS ein System mesoskaliger Wettervorhersagemodelle mit selbstlernenden Komponenten zur laufenden Vorhersageverbesserung entwickelt. Diese Produktlinie GMS PROFIWIND ist hierbei speziell auf die Bedürfnisse der Windindustrie abgestimmt.



GMS PROFIWIND bietet stündlich oder noch höher aufgelöste Wind-, Windertrags- und Wettervorhersagen mit höchstmöglicher Genauigkeit für eine Vorhersageperiode von mehreren Tagen.

Um die Qualität der GMS PROFIWIND Vorhersagen zu überprüfen und um die Hauptkomponenten von GMS PROFIWIND weiterzuentwickeln sowie deren Genauigkeit zu erhöhen, wurde eine viermonatige Studie beginnend am 01.04.2015 durchgeführt. Die Messdaten von insgesamt 16 deutschen Windparks standen für die vorliegende Studie zur Verfügung.

2 Einführung in das Global Microcasting System GMS

Im Januar 2015 startete AL-PRO mit dem Global Microcasting System GMS PROFIWIND ein eigenes mesoskaliges Wettervorhersagemodell, das speziell für die Prognose von Windenergieerträgen designt ist. Es läuft auf einem firmeneigenen Hochleistungscomputer.

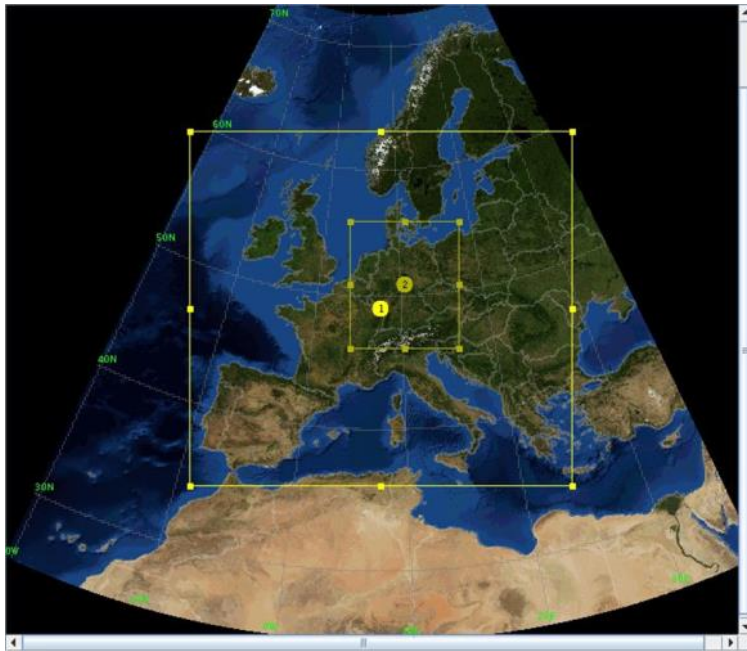


Abbildung 1, Größe der Modellgebiete

Gerechnet werden aktuell ein Deutschlandlauf und ein Europalauf, deren Auflösungen variieren. Der Deutschlandlauf wird mit einem Gitterpunktabstand von 4 km und eine Vorhersagezeit von 3 Tagen gerechnet. In

Abbildung 1 ist das Modellgebiet für den Europalauf und den Deutschlandlauf dargestellt.

2.1 GMS PROFIWIND SMART YIELD

Optimiert wird die GMS RPOFIWIND Vorhersage des GMS Modells mit Hilfe des GMS PROFIWIND SMART YIELD. Das GMS PROFIWIND SMART YIELD verbessert die Vorhersage durch die Verwendung neuronaler Netze. Neuronale Netze sind dafür bekannt komplexe und nichtlineare Zusammenhänge zu erkennen und zu lösen. Der Ansatz basiert auf dem Versuch der computerbasierten Nachbildung organischer Denk- und Lernprozesse durch entsprechende Strukturen.

2.1.1 Beschreibung eines neuronalen Netzes

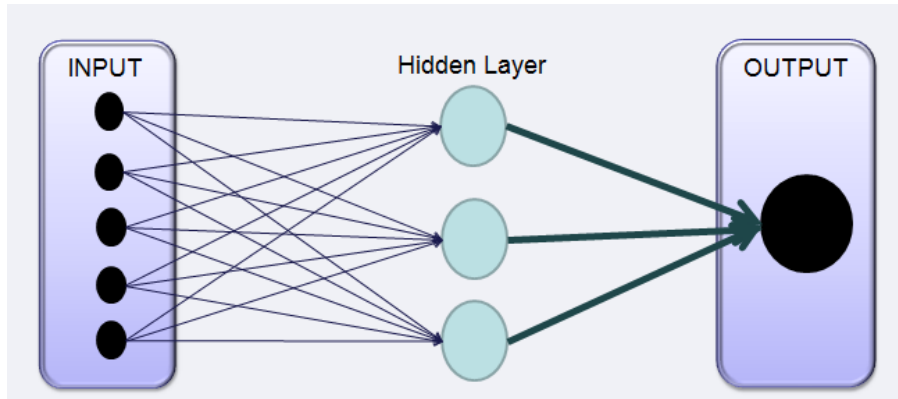


Abbildung 2, Aufbau eines neuronalen Netzes

In Abbildung 2 ist der schematische Aufbau eines neuronalen Netzes dargestellt. Es besteht typischerweise aus einem Satz an Eingangsparametern, einer oder mehreren versteckten Schichten und einem oder mehreren Ausgabeparameter. Die versteckten Schichten bestehen aus einzelnen Neuronen, in Abbildung 2 die türkisfarbenen Kreise. Neuronen entsprechen in der Nachbildung einer einzelnen organischen Nervenzelle und besitzen eine sehr einfache Transferfunktion, beispielsweise eine einfache Multiplikation mit einem festen Faktor, die eine Eingabe in eine Ausgabe transferiert. Die Eingabe ergibt sich üblicherweise durch gewichtete Addition der Eingangsparameter und einem Bias.

Der Schlüsselprozess ist das dem menschlichen Lernprozess nachempfundene Training des neuronalen Netzes. Beim Training erhält das neuronale Netz einen Satz von Eingangsparametern mit dazugehörigen, bekannten Ergebnissen. Durch iterative Anpassung der Gewichte und des Bias eines jeden Neurons, dem sogenannten Training, wird das neuronale Netz dazu gebracht, den Ausgangsdatensatz bestmöglich aus den Eingangsdaten zu reproduzieren. Anschließend werden in der Anwendung dem so trainierten Netz andere Eingangsdaten präsentiert, für die es die passenden Ergebnisse ermitteln soll.

In unserem Anwendungsfall bestehen die Eingangsdaten aus den Wetter-, Wind- und Ertragsprognosen und die Ausgangsdaten aus der Produktion jeder WEA eines Windparks. Das Training erfolgt mit einem Trainingsdatensatz, für den sowohl die Vorhersagen als auch die tatsächlichen Erträge bekannt sind.

2.2 GMS PROFIWIND Produkte

GMS PROFIWIND wird in 3 verschiedenen Varianten angeboten, um unterschiedliche Erfordernisse abzudecken:

1. **GMS PROFIWIND BASIC** bietet detaillierte, stündliche Windvorhersagen in unterschiedlichen Höhen und eignet sich für zeitnahe Anwendungen wie beispielsweise die Wartungsplanung von WEA.



2. **GMS PROFIWIND FARM YIELD** erweitert das Produkt BASIC um den GMS YIELD PREDICTOR – ein Verfahren, das Algorithmen zur Modellierung von WEA unterschiedlichen Typs und unterschiedlicher Bauart verwendet. Der GMS YIELD PREDICTOR simuliert Windfluktuationen und WEA-induzierte Turbulenzen innerhalb der Stundenperioden in einem Windpark und ermöglicht damit detaillierte Ertragsvorhersagen für die Einzelanlagen oder aufsummiert für den gesamten Windpark.
3. **GMS PROFIWIND PREMIUM** ist sowohl für die Windvorhersage als auch für die Ertragsvorhersage erhältlich und beinhaltet zusätzlich GMS PROFIWIND SMART YIELD - ein Verfahren, das die Vorhersage mit Hilfe von neuronalen Netzalgorithmen, die aus Vorhersageabweichungen lernen und diese automatisch korrigieren, maßgeblich verbessert.

3 Studienteilnehmer und Windparks

An der GMS Studie 2015 haben 4 Windparkbetreiber mit 16 Windparks teilgenommen. Die Windparks erstreckten sich von Mittel- bis Norddeutschland in überwiegend einfachem Gelände. Die beiden Windparks Salzhemmendorf und Kuhschnappel liegen in semikomplexem Gelände und die Windparks des Betreibers Westfalenwind in semikomplex bis komplexem Gelände. Von insgesamt 100 Windenergieanlagen standen die Daten vom Windenergieertrag, der Windrichtung und der Windgeschwindigkeit 10-minütlich zur Verfügung. Zusätzlich wurden auch die Statuscodes mitgeliefert, um Perioden mit ungeeignetem Betriebsverhalten zu identifizieren. Der Datenzeitraum erstreckte sich von Anfang April bis Ende Juli. Die Daten von April bis Juni wurden zum Training des GMS PROFIWIND SMART YIELDS verwendet und die Daten des Julis zur Validierung. Zusätzlich wurden die Trainingsdaten noch in einen Monat, den Juni, und in drei Monate (April bis Juni) aufgeteilt um zu untersuchen, ob sich bereits nach einem Monat eine Verbesserung der Vorhersage einstellt.

Tabelle 1 Details zu den Studienteilnehmern und Windparks

Betreiber	Windpark Name	WEA	Nabenhöhe	Breite	Länge
eab New Energy	Pegau	2 x E-70	113 m	51,1811°	12,2372°
eab New Energy	Kuhschnappel	1 x E-48/8.48	78 m	50,8152°	12,6345°
eab New Energy	Sendenhorst	2 x GE 1.5sl & 5 x GE 2.3	100 m / 93 m	51,8439°	7,7871°
eab New Energy	Wulkow	5 x V90	105 m	52,4010°	14,4414°
Landwind	Baddeckenstedt	4 x E-82 & 4 x E-66/18.70	96 m / 65 m	52,0655°	10,2997°
Landwind	Gevensleben	5 x E-66/18.70 & 5 x E-70 E4	65 m / 113.5 m	52,0705°	10,7986°
Landwind	Harmshagen	3 x E-70 E4	113.5 m	53,7969°	11,2762°
Landwind	Salzhemmendorf	5 x E-82	108 m	52,0788°	9,6528°
Landwind	Söllingen	15 x GE 2.3 & 2 x E-82 E2	100 m / 108 m	52,0780°	10,9484°
Landwind	Uhrsleben	13 x E-66/18.70	98 m	52,1892°	11,2754°
SL Naturenergie	Alpen-Veen	3 x E-66/18.70	98 m	51,6043°	6,4630°
SL Naturenergie	Coesfeld	1 x E-58/10.58 & 2 x E-66/18.70	70 m / 86 m	51,9283°	7,2206°
SL Naturenergie	Werl	4 x E-66/18.70	98 m	51,5382°	7,9773°
Westfalenwind	Pfluglinde	4 x E-82 E2	138.4 m	51,5351°	8,6499°
Westfalenwind	Wewelsburg	11 x E-82 E2	138.4 m	51,5833°	8,6572°
Westfalenwind	Weiberg	5 x E-82 E2	138.4 m	51,5251°	8,5746°



Abbildung 3, räumliche Verteilung der Windparks

4 Methodik

4.1 Datenaufbereitung

Bei der Auswertung wurde wie folgt vorgegangen: Zunächst wurden alle gemessenen Daten eingelesen und einem umfangreichen Filterungsprozess unterzogen. Hierbei fand ein von AL-PRO entwickeltes Verfahren, das unter anderem auch zur Performanceanalyse von bestehenden Windparks eingesetzt wird, Verwendung. Neben den Statuscodes und bekannten, sonstigen Betriebseinschränkungen wie z. B. nächtliche Schallabsenkungen, Einspeisemanagement, etc. werden hierbei die Betriebsdaten der einzelnen WEA eines Windparks einer gegenseitigen Korrelationsanalyse unterzogen und unplausible Werte identifiziert.

Aufgrund der nach dem Filterprozess zu geringen Datenbasis für den Auswertemonat Juli wurden die Windparks Söllingen, Sendenhorst, Pfluglinde und Baddeckenstedt nicht für die Auswertung verwendet.

4.2 Auswertung

Sowohl die direkten Ergebnisse der GMS PROFIWIND Vorhersagen für die Windparks als auch die mit GMS PROFIWIND SMART YIELD optimierten Resultate werden anhand folgender Kennzahlen analysiert:

Zur statistischen Auswertung wird aus den gemessenen und berechneten Werten die Korrelation oder auch das Bestimmtheitsmaß (R^2) berechnet. Diese zeigen an, wie gut die Vorhersage mit den gemessenen Werten übereinstimmt. Dabei ist 1 das beste Ergebnis und 0 bedeutet keinen linearen statistischen Zusammenhang.

Zusätzlich wurden der mittlere absolute Fehler (MAE) und die Wurzel der mittleren Fehlerquadratsummen (RMSE) berechnet. Dabei zeigt der MAE wie groß der mittlere Fehler ist:

$$\text{MAE} = \frac{\sum |X_i - Y_i|}{n} \quad (X = \text{gemessene Werte}; Y = \text{berechnete Werte}; n = \text{Anzahl der Werte})$$

Und der RMSE betont im Vergleich zum MAE größere Fehler mehr als kleinere.

$$\text{RMSE} = \sqrt{\frac{\sum (X_i - Y_i)^2}{n}}$$

Weiterhin wird der BIAS eine systematische Abweichung zwischen gemessenen und berechneten Werten berechnet. (Wilks, 2006)

4.3 GMS PROFIWIND SMART YIELD

Für das Design neuronaler Netze gibt es generell keine Patentlösung. Folglich besteht ein erster, wesentlicher Schritt des GMS PROFIWIND SMART YIELD darin, die für jede WEA und jeden Windpark optimale Netzstruktur und Eingangparameter zu ermitteln. Diese hängt erheblich von Art und Umfang des

verfügbaren Trainingsdatensatzes ab. Für die hier gegebene Problemstellung sind üblicherweise Datensätze wünschenswert, die mindestens einen, besser zwei komplette Jahresgänge enthalten, um die oft komplexen und von der Jahreszeit abhängigen meteorologischen Abhängigkeiten zu erkennen. Ein solcher Datenumfang stand für die vorliegende Studie nicht zur Verfügung. Es darf angesichts des Datenvolumens von nur 3 Monaten erwartet werden, dass relativ einfach strukturierte Netze und überschaubare Eingangsparameter (Windgeschwindigkeit, -richtung, berechneter Ertrag, evtl. noch Temperatur und oder Windscherung) die besten Ergebnisse liefern.

Damit wird sich ein entscheidender Vorteil von GMS PROFIWIND, nämlich der aufgrund des eigenen MicroCast Vorhersagemodells bestehende Zugriff auf nahezu beliebig viele weitere Vorhersageparameter, die zur Mustererkennung und Problemlösung geeignet erscheinen, erst später bei Vorliegen längerer Trainingszeiträume auswirken.

In dieser Studie wurden dann die auf Basis der jeweiligen Trainingszeiträume (ein oder drei Monate) optimal strukturierten neuronalen Netze auf den Juli angewendet und, ebenso wie die untrainierte Vorhersage, mit Hilfe der genannten Parameter ausgewertet.

Hierbei muss noch unterschieden werden, wie weit in der Zukunft die Vorhersagewerte liegen – für Zeiträume von mehreren Tagen ist mit größeren Abweichungen zu rechnen als bei nur wenigen Stunden. Hierzu wurde die Vorhersage in Vorhersagehorizonte eingeteilt, die je 6 Stunden umfassen. Eine über 3 Tage laufende Vorhersage teilt sich folglich in 12 Horizonte auf. Dabei bedeutet Horizontnummer 1 den zeitnahesten Modellauf, die nächsten 6 Stunden. Die Day Ahead Vorhersage ist demzufolge der Horizont Nr. 5.

5 Wetterlage

5.1 April 2015

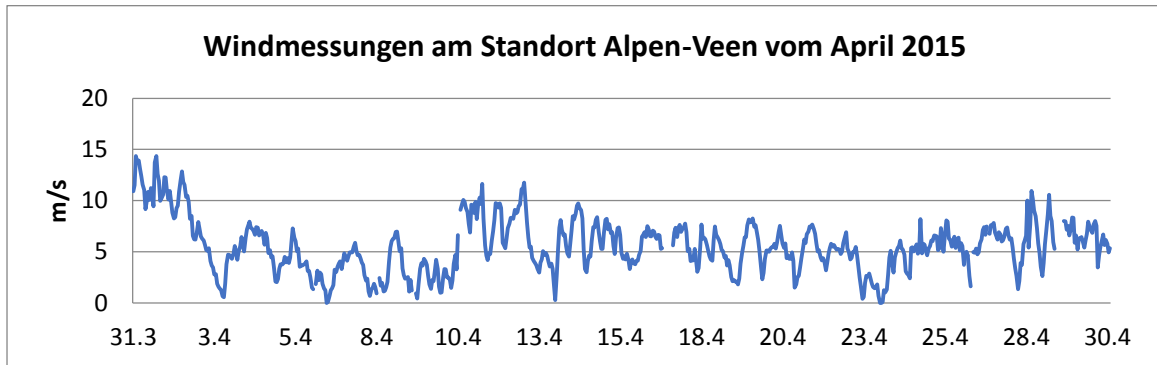


Abbildung 4 Windmessungen am Standort Alpen-Veen vom April 2015

Ende März zog das Sturmtief „Niklas“ über Deutschland hinweg und sorgte für hohe Sturmschäden. Wie in Abbildung 4 für Alpen-Veen zu sehen ist, schwächte sich der Wind Anfang April langsam ab und wurde durch eine kurze Hochdruckwetterlage abgelöst. Diese dauerte allerdings nicht lange. Ab dem 10. April wurde es für ein paar Tage wieder etwas windiger, bevor das zweite Hochdruckgebiet im April erneut für windschwaches Wetter sorgte. Ende April löste sich die Hochdruckwetterlage wieder auf und es wurde windiger. Im Gesamten war es der viertsonnigste April seit Beginn der Wetteraufzeichnungen, er war auch deutlich zu warm im Vergleich zum Zeitraum von 1960 bis 1991. [4]

5.2 Mai 2015

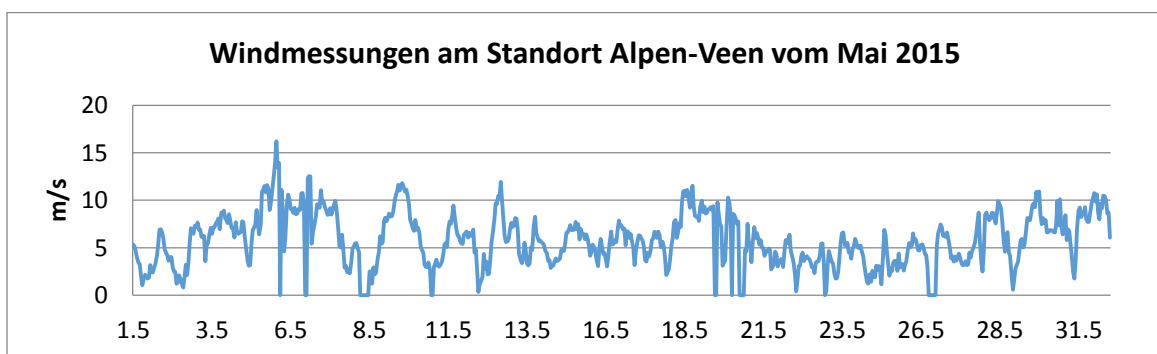


Abbildung 5 Windmessungen am Standort Alpen-Veen vom Mai 2015

Der Mai war dreigeteilt, im Norden wolkelig und kühl, in der Mitte sehr trocken und im Süden sehr niederschlagsreich. [5] Die Windmessungen am Standort Alpen-Veen (Abbildung 5) zeigen einige Windspitzen in der ersten Monatshälfte und eine windschwache Periode in der zweiten.

5.3 Juni 2015

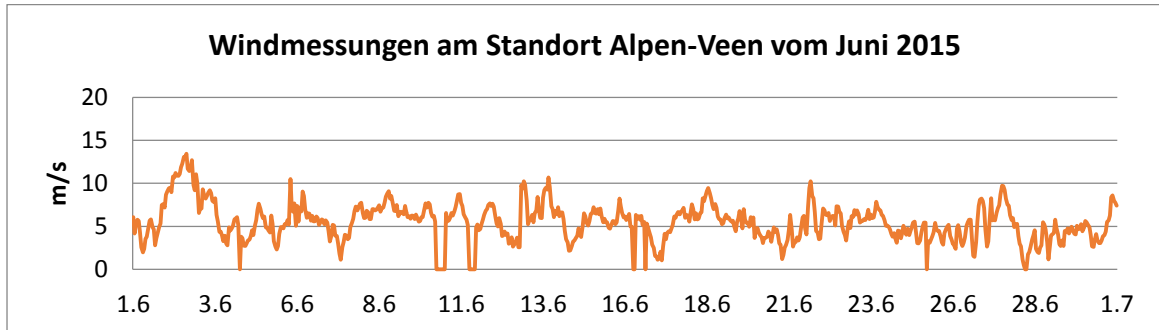


Abbildung 6 Windmessungen am Standort Alpen-Veen vom Juni 2015

Große Dürren bestimmten das Wetter in Mittel- und Norddeutschland im Juni 2015. [6] Begleitet wurde dies von einem sehr geringen Windangebot, wie in Abbildung 6 zu sehen ist.

5.4 Juli 2015

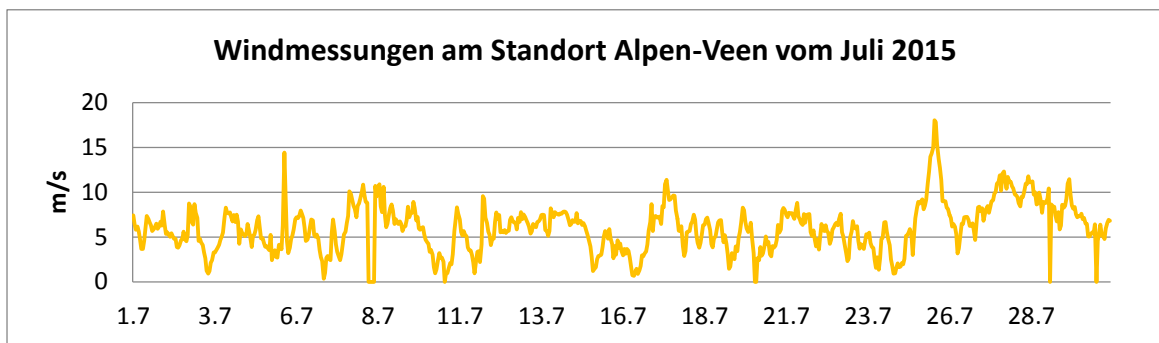


Abbildung 7 Windmessungen am Standort Alpen-Veen vom Juli 2015

Im Juli fielen vielerorts die Hitzerekorde. In Kitzingen wurde sogar der heißeste Tag seit Beginn der Wetteraufzeichnungen gemessen. Zum Ende der Hitzeperiode stürmte das Sturmtief „Zeljko“ über Deutschland. [7]

Das Sturmtief des 25. Juli zeigt sich deutlich in den Windmessungen am Standort Alpen-Veen (Abbildung 7). Mit 18 m/s werden an diesem Tag die höchsten Messwerte des betrachteten Zeitraums gemessen. Der restliche Monat zeigt überwiegend durchschnittliche Windgeschwindigkeiten.

6 Ergebnisse

Im Folgenden soll das GMS PROFIWIND MicroCast validiert werden und die Qualität des GMS PROFIWIND FARM YIELD analysiert werden. Weiterhin wird untersucht, welchen Einfluss das GMS PROFIWIND SMART YIELD mit einem Monat und drei Monaten Trainingsdaten auf das GMS PROFIWIND FARM YIELD haben. Außerdem wird noch ein Vergleich zu der GMS Studie 2010 gezogen.

6.1 Auswertung des GMS PROFIWIND MicroCast

Für diese Studie werden überwiegend der zeitnahe Modelllauf (Horizont 1) und der Day Ahead (Horizont 5) sowie der Horizont 9 (Übernächster Tag) und Horizont 12 (Tag 3) untersucht. In Abbildung 8 ist die Korrelation R für die beschriebenen Horizonte für alle Windparks dargestellt. Es zeigt sich, dass die Korrelationen im 1. und 5. Horizont mit im Mittel 83 % sehr hoch sind. Diese reduzieren sich für die beiden anderen Horizonte auf 75 % (9. Horizont) und 73 % (12. Horizont). Im Weiteren ist zu sehen, dass keine großen Unterschiede zwischen den Windparks auftreten. Die beste Korrelation mit 89 % für den 1. Horizont ergibt sich für Harmshagen.

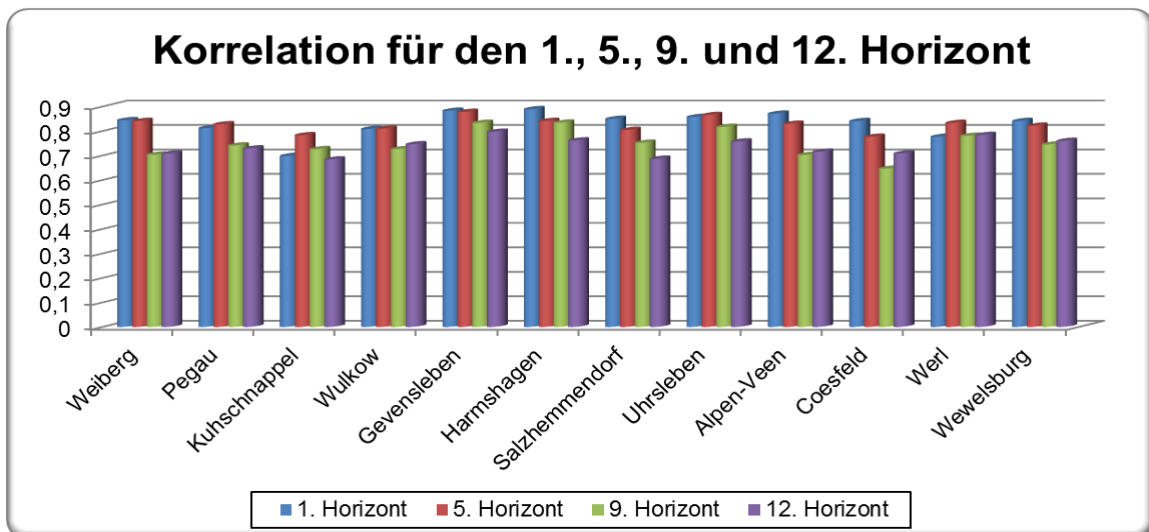


Abbildung 8 Korrelation für den 1., 5., 9. und 12. Horizont

Für den 5. Horizont hat Gevensleben die besten Zusammenhänge, dies zeigt sich auch im Bestimmtheitsmaß R^2 in Abbildung 8 mit 0,7717. Die schlechtesten Werte für den 5. Horizont erzielte Coesfeld mit einem Bestimmtheitsmaß von 0,6037. Die Scatterplot Darstellungen für die anderen Windparks befinden sich im Anhang.

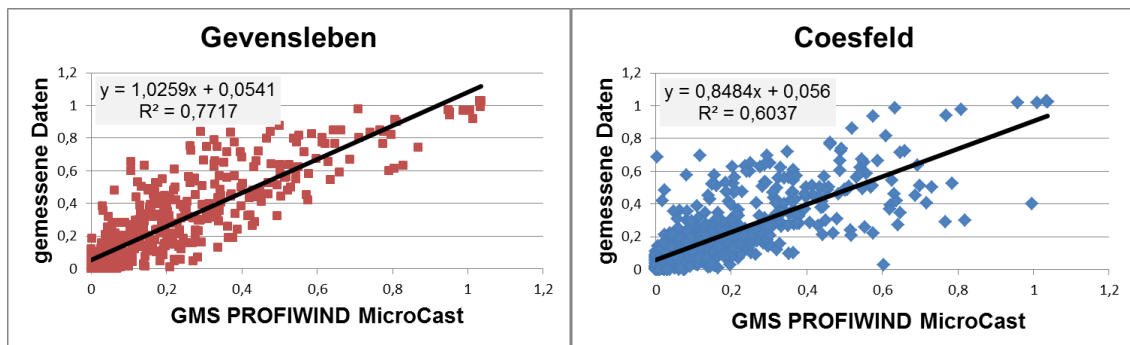


Abbildung 9 Scatterplot Darstellungen für Gevensleben (links) und Coesfeld (rechts)

Die überwiegend sehr gute Übereinstimmung zwischen den gemessenen Werten und bereits dem untrainierten GMS PROFIWIND MicroCast zeigt sich auch in Abbildung 10 für den Windpark Werl. Zusätzlich sind hier schon die beiden GMS PROFIWIND SMART YIELD Ergebnisse für einen Monat und 3 Monate Trainingsdaten eingetragen. Für die anderen Windparks befindet sich der Verlauf des gemessenen Energieertrages und des berechneten Energieertrages im Anhang 3.

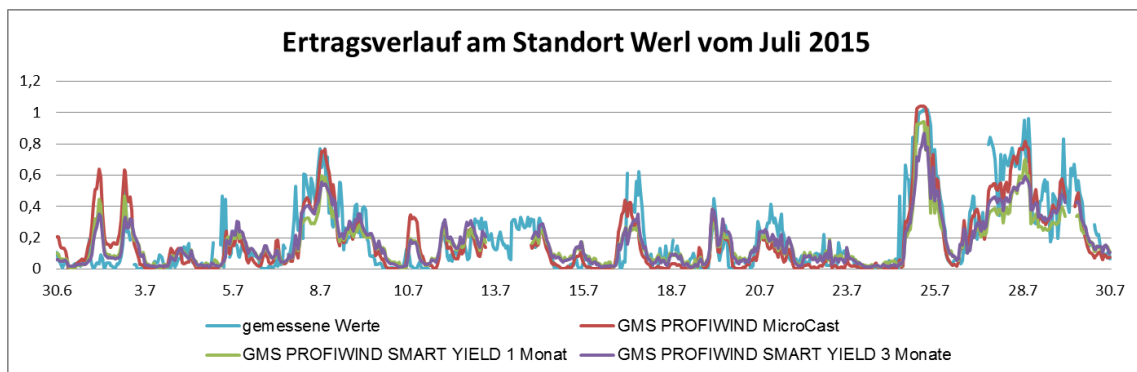


Abbildung 10 Windenergieertragsverlauf im Juli 2015 am Windpark Werl

Auch beim RMSE bestätigen sich die guten Ergebnisse für das GMS PROFIWIND MicroCast. In Abbildung 11 wurde der über alle Windparks gemittelte RMSE für alle Horizonte aufgetragen. Es zeigt sich, dass der RMSE für die ersten 5 Horizonte sehr gut bei ungefähr 14 % liegt. Danach nimmt aufgrund der Vorhersagezeit auch der Fehler zwischen gemessenen und berechneten Werten zu. Allerdings ergibt sich auch beim 12. Horizont, also der 3 Tagesvorhersage, noch ein Wert von 17 %. Eine Darstellung der RMSE für jeden Windpark ist in Anhang 2 zu finden.

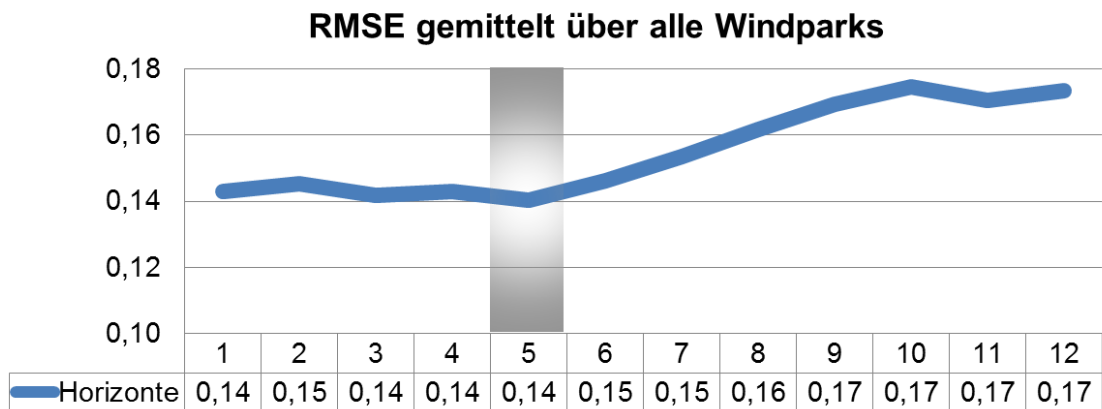


Abbildung 11 RMSE gemittelt über alle Windparks für alle Horizonte

Bei der spezifischen Betrachtung des MAE für den 5. Horizont für alle Windparks in Abbildung 12 zeigt sich, dass der relative mittlere absolute Fehler zwischen 7,5 % für Alpen-Veen und 12,6 % für Wulkow liegt. Somit sind alle Windparks ähnlich gut und es fällt kein Zusammenhang zur Komplexität des Geländes auf.

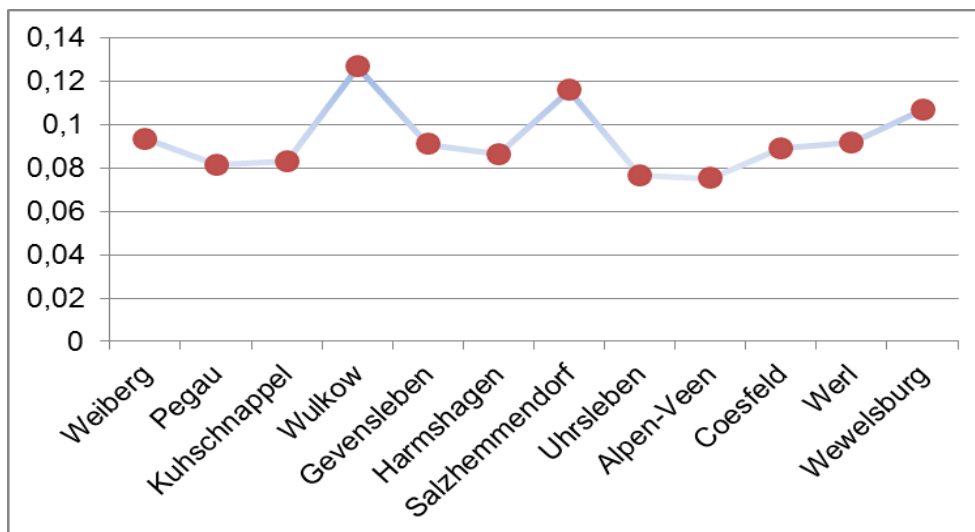


Abbildung 12 Relativer MAE für den 5. Horizont für alle Windparks

In Abbildung 13 zeigt sich, dass der BIAS für alle Windparks für den 1. Horizont negativ ist. Das bedeutet, dass das Model die gemessenen Werte grundsätzlich unterschätzt, allerdings fällt die Unterschätzung bei fast allen Parks sehr gering aus. Die einzige Ausnahme stellt Wulkow da. Hier ist der BIAS ab dem 5. Horizont ganz leicht positiv, für den 5. Horizont sogar nahezu bei 0. Für die beiden anderen Horizonte nimmt der BIAS dann auf 0,015 beziehungsweise 0,014 zu. Diese Werte sind ausgesprochen gut. Aber auch die anderen Windparks haben zum Teil sehr geringe Werte, wie Harmshagen im 5. Horizont mit -0,015 und Werl auch im 5. Horizont mit -0,013. Auffällig ist, dass der 5. Horizont fast immer bessere Werte erzielt als der erste. Ein ähnliches

Verhalten hat sich bereits für den RMSE in Abbildung 11 gezeigt. Auch hier ist der 5. Horizont besser als der 1.

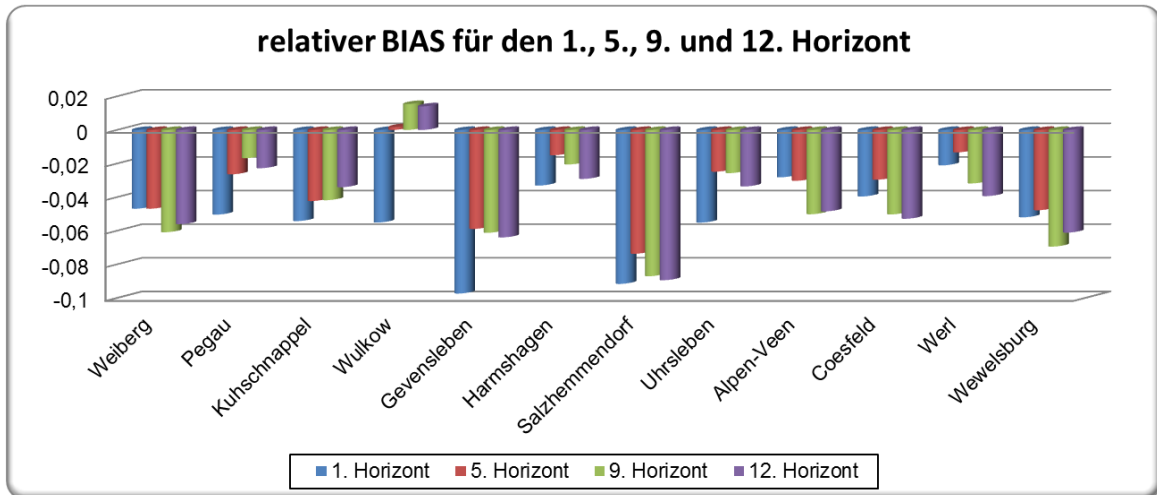


Abbildung 13 Relativer BIAS für den 1.,5.,9. und 12. Horizont für alle Windparks

6.1.1 Zusätzliche Auswertung der Windmessungen

Bei der Gegenüberstellung der mit den Gondelanemometern gemessenen und der von GMS PROFIWIND MicroCast vorhergesagten Windgeschwindigkeiten ergibt sich eine sehr gute Übereinstimmung. Dies ist in Abbildung 14 beispielhaft für den Standort Gevensleben gezeigt, die Windgeschwindigkeitsverläufe für die anderen Windparks befinden sich im Anhang. Auch in der Scatterplot Darstellung (Abbildung 15) ergibt sich für den 5. Horizont ein sehr gutes Bestimmtheitsmaß von 0,72.

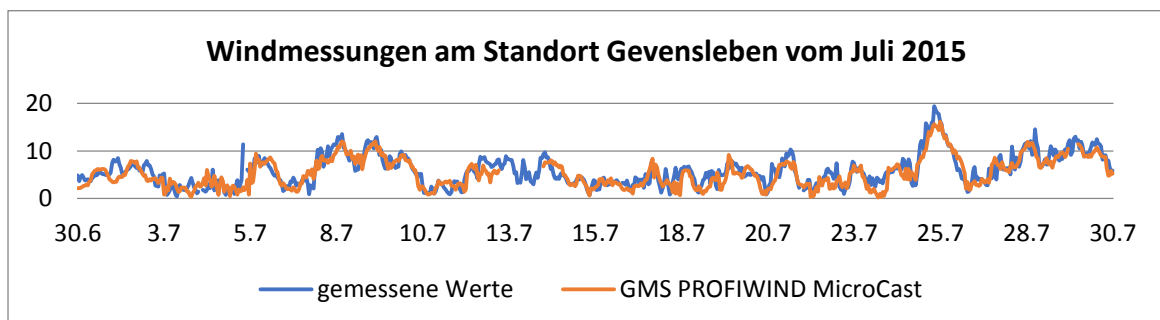


Abbildung 14 Verlauf der gemessenen und berechneten Windgeschwindigkeit

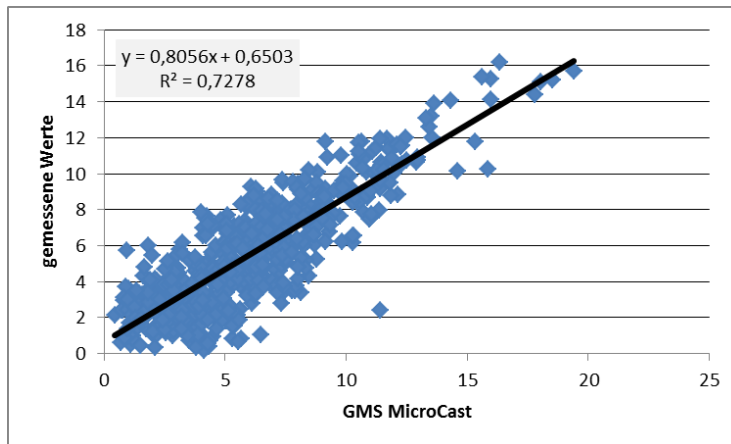


Abbildung 15 Scatterplot Darstellung der gemessenen und berechneten Windgeschwindigkeit

6.1.2 Zwischenfazit zur Auswertung des GMS PROFIWIND MicroCast

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass bereits durch GMS PROFIWIND MicroCast ohne die SMART YIELD Optimierung sehr gute Werte erzielt werden. Sowohl für den neuesten als auch für den Day Ahead- Lauf erzielen wir RMSE-Werte im Durchschnitt von 14 % für die Ertragsprognose. Zusätzlich ergeben sehr hohe Korrelationen von bis zu 89 % und der BIAS liegt zum Teil fast bei null. Zusätzlich fällt auf, dass die Vorhersagequalität keinen Zusammenhang mit der Geländekomplexität zeigt. Noch höher ist, wie nicht anders zu erwarten, die Korrelation zwischen den tatsächlichen und vorhergesagten Windgeschwindigkeiten.

Die erzielten Ergebnisse lassen sich erwartungsgemäß nur schwer durch ein einfaches neuronales Netz mit wenigen Monaten Trainingsdaten verbessern. Hierfür käme insbesondere eine BIAS Korrektur in Frage. Ein systematischer BIAS ist an sich typisch für mesoskalige Windvorhersagen, es ist bemerkenswert, dass GMS PROFIWIND MicroCast dieses Verhalten kaum zeigt.

6.2 Auswertung des GMS PROFIWIND SMART YIELD

Zur Anwendung von GMS PROFIWIND SMART YIELD wurde individuell für jeden Windpark in einem komplexen Verfahren ermittelt, welche Netzarchitektur mit welchen Eingangsparametern die besten Resultate liefern. Hierbei zeigte sich erwartungsgemäß, dass mit nur wenigen Monaten Trainingsdaten nur einfach Netzstrukturen hilfreich sind. Zum Training der neuronalen Netze für den Windenergieertrag werden grundsätzlich die mit GMS PROFIWIND FARM YIELD vorhergesagten Erträge, die Windrichtung und die Windgeschwindigkeit eingesetzt. Zusätzlich zeigten sich, je nach Windpark, auch die Temperatur, die Windscherung und die einständlichen und sechsständlichen Druckgradienten als hilfreich.

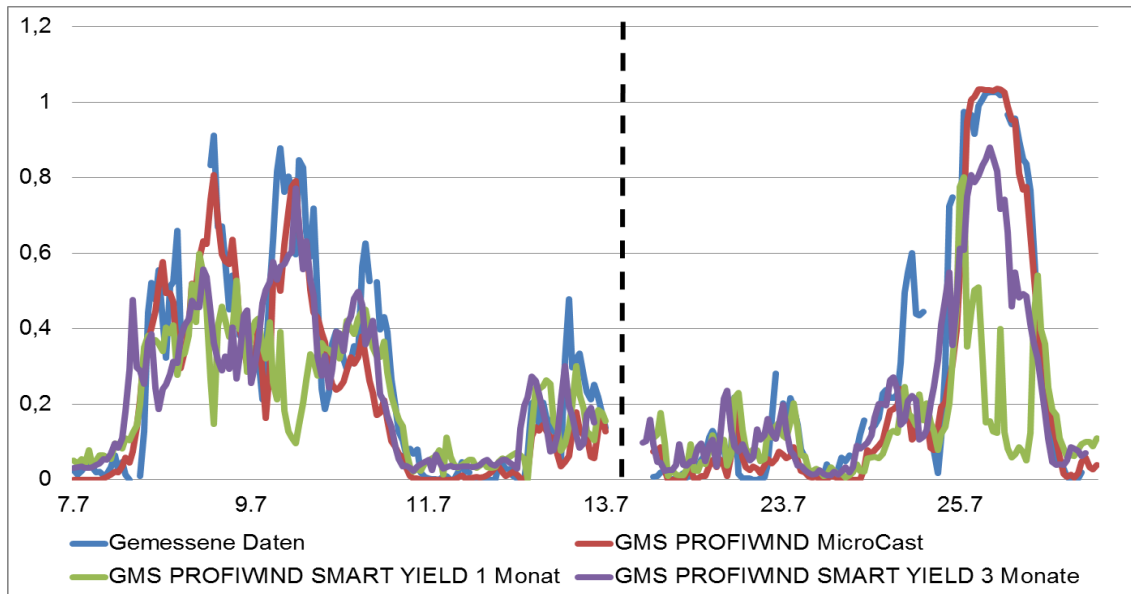


Abbildung 16 Relatives Ertragsprofil für Gevensleben für ausgewählte Tage im Juli 2015

Jedoch zeigt Abbildung 16, dass bei den bereits hervorragenden Ergebnissen des GMS PROFIWIND MicroCast kaum Verbesserungen mit dem GMS PROFIWIND SMART YIELD mit den verfügbaren, kurzen Trainingszeiträumen erzielt werden können. Für Gevensleben in Abbildung 16 zeigt sich sogar, dass das Sturmereignis am 25. Juli vom einmonatig trainierten GMS PROFIWIND SMART YIELD stark nach unten korrigiert wird. Dies ist darin begründet, dass SMART YIELD hier nur mit den Daten des Junis trainiert wurde und es im Juni keinen Sturm gegeben hat. Somit ist GMS PROFIWIND SMART YIELD nicht auf ein solches Ereignis eingestellt und kann es nicht gut wiedergeben. Die Vorhersage mit dem GMS PROFIWIND SMART YIELD 1 Monat würde sich sicherlich verbessern, wäre ein Sturmereignis im Trainingszeitraum vorhanden.

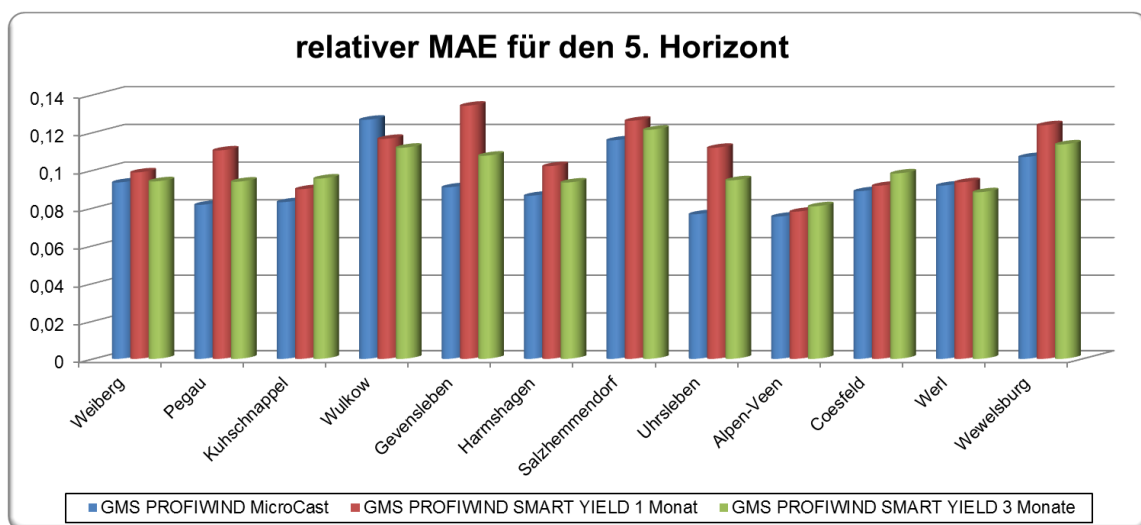


Abbildung 17 Relativer MAE für den 5ten Horizont für alle Windparks

Das bestätigt sich auch bei der Betrachtung des relativen MAE für den 5. Horizont in Abbildung 17. Bis auf Wulkow werden die Vorhersagen alle Windparks mit dem GMS PROFIWIND SMART YIELD 1 Monat verschlechtert. Dies liegt vermutlich daran, dass Wulkow der östlichste Park in unserer Studie ist und dort der Sturm am 25. Juli nicht so stark ausgefallen ist wie an den anderen Parks. Wie in Abbildung 18 zu sehen ist, nimmt zwar der Wind am 26. Juli leicht zu, erreicht allerdings mit Windspitzen von nur 13,6 m/s bei weiten nicht die 18 m/s von Alpen-Veen (Abbildung 7).

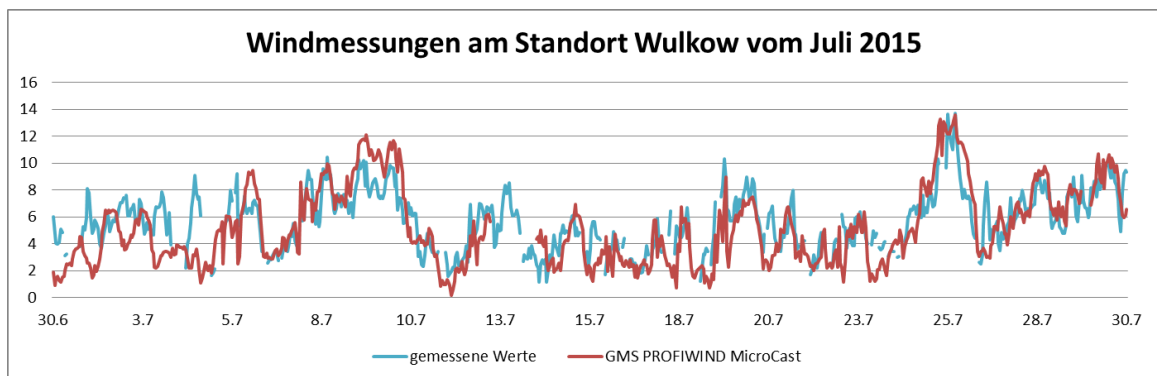


Abbildung 18 Windmessungen am Standort Wulkow vom Juli 2015

Da beim RMSE eine Betonung auf die hohen Abweichungen gelegt wird, sind in der Abbildung 19 Unterschiede im Vergleich zur Abbildung 17 zu sehen. Beim RMSE ergeben sich auch für Kuhschnappel und Alpen-Veen Verbesserungen mit dem GMS PROFIWIND SMART YIELD 1 Monat. Da der Windpark Kuhschnappel in semi-komplexen Gelände liegt, besteht hier möglicherweise besonderes Verbesserungspotential, allerdings bestätigt sich dies nicht für die Windparks des Windparkbetreibers Westfalenwind.

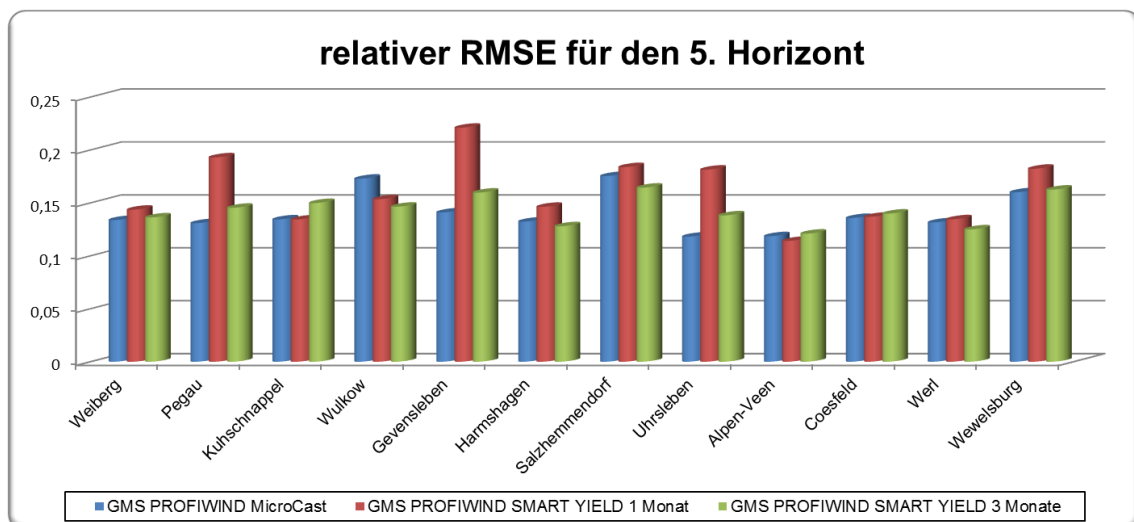


Abbildung 19 Relativer RMSE für den 5ten Horizont für alle Windparks

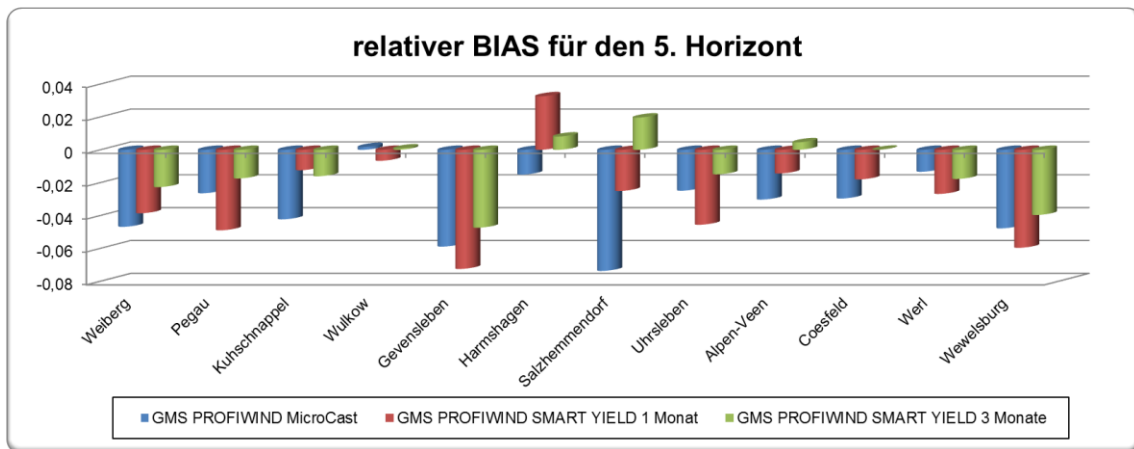


Abbildung 20 Relativer BIAS für den 5ten Horizont für alle Windparks

Beim BIAS, der sich durch neuronale Netze am schnellsten verbessern lässt, zeigen sich deutliche Unterschiede (Abbildung 20). Jedoch weisen auch hier nicht alle Windparks bereits Verbesserungen mit Hilfe des GMS ROFIWIND SMART YIELD 1 Monat auf. Gerade bei Pegau, Harmshagen, Uhrsleben und Werl wird der – an diesen Parks bereits bei GMS PROFIWIND MicroCast sehr geringe - BIAS vergrößert. Auch diese Verschlechterung durch GMS PROFIWIND SMART YIELD 1 Monat ist auf die starke „Korrektur“ des Sturmereignisses zurückzuführen. Beim GMS PROFIWIND SMART YIELD 3 Monate zeigt sich nun allerdings bei fast allen Windparks eine Verbesserung, selbst in Wulkow mit einem BIAS von bereits nur 0,0017 kann dieser nochmal auf 0,0008 verbessert werden. Besonders auch beim Windpark Coesfeld kann der BIAS durch das GMS PROFIWIND SMART YIELD 3 Monate fast vollständig entfernt werden.

6.2.1 Zwischenfazit zur Auswertung des GMS PROFIWIND SMART YIELD

Bei der Auswertung des GMS PROFIWIND SMART YIELD bestätigte es sich, dass die sehr guten Ergebnisse des GMS RPOFIWIND MicroCast zum Teil nur noch sehr schwierig mit einem Trainingsdatensatz von nur wenigen Monaten zu korrigieren sind. Zusätzlich wurde das GMS PROFIWIND SMART YIELD auch durch das Sturmereignis vom 25. Juli 2015 herausgefordert. Dies unterstreicht nochmals, dass ein Trainingsdatensatz eine möglichst breit gefächerte Palette von meteorologischen Ereignissen umfassen soll.

Wie bereits beim Zwischenfazit zur Auswertung des GMS PROFIWIND MicroCast zeigte sich auch beim GMS PROFIWIND SMART YIELD kein Zusammenhang zur Komplexität des Geländes.

6.3 Vergleich zur GMS Windvorhersagestudie 2010

Die aktuelle Windenergieertragsstudie ist die Nachfolgestudie zur „Global Microcasting Service GMS – Windvorhersagestudie 2010“ (Daneu & Albrecht, 2010). Bei der Studie von 2010 wurde für die Mesoskalenvorhersage ein Modell des damaligen Kooperationspartners Weather Central verwendet. Zusätzlich lag

– naturgemäß – ein anderer Auswertungszeitraum zugrunde, nämlich die ersten drei Monate des Jahres 2010. Für SMART YIELD wurden die Monate Januar und Februar fürs Training und der März für die Auswertung verwendet. (Daneu & Albrecht, 2010)

In Abbildung 21 ist der relative RMSE (in der Studie von 2010 als RSF bezeichnet) für die Horizonte (Perioden) 1,5 und 8 für das damalige GMS Wettermodell von Weather Central ohne SMART LEARNING, sowie mit einem und zwei Monaten Training dargestellt.

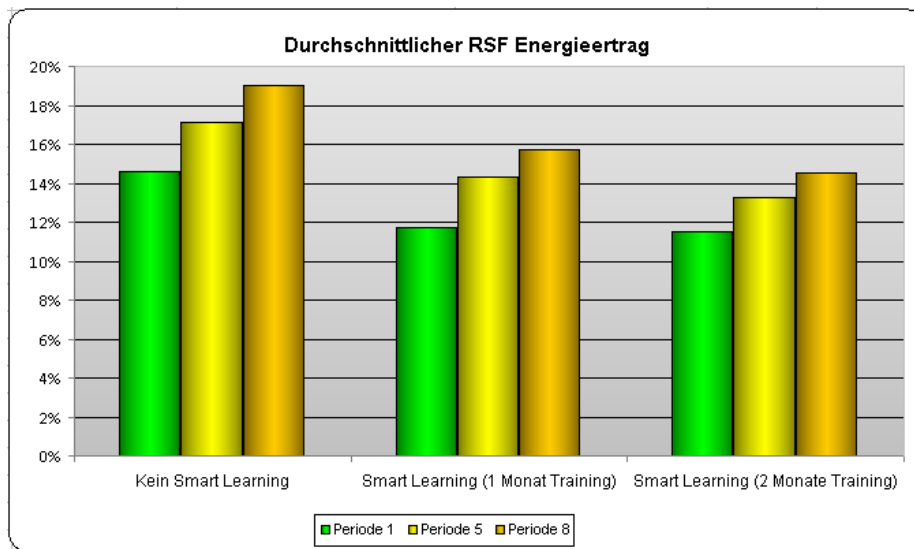


Abbildung 21 Abbildung 5.2.1.1 aus der Windvorhersagestudie von 2010 (Daneu & Albrecht, 2010)

Im Vergleich zeigt sich, dass das GMS PROFIWIND MicroCast spürbar bessere Werte erzielt, als seinerzeit das Modell von Weather Central. Besonders für den Day Ahead (5. Horizont) ergibt sich bei der Studie von 2015 ein deutlich verbesserter RMSE von 13,5 % gegenüber 17,1 % in der Studie von 2010. Allerdings zeigt sich tendenziell in der Studie von 2010 auch, dass schlechtere Ergebnisse eines Wettervorhersagemodells dann bereits durch ein neuronales Netz mit nur einem Monat Training verbessert werden können.

Beim Bestimmtheitsmaß für die Windgeschwindigkeit wurde 2010 für den 5. Horizont ohne GMS SMART LEARNING ein mittlerer Wert von 0,57 berechnet (Daneu & Albrecht, 2010). Dieser Wert verbessert sich in der nun vorliegenden Studie auf 0,62 gemittelt über alle Windparks. In Abbildung 22 ist das Bestimmtheitsmaß für alle Windparks für den 5. Horizont dargestellt.

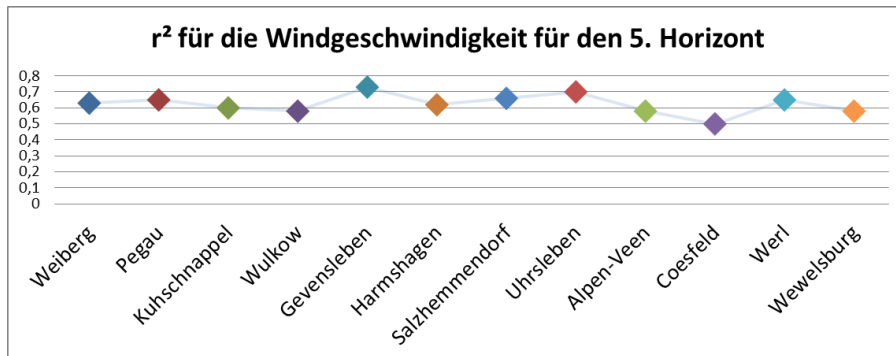


Abbildung 22 r^2 für die Windgeschwindigkeit für den 5. Horizont für alle Windparks

6.3.1 Zwischenfazit Vergleich zur Windvorhersagestudie 2010

Es lässt sich zusammenfassend sagen, dass GMS PROFIWIND MicroCast eine gegenüber dem Modell von Weather Central verbesserte Vorhersage liefert. Weiterhin belegen die Ergebnisse aus 2010, dass ungenauere, insbesondere Bias behaftete Vorhersagen leichter auch durch einfache neuronale Netze mit wenigen Trainingsdaten verbessert werden können.

7 Zusammenfassung und Diskussion

Diese Studie beleuchtet die drei Aspekte der Auswertung der GMS PROFIWIND MicroCast FARM YIELD Vorhersage, der Auswertung des GMS PROFIWIND SMART YIELD und zuletzt des Vergleichs zur GMS-Studie von 2010.

Zum ersten Punkt zeigten sich bereits hervorragende Korrelationen zwischen Vorhersage und gemessenen Werten von bis zu 89 %. Auch der RMSE des prognostizierten Ertrages mit im Durchschnitt 14 % für den Day Ahead zeigt sehr gute Werte. Bei beiden Kennzahlen konnte kein Zusammenhang mit der Komplexität des Geländes festgestellt werden, was darauf zurückzuführen sein dürfte, dass GMS PROFIWIND MicroCast mit einer sehr hohen Auflösung von 4 km rechnet und somit komplexes Gelände gut auflösen kann.

Im Weiteren zeigte sich, dass das Sturmtief am 25. Juli 2015 einen großen Einfluss auf die Ergebnisse des GMS PROFIWIND SMART YIELD hatte. Da beim einmonatigen Test GMS PROFIWIND SMART YIELD mit den windschwachen Junidaten trainiert wurde, konnten hiermit nur bei einer Ausnahme Verbesserungen erzielt werden.

Bei den Tests mit drei Monaten Trainingsdaten für GMS PROFIWIND SMART YIELD zeigten sich für fast alle Windparks Verbesserungen. Auch hier muss darauf hingewiesen werden, dass im Trainingszeitraum kein ausgesprochenes Sturmtief über Deutschland gezogen ist. Es gab allerdings etwas stürmischere Tage. Jedoch würden sich allein deswegen auch diese Ergebnisse vermutlich noch verbessern, wären die meteorologischen Ereignisse innerhalb der Trainingsdaten breiter gefächert gewesen.

Dies weist daraufhin, dass bei bereits sehr guten Windertragsvorhersagen, wie sie GMS PROFIWIND MicroCast durchgängig liefert, längere Trainingszeitreihen notwendig sind, um mit dem GMS PROFIWIND SMART YIELD starke Verbesserungen zu erzielen. Viele Möglichkeiten von GMS PROFIWIND SMART YIELD zur Erkennung komplexer meteorologischer Muster konnten mit den kurzen Trainingszeiträumen noch gar nicht genutzt werden. Dies gilt insbesondere auch für die Fähigkeit von GMS PROFIWIND SMART YIELD, die Vorhersageereignisse zeitlich zu verschieben. Gerade hiervon sind nochmals deutliche Verbesserungen der Prognosequalität zu erwarten.

Als letztes wurde noch ein Vergleich zur Windvorhersagestudie 2010 gezogen. Hierbei stellte sich heraus, dass die Ergebnisse mit dem aktuellen Wettermodell GMS PROFIWIND MicroCast eine spürbare Verbesserung darstellen – wobei immer beachtet werden muss, dass verschiedene Vorhersagezeiträume miteinander verglichen werden. Dies zeigte sich sowohl beim RMSE für den Windenergieertrag, als auch für das Bestimmtheitsmaß und die Windgeschwindigkeit. Bei der Studie 2010 wurde ein Frühlingsmonat (März) untersucht und das GMS SMART LEARNING wurde mit Winterdaten trainiert. In

der aktuellen Studie wurde ein Sommermonat betrachtet und mit Frühlings- und Sommermonaten trainiert.

8 Danksagung

AL-PRO GmbH & Co. KG bedankt sich bei den Unternehmen, die an der Studie teilgenommen haben und besonders bei den involvierten Mitarbeitern.

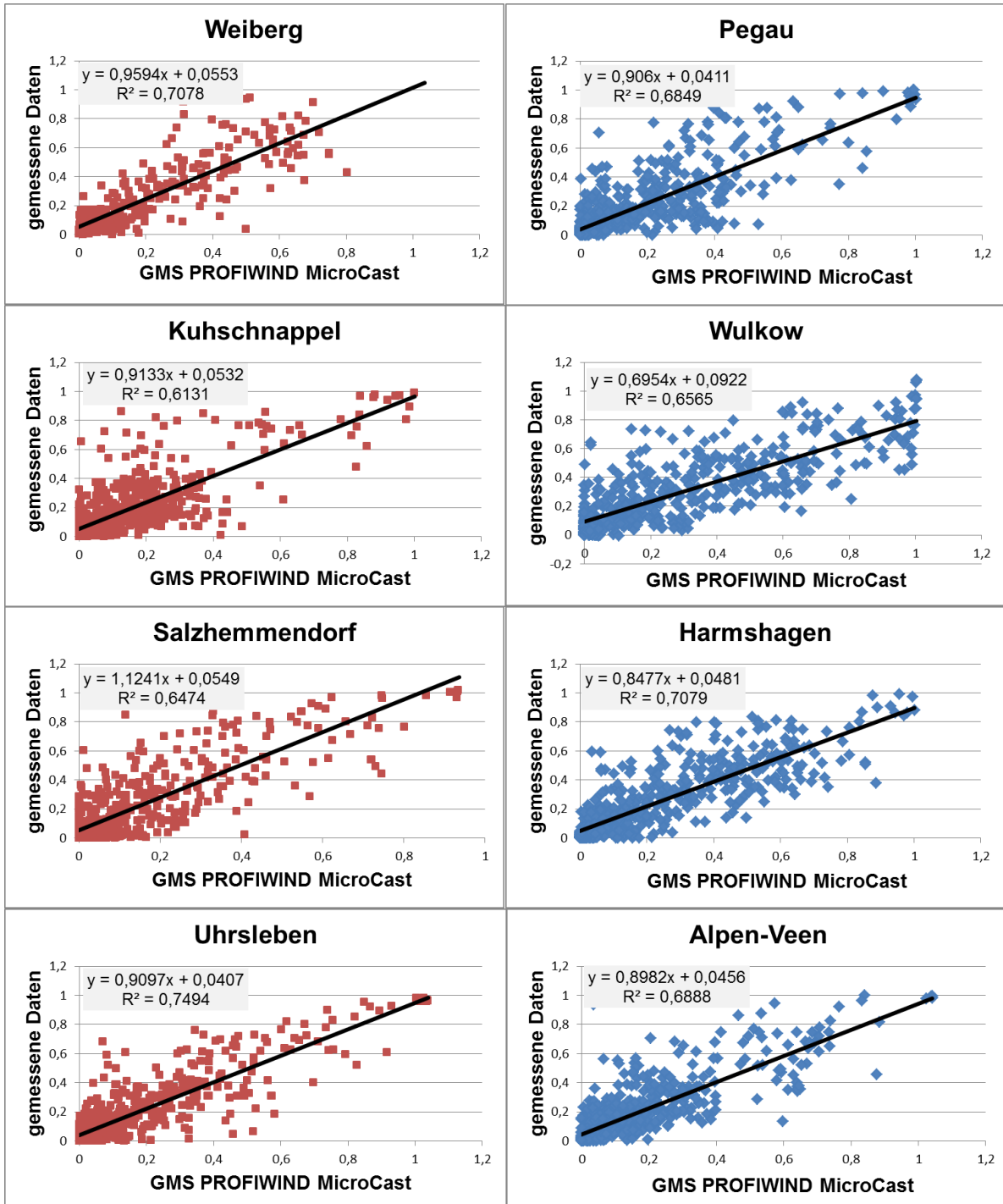
Die Teilnehmer ermöglichten die Studie und erlaubten AL-PRO, die Analyseroutinen zu verfeinern und gleichzeitig die Qualität des GMS PROFIWIND Produktpakets aussagekräftig zu evaluieren.

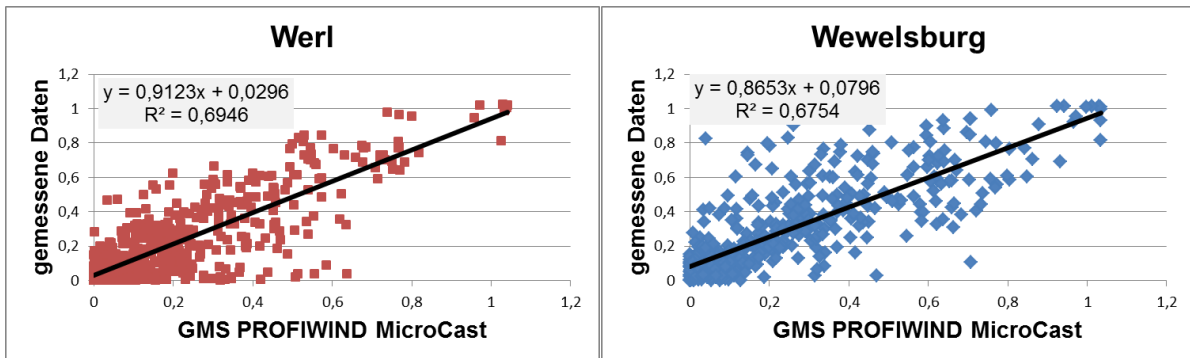
AL-PRO hofft, dass die Ergebnisse der Studie für die Teilnehmer und Andere nutzbringend umgesetzt werden können.

9 Literaturverzeichnis

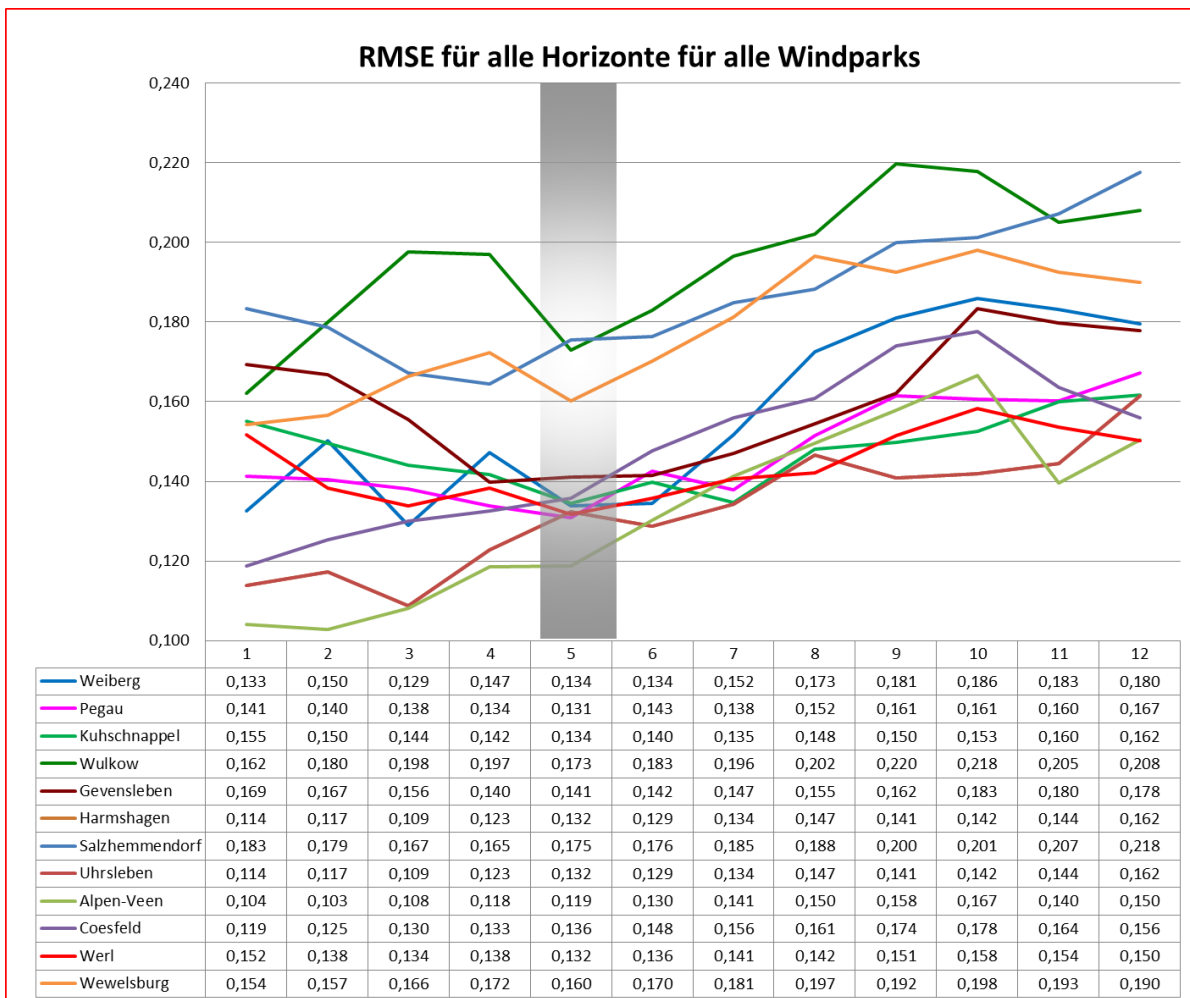
- [1] Daneu, V., & Albrecht, C. (2010). Global Microcasting Service GMS Windvorhersagestudie 2010. Großheide: AL-PRO.
- [2] *GFS Products*. (2014, 10 17). Retrieved September 8, 2015, from <http://www.nco.ncep.noaa.gov/pmb/products/gfs/#GFS>
- [3] Wilks D.S. (2006). Statistical methods in the atmospheric science, International Geophysics Series, Vol. 91, 2. Auflage, p. 278-514
- [4] Pressestelle. (2015). *Pressemitteilung: Deutschlandwetter im April 2015*. Offenbach: Deutscher Wetterdienst .
- [5] Pressestelle. (2015). *Pressemitteilung: Deutschlandwetter im Juli 2015*. Offenbach: Deutscher Wetterdienst.
- [6] Pressestelle. (2015). *Pressemitteilung: Deutschlandwetter im Mai 2015*. Offenbach: Deutscher Wetterdienst.
- [7] Pressestelle. (2015). *Pressemitteilung: Deutschlandwetter Juni 2015*. Offenbach: Deutscher Wetterdienst.

10 Anhang

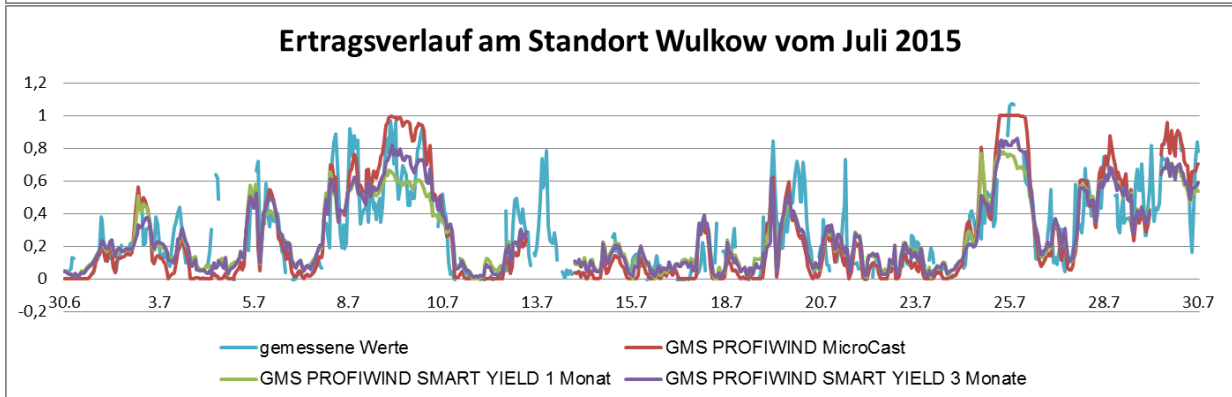
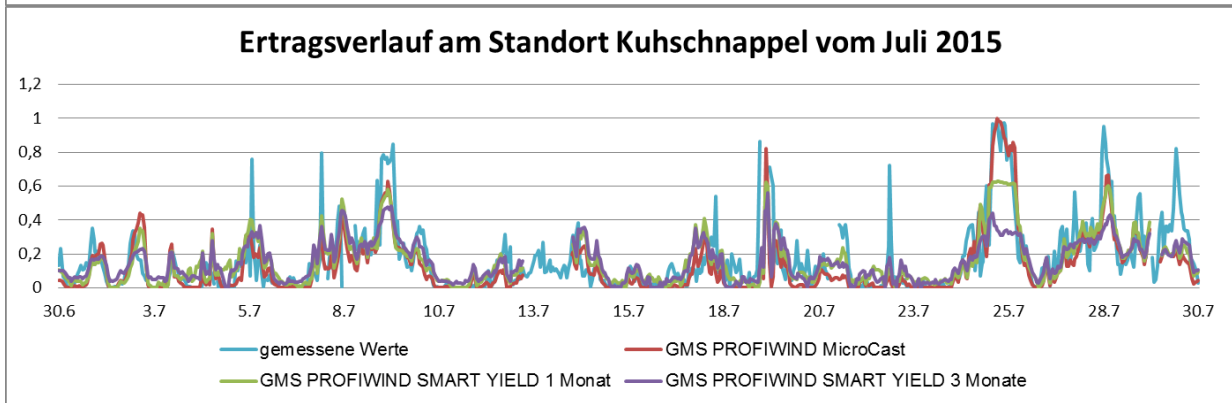
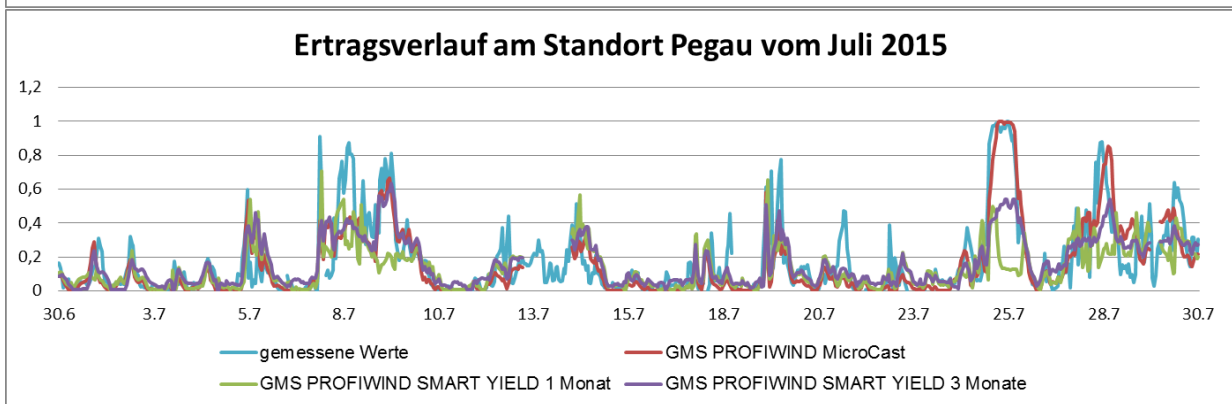
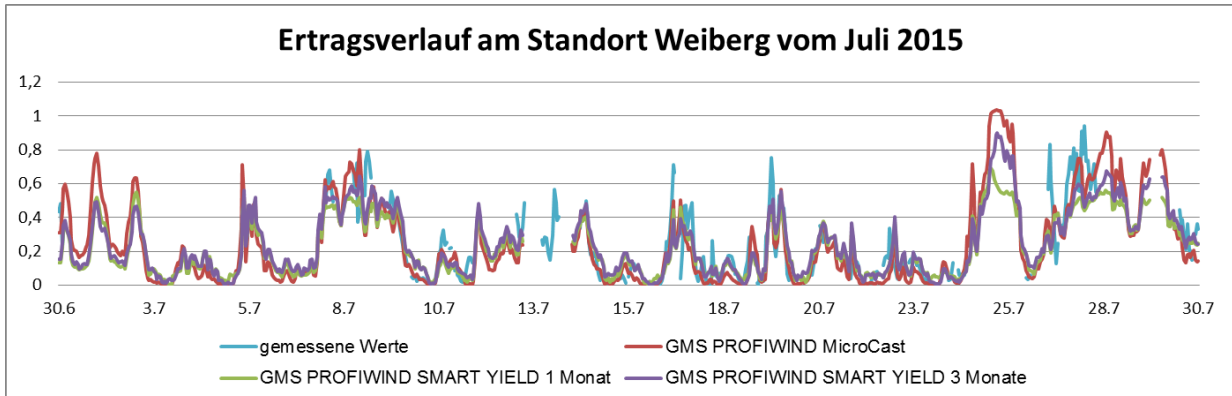


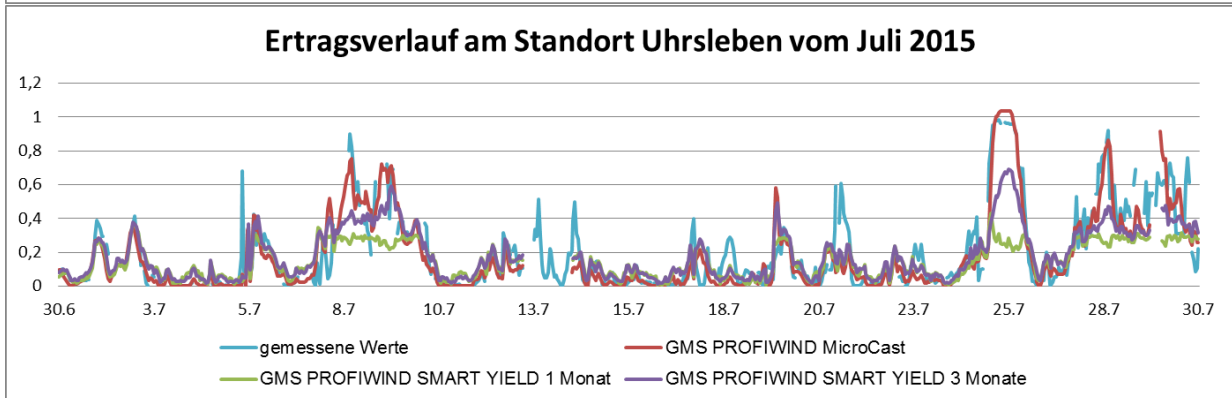
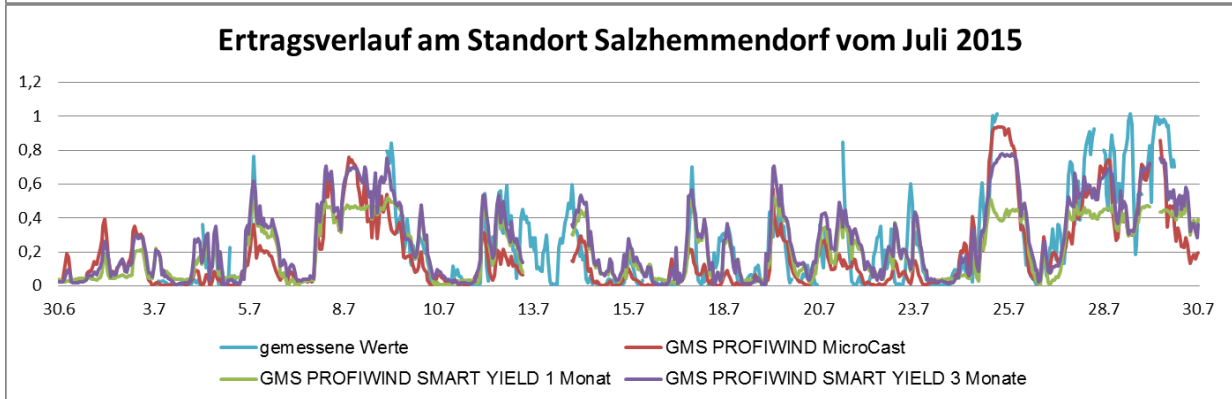
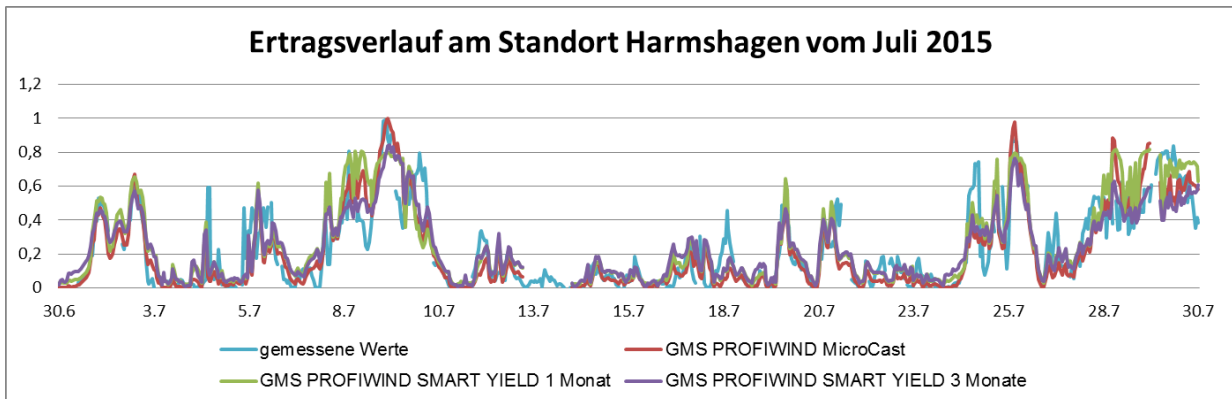
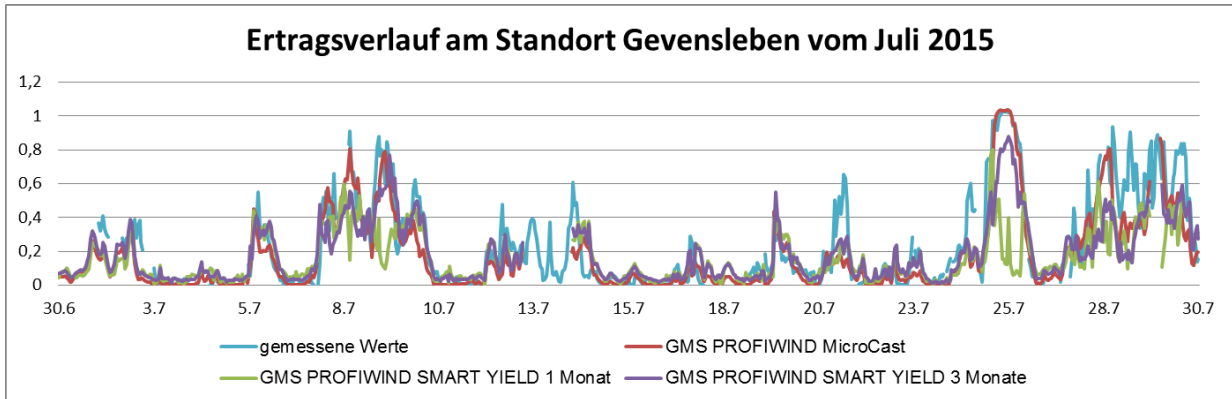


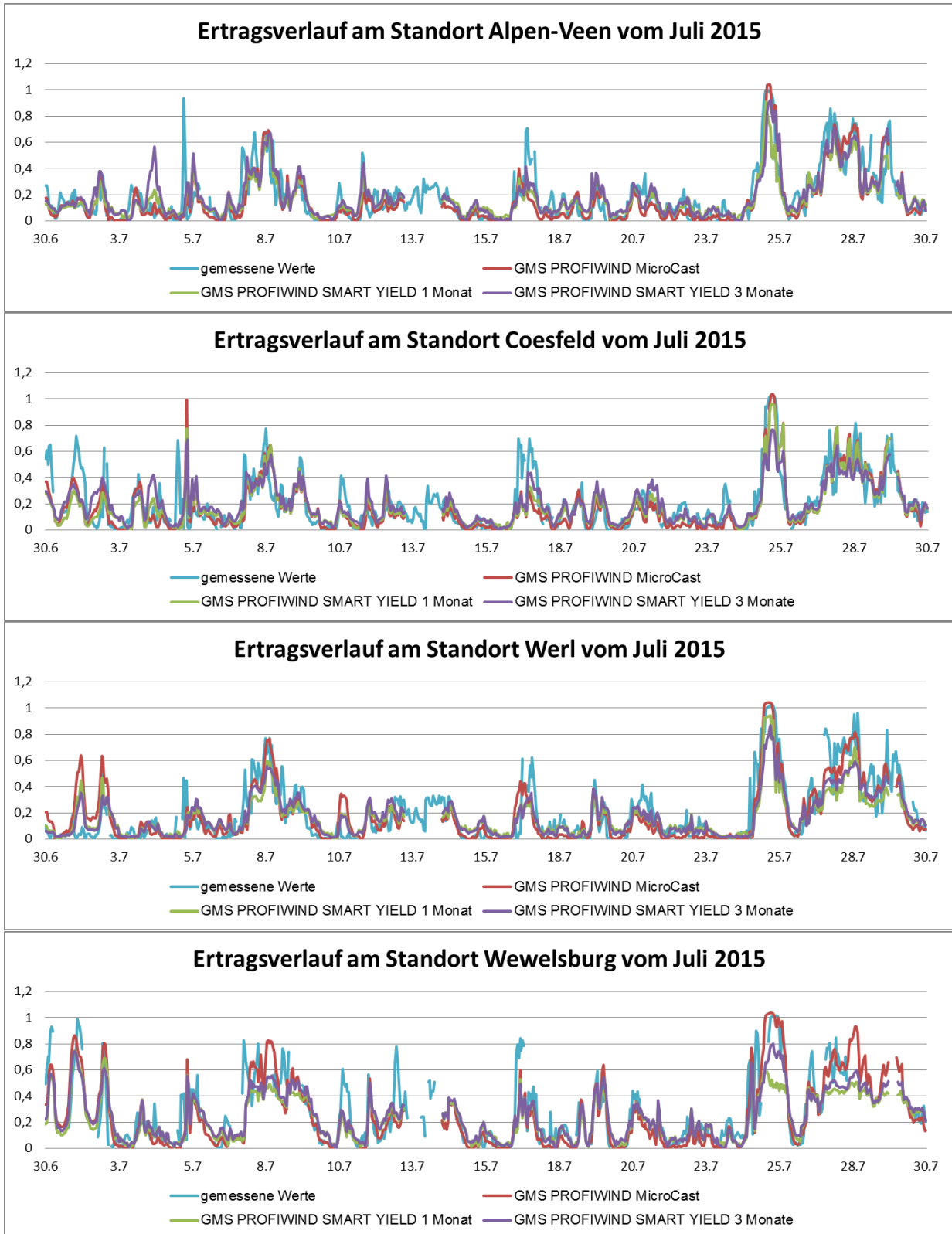
Anhang 1 Scatterplot Darstellungen



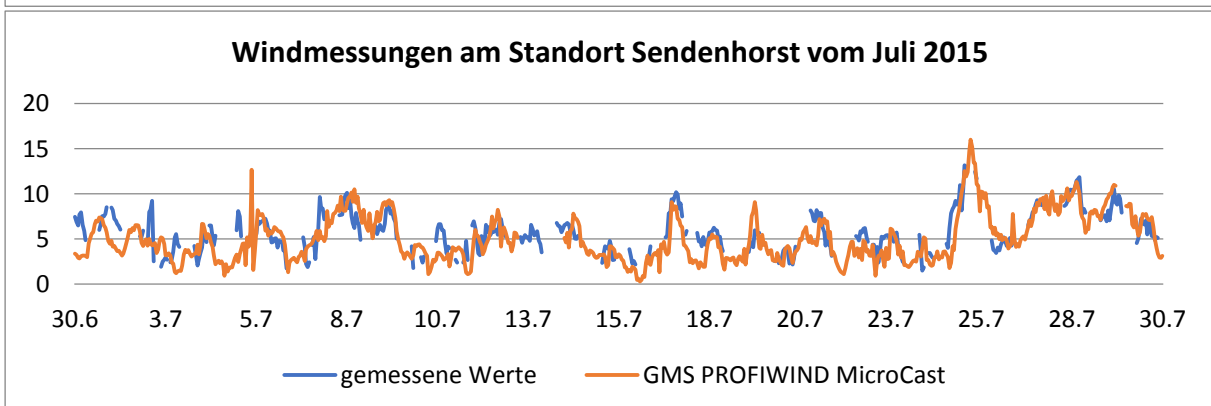
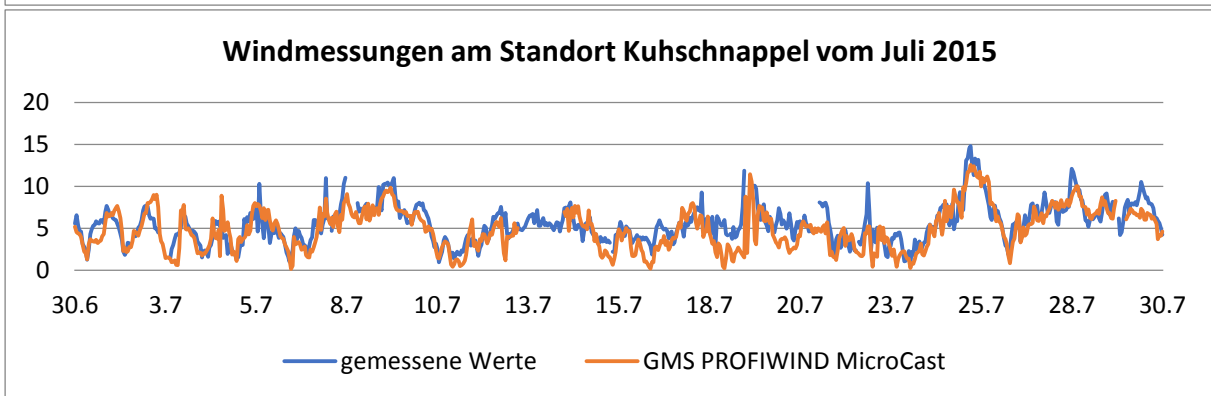
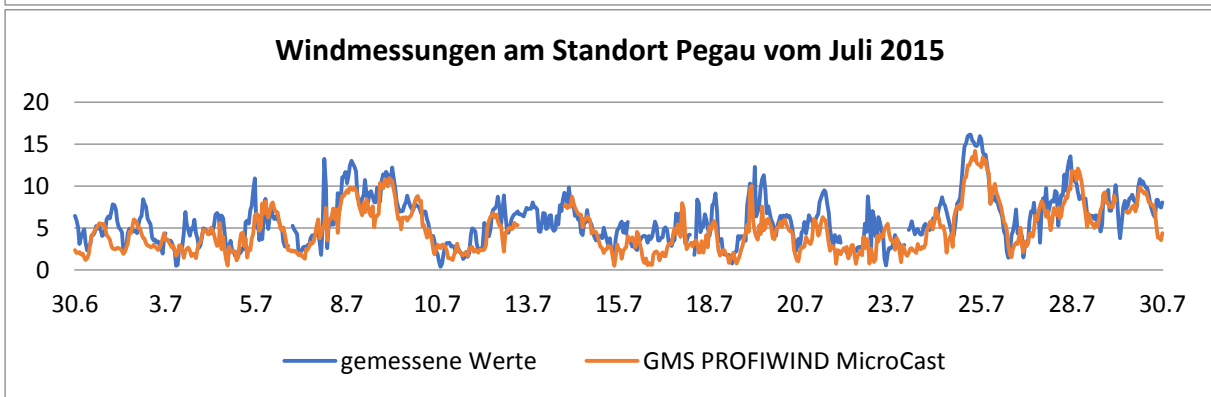
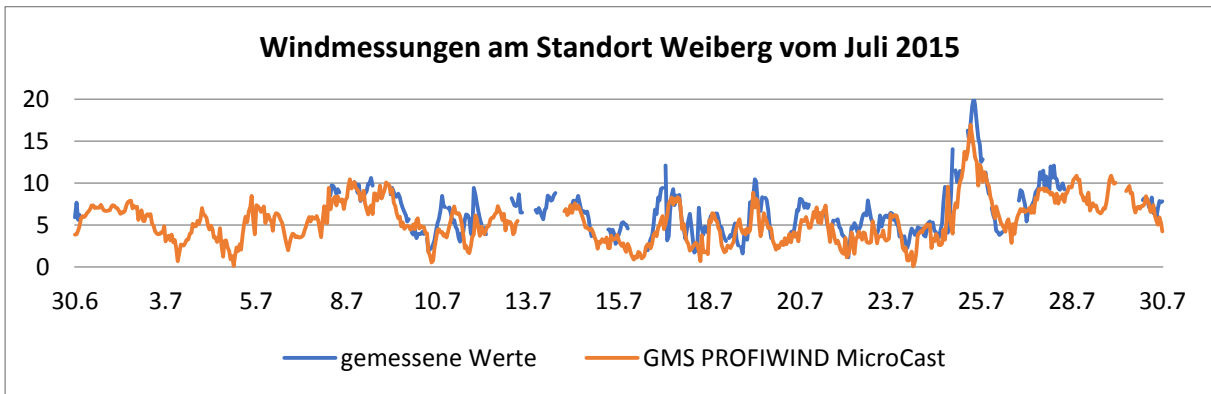
Anhang 2 RMSE nach Horizonten für alle Windparks

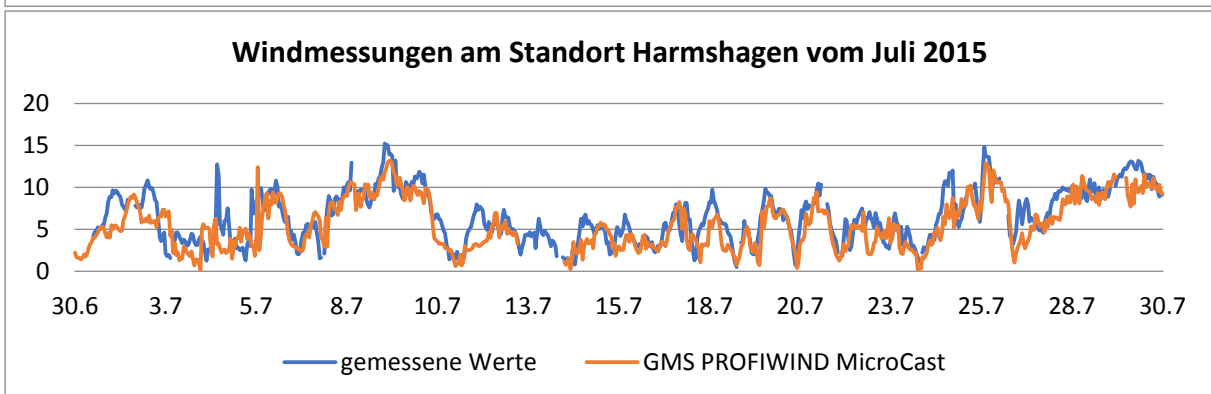
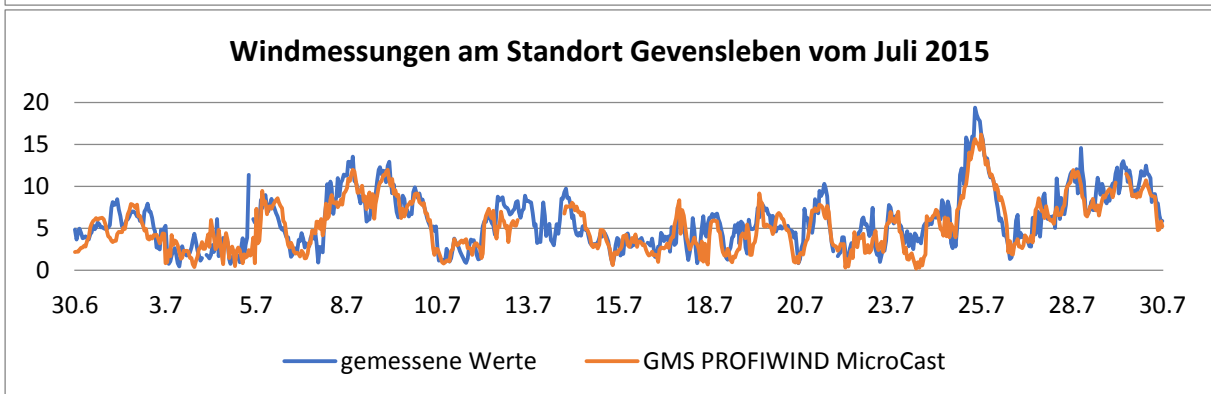
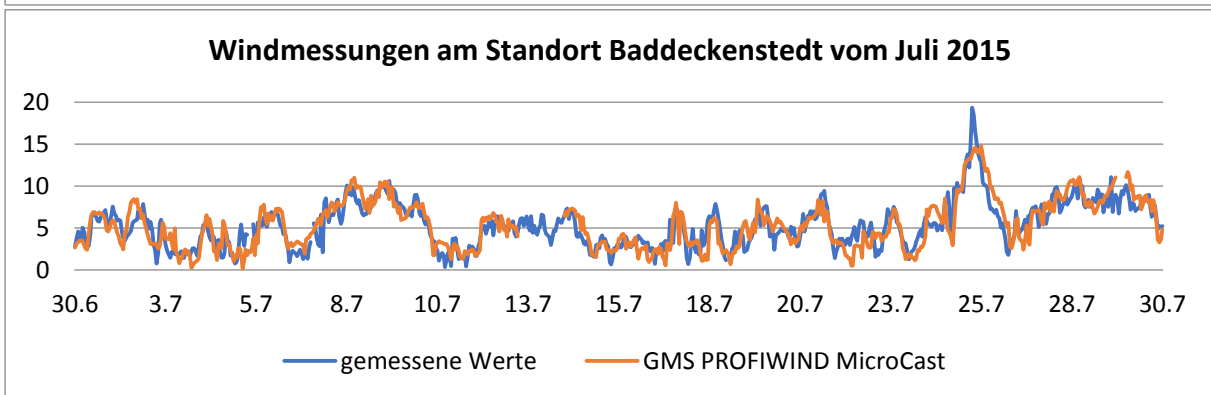
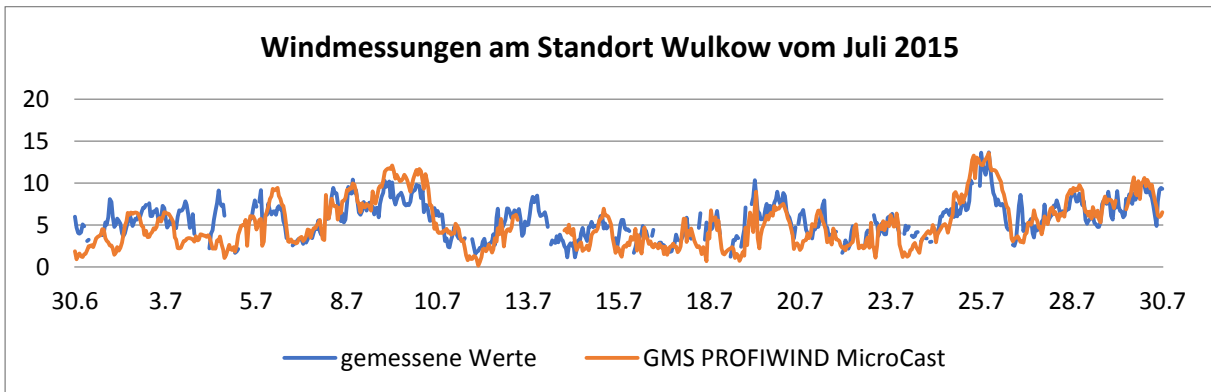


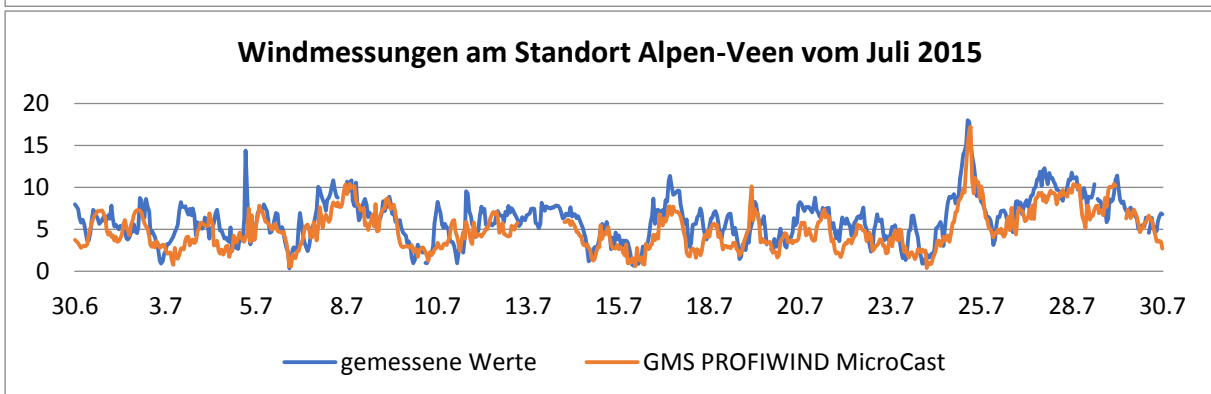
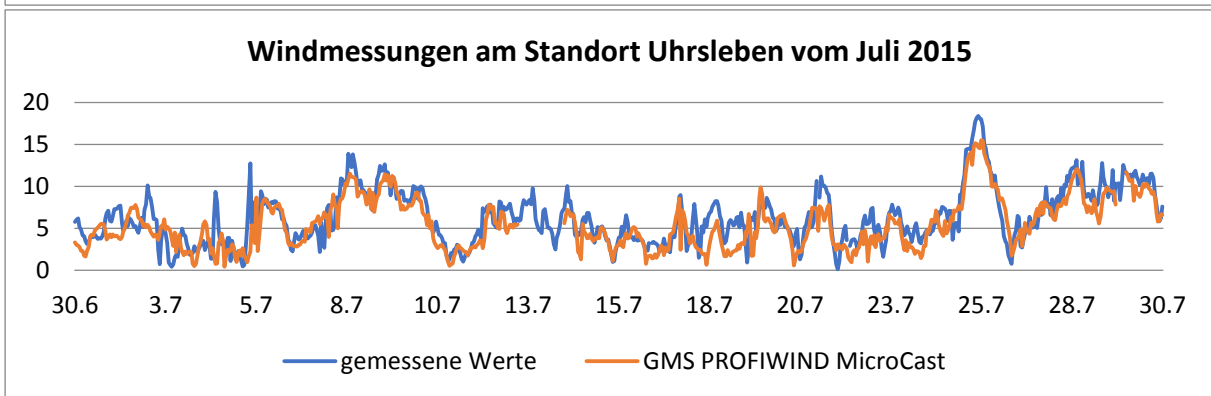
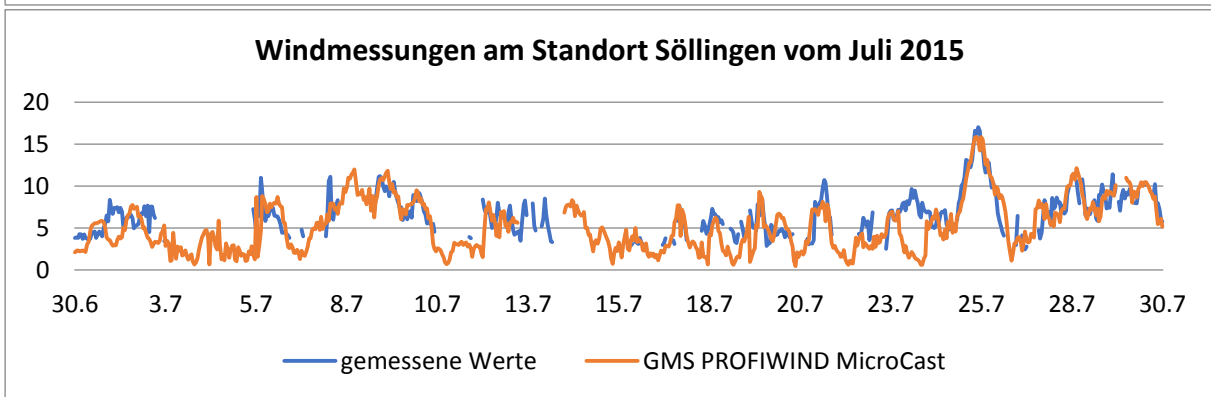
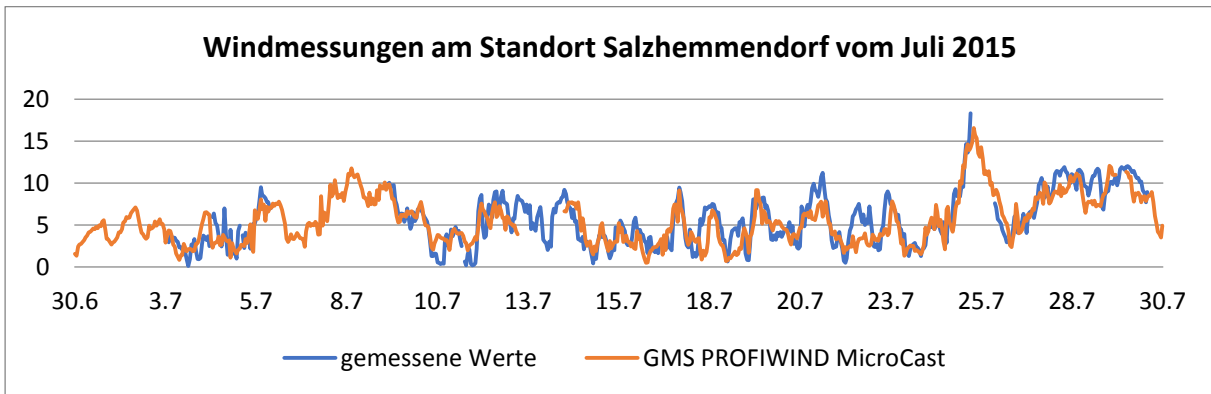


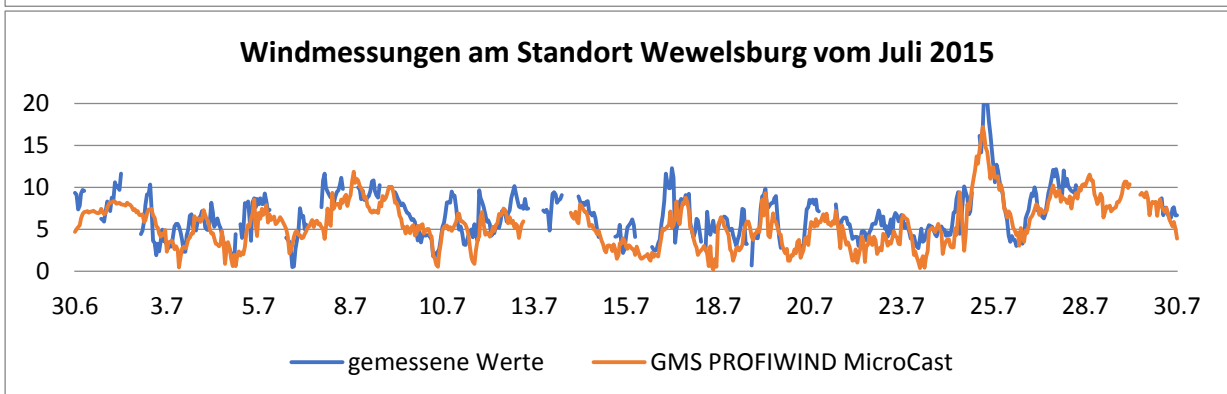
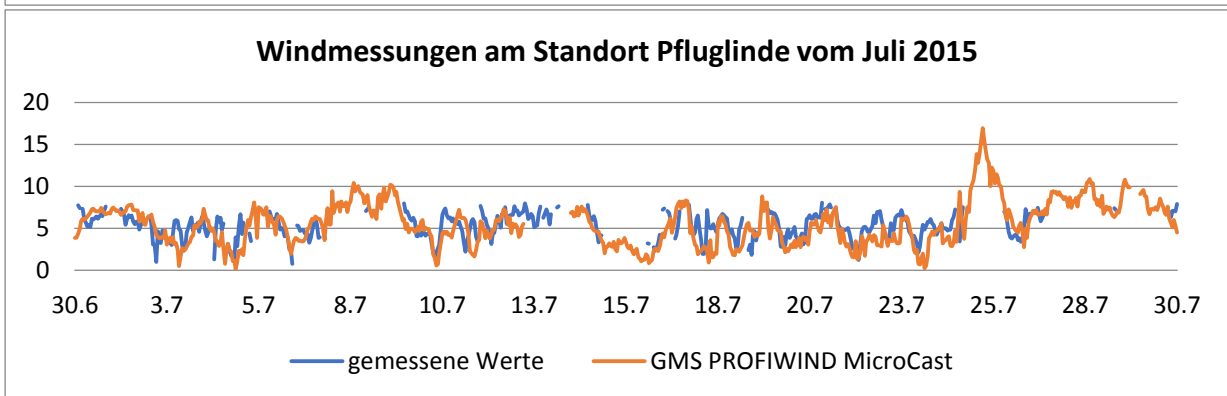
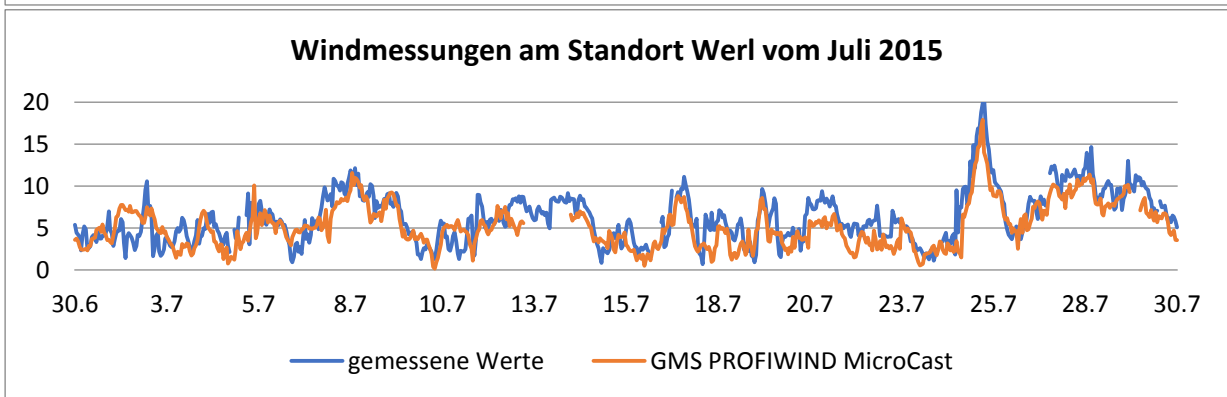
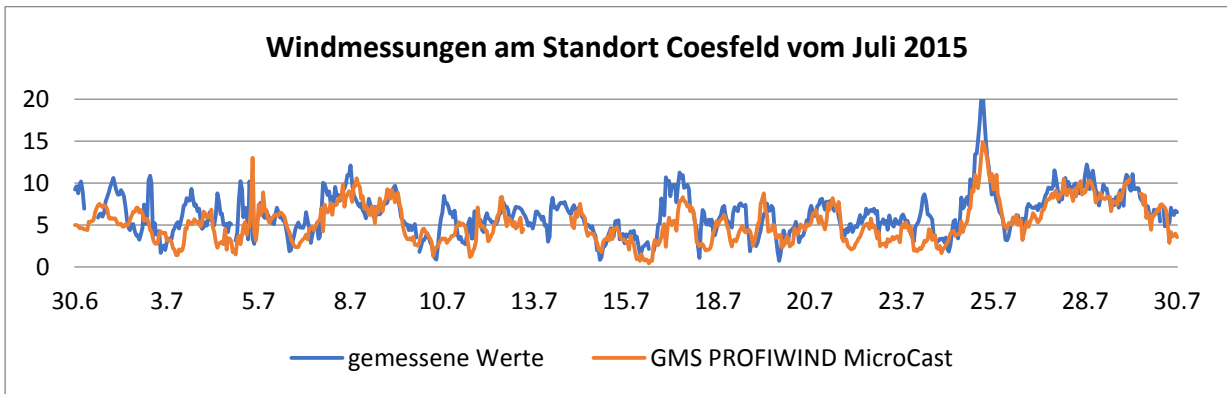


Anhang 3 Verläufe des gemessenen und berechneten Ertrages im Juli 2015 für alle Windparks









Anhang 4 Verläufe der gemessenen und berechneten Windgeschwindigkeit im Juli 2015 für alle Windparks