

Energieertragsberechnung für Windkraftanlagen

Standort Straubenhardt Enzkreis

RSC GmbH

22. März 2016

Prüfbericht Nr. 16-1242-EP-V3b

Prüfbericht Nr. 16-1242-EP-V3b: Energieertragsberechnung für Windkraftanlagen Windpark Straubenhardt

Auftraggeber: Wirsol Windpark Straubenhardt GmbH & Co. KG
Schwetzinger Str. 22-26
68753 Waghäusel

Auftragnehmer: RSC GmbH
Neumarkter Str. 13
92355 Velburg

Angebot: **20150171** vom 22.09.2015

Auftrag erteilt am: 22.09.2015

Bearbeiter: Anna Pinter, MSc

Aufgabe: Energieertragsberechnung, Datenauswertung

Standort: Straubenhardt

Standortbesichtigung: 17. Januar 2013 durch Bearbeiter,
28. Juni 2013 durch M. Kenty

Daten: Messdaten (Mast, LiDAR)
Ertragsdaten
Wetterdienstdaten (DWD)
MERRA-Daten (Sander & Partner 2015)

Software: MATLAB 2013b
metedyn WT 4.6.1
Windographer 3.3.3

Bericht: 63 Seiten
22 Tabellen
10 Abbildungen

Berichtsnummer: 16-1242-EP-V3b

Datum: 22. März 2016

Verteiler: 2 Exemplare Auftraggeber
1 Exemplar Auftragnehmer
1 PDF-Version

Exemplar: .../3

Dieser Bericht darf nur mit schriftlicher Zustimmung der RSC GmbH auszugsweise vervielfältigt und genutzt werden. Die Ergebnisse beziehen sich ausschließlich auf das Mess- bzw. Prüfobjekt.

Inhaltsverzeichnis

| | |
|--|----|
| Energieertragsberechnung für Windkraftanlagen Standort Straubenhardt | 4 |
| 1 Einleitung..... | 5 |
| 2 Standortüberblick | 6 |
| 2.1 Topographische Standortbedingungen..... | 6 |
| 2.2 Konfiguration..... | 7 |
| 3 Verwendete Daten..... | 9 |
| 3.1 Messdaten..... | 9 |
| 3.2 Winddaten..... | 10 |
| 3.3 Ertragsdaten | 11 |
| 3.4 Langzeitdaten..... | 13 |
| 4 Windverhältnisse..... | 14 |
| 4.1 Analyse der Windmessdaten..... | 14 |
| 4.2 Windrose..... | 18 |
| 4.3 Windgeschwindigkeit..... | 18 |
| 4.4 Zeitliche Variation..... | 20 |
| 4.5 Standortbezogene Winddaten..... | 21 |
| 5 Ertragsberechnung..... | 22 |
| 5.1 Verwendetes Modell..... | 22 |
| 5.2 Modelleignung und Übersicht..... | 23 |
| 5.3 Rechenverfahren..... | 25 |
| 5.4 Validierung | 26 |
| 5.5 Ertrag am Standort..... | 27 |
| 6 Analyse der Unsicherheiten..... | 32 |
| 6.1 Allgemeines..... | 32 |
| 6.2 Unsicherheitsquoten..... | 34 |
| Verwendete Symbole und Abkürzungen..... | 36 |
| Literatur..... | 37 |
| Tabellenverzeichnis..... | 38 |
| Abbildungsverzeichnis..... | 39 |
| Anhang 1: Topographie - Übersicht..... | 40 |
| Anhang 2: Leistungskennlinien des geplanten Anlagentypen..... | 45 |
| Anhang 3: Bestehende Anlagen..... | 47 |
| Anhang 4: Langzeitbezug..... | 53 |
| Anhang 5: Windfeldparameter..... | 59 |
| Anhang 6: Windmessung Mast..... | 62 |

| Energieertragsberechnung für Windkraftanlagen Standort Straubenhardt | | | | | | | Seite 1 von 1 Seite | | | | |
|---|---|-----------------|---|--|---|---|---------------------|--------------------|---------------------|-------------|-------|
| Zusammenfassung Prüfbericht Nr. 16-1242-EP-V3b | | | | | | | | | | | |
| Auftraggeber: | Wirsol Windpark Straubenhardt GmbH & Co. KG Schwetzinger Str. 22-26 68753 Waghäusel | | | Auftragnehmer: | RSC GmbH Neumarkter Str. 13 92355 Velburg | | | | | | |
| Standort: | Straubenhardt | | | Eignungsnachweis: | DAkkS-Reg. Nr: D-PL-18036-01-00 | | | | | | |
| Konfiguration: | Gauß-Krüger (Bessel), Potsdam Datum | | | Windstatistik: | Daten der Mastmessung aus 99.5 ü. Grund | | | | | | |
| Anlage | Rechtswert | Hochwert | Höhe ü. NN | Langzeitdaten: | MERRA | | | | | | |
| | m | m | m | | | | | | | | |
| WEA 1 | 3465814 | 5408949 | 596 | Modell: | meteodyn | Version: | 4.6.1 | | | | |
| WEA 2 | 3465655 | 5409262 | 585 | Windparks zur Plausibilisierung des Langzeitbezugs: | | | | | | | |
| WEA 3 | 3464512 | 5409792 | 560 | Karlsruhe | | Schömberg | | | | | |
| WEA 5 | 3464046 | 5409825 | 551 | Grüner Heiner | | | | | | | |
| WEA 6 | 3464055 | 5410209 | 518 | | | | | | | | |
| WEA 10 | 3465975 | 5408240 | 674 | | | | | | | | |
| WEA 11 | 3465641 | 5408439 | 653 | | | | | | | | |
| WEA 12 | 3465127 | 5408383 | 620 | | | | | | | | |
| WEA 13 | 3464662 | 5408603 | 631 | | | | | | | | |
| WEA 14 | 3464173 | 5408666 | 600 | | | | | | | | |
| WEA 15 | 3465218 | 5408736 | 614 | | | | | | | | |
| Klimatologische Mittelwerte in 142,5 m ü. Grund: | | | | | | | | Grunddaten: | Zusatzdaten: | | |
| Luftdichte: | 1,155 | kg/m³ | Lufttemperatur: | | | | | 6,3 | °C | Mastmessung | LiDAR |
| Leistungskennlinie: | | | | | | | | | | | |
| Siemens SWT3.0-113 | Quelle: berechnet durch Hersteller, Siemens Rev.0 Document E W CTO-40-0000-6695-00-26.03.2014 | | | | | | | | | | |
| Parkertrag (ohne Berücksichtigung weiterer Verluste): | | | | | | | | | | | |
| Anlagen | Typ | NH | Summe E(frei) | WG | Summe E(Park) | P75 | P90 | | | | |
| Anzahl | | m | MWh/a | | MWh/a | MWh/a | MWh/a | | | | |
| 11 | SWT3.0-113 | 142.5 | 91092 | 0,943 | 85898 | 78740 | 72299 | | | | |
| Unsicherheit (Mittel): | ± 12,1 % | | | | | | | | | | |
| Bemerkung: | Die technische Verfügbarkeit ist nicht berücksichtigt. | | | | | | | | | | |
| Unabhängigkeit: | Die RSC GmbH ist neutral und unabhängig. Verflechtungen geschäftlicher oder privater Art mit dem Auftraggeber bestehen nicht. | | | | | | | | | | |
| Velburg, 22. März 2016 | | | | | | | | | | | |
| geprüft: | | | erstellt: | | | | | | | | |
|  | | |  | | |  | | | | | |
| Dr. J. Guttenberger (Geschäftsleitung) | | | Anna Pinter, MSc (Bearbeiter Windgutachten) | | | Deutsche Akkreditierungsstelle D-PL-18036-01-00 | | | | | |

1 Einleitung

Der Auftraggeber plant bei Straubenhardt im Enzkreis den Bau eines Windparks bestehend aus 11 Windenergieanlagen (WEA). Ein wichtiges Kriterium für die Realisierung ist der Energieertrag als Basis einer Wirtschaftlichkeitsberechnung. Unser Büro wurde dazu mit einer Berechnung des Energieertrags am Standort beauftragt. Eine Planungskonfiguration mit Datum dieses Berichts wurde vom Auftraggeber mitgeteilt und für die dort aufgeführten Koordinaten wird die Ertragsberechnung durchgeführt. Diese ist eine Aktualisierung des Prüfberichts 15-1242-EP-V3. Sie wurde beauftragt, um die im Zuge des Genehmigungsverfahrens bedingten Änderungen der Betriebseinschränkungen einzuarbeiten. Des Weiteren wurde die ursprüngliche Planung um die Anlage 4 reduziert. Eine Auflistung der vorangegangenen Berechnungen ist in der unten stehenden Berichtshistorie zu finden. Bei der Berichtskampagne V3 handelt es sich um die aktuellste Auswertung, Berichte mit vorangegangenen Versionsnummer verlieren mit dem vorliegenden Bericht ihre Gültigkeit.

Für die Langzeitbewertung werden die Daten MERRA-Daten (Sander & Partner, 2015) verwendet. Die Modellrechnungen zum Windprofil basieren auf dem Programm meteodyn WT 4.6.1.

Der vorliegende Bericht beinhaltet neben einer Beschreibung des Standorts und der vorhandenen Daten das Vorgehen bei der Ableitung des Ertrags für den Standort anhand der vorhandenen Datenquellen. Zudem wird auf die Unsicherheitsanalyse eingegangen. Ausführliche Angaben zu Gelände und dem Langzeitbezug finden sich im Anhang.

Der Standort wurde durch den Auftragnehmer zu mehreren Zeitpunkten besichtigt. Während der Besichtigung wurde ein Protokoll angefertigt, welches in den Unterlagen des Auftragnehmers verbleibt. Die aufgenommenen Bilder werden im Bericht gezeigt. Die Standortbesichtigung ist zwar schon mehr als 3 Jahre her, weil hier aber nur eine Nachberechnung erfolgt wurde er nicht nochmal besichtigt.

Um repräsentative Winddaten für den Standort zu erlangen, wurden zum einen eine Mastmessung, zum anderen eine Messung mit LiDAR betrieben. Die LiDAR-Messung erfolgte über drei Messphasen. Die Mastmessung stand nicht in unserer Verantwortung, es wurden jedoch die Kalibrierzertifikate sowie die Installationsprotokolle vom Auftraggeber übermittelt. Die aus den Messungen gewonnenen Daten sind Basis für die Ertragsberechnung.

Die Berechnung folgt im Wesentlichen der Technischen Richtlinie TR6 der Fördergesellschaft Windenergie, Rev. 9 vom September 2014. Die LiDAR-Messung dient an dieser Stelle zum Zweck der Höhenextrapolation der Windgeschwindigkeit.

Da die Messungen lange vor der Herausgabe der neuen Revision der Technischen Richtlinie bereits beendet war, kann an dieser Stelle nicht erwartet werden, dass die Messkampagne in vollem Ausmaß den Forderungen der aktuellen Revision genügt. Dies gilt beispielsweise für die in der Richtlinie geforderten Verifikationstests, die hier im Abgleich mit den Mastmessungen, den früher üblichen „accuracy tests“ aus den „Recommended Practices (RP15)“ der IEC entsprechen.

Die Bestimmung des für den Standort gültigen langjährigen Ertrags basiert auf den Messdaten, die anhand von MERRA-Daten mittels eines MCP-Verfahrens langzeitbezogen werden. Die Ergebnisse werden über Daten von Windkraftanlagen anhand eines Indexverfahrens plausibilisiert.

Berichtshistorie:

| Datum | Inhalt | Nr. |
|----------|---|----------------|
| 15.03.13 | Zwischenbericht Windmessung | 13-1242-SM-V0 |
| 17.04.13 | Energieertragsberechnung/Auswertung Windmessung | 13-1242-SM-V1 |
| 18.10.13 | Energieertragsberechnung/Auswertung Windmessung | 13-1242-EP-V2 |
| 05.11.13 | Zusammenfassung der vorangegangenen Berechnung | 13-1242-EP-V2a |
| 09.03.15 | Energieertragsberechnung/Auswertung Windmessung | 15-1242-EP-V3 |
| 07.10.15 | Konfigurationsänderung | 15-1242-EP-V3a |

2 Standortüberblick

In diesem Abschnitt werden Informationen zu den topographischen Eingangsdaten für das Geländemodell, den Standortbedingungen und der Konfiguration und Planung gegeben.

2.1 Topographische Standortbedingungen

Die folgende Tabelle 1 gibt einen Überblick über die topographischen Eingangsdaten und die am Standort Straubenhardt herrschenden Standortbedingungen. Für die Ermittlung der Parameter wird ein Referenzpunkt definiert, dessen Koordinaten in diesem Fall dem Standort der Mast-Messung entsprechen.

Tabelle 1: Übersicht topographische Standortbedingungen.

| Digitales Geländemodell (DGM) | | | |
|---|---|---|------------|
| Quelle: | TK50 | | |
| West-Ost Ausdehnung | mind. 25 km | | |
| Nord-Süd-Ausdehnung | mind. 25 km | | |
| Auflösung: | 5 m Höhenlinien im Nahbereich (ca. 5 km Radius), ansonsten bis 10 m | | |
| Koordinatensystem: | Gauß-Krüger (Potsdam Datum), Zone 3 | | |
| | Rechtswert | Hochwert | Höhe ü. NN |
| Referenzpunkt: | 3464585 | 5409777 | 560 |
| Topographische Standortbedingungen | | | |
| Orographie: | Komplexitätsindex nach [4] & [5]: | 0 | (0 – 1) |
| | Geländeklasse nach [7] & [8]: | 5 | (1 – 5) |
| Rauigkeit: | Rauigkeitsklassen nach [13]: | Geländeanteil der Rauigkeitsklasse [%] im Radius 10 km: | |
| | 1.0 – 1.5 (Wald): | 73,1 | |
| | 0.6 – 0.9 (dichter Bewuchs): | 0,0 | |
| | 0.5 (Siedlung): | 8,0 | |
| | 0.05 (Freiland): | 18,9 | |
| | 0.0 (Gewässer): | 0,0 | |

Die Bestimmung der orographischen Kennzahlen ist in Anhang 1 näher erläutert. Für den Umgriff des Maststandorts ergibt sich ein Komplexitätsindex von 0, das heißt, dass der Energieanteil, der aus den komplexen Sektoren kommt, geringer ist als 5 %. An den geplanten Anlagenstandorten liegen die Werte der Komplexitätsindizes teils erheblich höher. Die am Standort erzielte Geländeklasse beträgt sowohl am Maststandort, als auch an den geplanten WEA, 5.

Nach [3] ist ein Standort als komplex definiert, wenn sich die Geländehöhen zwischen Messstandort und Anlagenstandort um mehr als 50 m unterscheiden. Dies ist für den größten Teil des Windpark Straubenhardt der Fall (vgl. Abschnitte 2.2 und 5.2). Das Gelände ist im Allgemeinen somit sehr bewegt. Da sich der Standort am nördlichen Rand des Schwarzwalds befindet, nehmen die Geländehöhen im Südwesten und vor allem im Süden um mehrere hundert Höhenmeter zu, was für den Standort für Südwestwinde eine Leelage bedeutet. Ausgedehnte Waldgebiete dominieren mit einem Anteil von 73 % im Umkreis von jeweils 10 km. Siedlungen und Rodungsinseln haben nur einen geringen Anteil.

Eine ausführlichere Analyse des Standortes befindet sich im Anhang 1.

2.2 Konfiguration

Die geplanten Bauplätze befinden sich im Tannenwald, der einen Teil des weit ausgedehnten Waldgebiets im nördlichen Schwarzwald beschreibt. Die Berechnung umfasst 11 Anlagen und wurde mit den Koordinaten, die der Tabelle 2 zu entnehmen sind, durchgeführt. Sie wurden aus den vom Auftraggeber zur Verfügung gestellten Unterlagen entnommen.

Für den Betrieb der Anlagen gibt es Auflagen zum Schallschutz, Schattenwurf und Fledermausschutz. Weitere Betriebseinschränkungen sind auf Grund von Turbulenzabschaltungen vorgesehen. Eine genauere Beschreibung und die Berechnungen hierzu finden sich im Abschnitt 5.5.

Planung

Die Koordinaten der Berechnungspunkte sind in der Tabelle 2 aufgeführt. Die angegebenen Höhen ü. NN sind jene, die aus dem Geländemodell berechnet werden. Gegenüber auf anderem Wege ermittelten Koordinaten und Höhenangaben kann es zu geringen Abweichungen kommen. Für die Koordinaten in Tabelle 2 wird die Ertragsberechnung durchgeführt.

Tabelle 2: Koordinaten der geplanten WEA bei Straubenhardt.

| WEA | Gauß-Krüger (Bessel), Potsdam Datum | | Höhe |
|--------|-------------------------------------|----------|-------|
| | Rechtswert | Hochwert | ü. NN |
| | m | m | m |
| WEA 1 | 3465814 | 5408949 | 596 |
| WEA 2 | 3465655 | 5409262 | 585 |
| WEA 3 | 3464512 | 5409792 | 560 |
| WEA 5 | 3464046 | 5409825 | 551 |
| WEA 6 | 3464055 | 5410209 | 518 |
| WEA 10 | 3465975 | 5408240 | 674 |
| WEA 11 | 3465641 | 5408439 | 653 |
| WEA 12 | 3465127 | 5408383 | 620 |
| WEA 13 | 3464662 | 5408603 | 631 |
| WEA 14 | 3464173 | 5408666 | 600 |
| WEA 15 | 3465218 | 5408736 | 614 |

Die Anlagenstandorte haben untereinander Höhenunterschiede bis zu 157 m. Auf dem niedrigsten Niveau steht die WEA 6 mit 518 m, ganz oben die WEA 10 mit 674 m ü. NN. Weitere Details, auch bezüglich der Auswirkungen auf die Modelleignung, finden sich im Abschnitt 5.2.

Der für die Ertragsberechnung gewählte Anlagentyp, die Nabenhöhe und weitere Kennzahlen der zu berechnenden WEA sind in Tabelle 3 dargestellt.

Bei der Berechnung des Ertrags wird eine gemäß [6] auf den Standort bezogene Leistungskurve verwendet. Die üblicherweise für Normbedingungen (Luftdichte: 1,225 kg/m³, Lufttemperatur: 15°C) angegebene Leistungskurve wird dafür auf die klimatologischen Bedingungen vor Ort umgerechnet. Für den Standort kann als mittlere Lufttemperatur 7,8°C angenommen werden (Deutscher Wetterdienst). Das bedeutet für eine Höhenlage von ca. 595 m (Nabenhöhe + mittlere Geländehöhe der WEA) eine mittlere Luftdichte von 1,155 kg/m³.

Tabelle 3: Planung für den Standort: Hersteller und Anlagentyp.
P: Nennleistung, RD: Rotordurchmesser, NH: Nabenhöhe.

| Klimatologische Mittelwerte in 142.5 m ü. Grund: | | | | | |
|--|------------|-------------------|-----------------|-------|----------------|
| Luftdichte: | 1,160 | kg/m ³ | Lufttemperatur: | 6,3 | °C |
| Anlagentyp: | | | | | |
| Hersteller | Typ | P [kW]: | RD [m]: | NH | Leistungskurve |
| Siemens | SWT3.0-113 | 3000 | 113 | 142,5 | berechnet |

Die Tabelle 3 gibt die mittlere Luftdichte am Standort an. Da sich aber die großen Höhenunterschiede innerhalb des Parks auch auf die Luftdichte auswirken, wurde für jede der 11 Anlagen eine eigene Luftdichte berechnet. Diese schwankt zwischen 1,144 kg/m³ und 1,165 kg/m³.

Die angepassten, sowie die auf Grund der Betriebseinschränkungen gedrosselten Kennlinien sind für die mittlere Luftdichte am Standort im Anhang 2 angegeben. Die klimatologischen Parameter sind in Tabelle 3 angegeben.

Parkkonfiguration

In der Berechnung des Parkwirkungsgrades werden die Anlagen aus der vom Auftraggeber mitgeteilten Konfiguration berücksichtigt. Die Koordinaten stehen in Tabelle 2. Ändert sich die Konfiguration muss eine Neuberechnung des Parkwirkungsgrades erfolgen. Die Abstände der Anlagen untereinander sind in Tabelle 4 angegeben.

Tabelle 4: Abstände der Anlagen im Park in m.

| m | WEA 1 | WEA 2 | WEA 3 | WEA 5 | WEA 6 | WEA 10 | WEA 11 | WEA 12 | WEA 13 | WEA 14 | WEA 15 |
|--------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| WEA 1 | 0 | 351 | 1551 | 1973 | 2164 | 727 | 539 | 890 | 1203 | 1665 | 633 |
| WEA 2 | 351 | 0 | 1260 | 1705 | 1859 | 1071 | 823 | 1025 | 1192 | 1597 | 684 |
| WEA 3 | 1551 | 1260 | 0 | 467 | 619 | 2133 | 1762 | 1537 | 1198 | 1176 | 1270 |
| WEA 5 | 1973 | 1705 | 467 | 0 | 384 | 2497 | 2113 | 1802 | 1368 | 1166 | 1600 |
| WEA 6 | 2164 | 1859 | 619 | 384 | 0 | 2750 | 2377 | 2117 | 1717 | 1548 | 1877 |
| WEA 10 | 727 | 1071 | 2133 | 2497 | 2750 | 0 | 389 | 860 | 1362 | 1852 | 905 |
| WEA 11 | 539 | 823 | 1762 | 2113 | 2377 | 389 | 0 | 517 | 993 | 1485 | 517 |
| WEA 12 | 890 | 1025 | 1537 | 1802 | 2117 | 860 | 517 | 0 | 514 | 995 | 365 |
| WEA 13 | 1203 | 1192 | 1198 | 1368 | 1717 | 1362 | 993 | 514 | 0 | 493 | 572 |
| WEA 14 | 1665 | 1597 | 1176 | 1166 | 1548 | 1852 | 1485 | 995 | 493 | 0 | 1047 |
| WEA 15 | 633 | 684 | 1270 | 1600 | 1877 | 905 | 517 | 365 | 572 | 1047 | 0 |

Entscheidend für die gegenseitige Abschattung der Anlagen in einem Windpark ist die Platzierung der Anlagen relativ zur Hauptwindrichtung. Übliche Abstände gehen von drei- bis vierfachem Rotordurchmesser quer zur Hauptwindrichtung und sechs- bis achtfachem Rotordurchmesser in Hauptwindrichtung aus. Aus Gründen der Standsicherheit wird zudem ein Mindestabstand gefordert, der von den Turbulenzintensitäten am Standort abhängt.

3 Verwendete Daten

In diesem Abschnitt werden die für die Ertragsberechnung verwendeten Daten aufgeführt. Diese sind - soweit vorhanden - Messdaten vom Standort oder aus der näheren Umgebung, Winddaten von klimatologischen Messstationen oder Reanalysedaten sowie Betriebs- und/oder Ertragsdaten von Vergleichsanlagen in der Region.

3.1 Messdaten

Vom Auftraggeber wurden die Messdaten einer Mastmessung zur Verfügung gestellt. Die Messung wurde mittels eines Teleskopmasten der Firma Ihnen durchgeführt, wobei die Bestückung und Wartung durch die Firma Enercon erfolgte. Während die Rohdaten vom Auftraggeber übermittelt wurden, konnten die Kalibrierfaktoren und weitere Details wie Installationsprotokolle, Beheizung etc. bei der Firma Enercon erfragt werden. Des Weiteren wurden von der Firma Enercon nochmals die Rohdaten übermittelt. Diese wurden mit jene vom Auftraggeber übermittelten verglichen. Dabei konnte keine Abweichung festgestellt werden.

Ein Steckbrief der Mastmessung ist im Anhang 6 zu finden. Eine kurze Übersicht gibt die Tabelle 5.

Tabelle 5: Angaben zu der Mastmessung.

| Mastmessung | | |
|-------------------------------------|----------------------------------|------------|
| Gauß-Krüger (Bessel), Potsdam Datum | | Höhe ü. NN |
| Rechtswert | Hochwert | m |
| 3464585 | 5409777 | 560 |
| Messzeitraum | von: | bis |
| | 29.10.12 | 01.12.2013 |
| Mittelungszeitraum: | 10 min | |
| Messgrößen und -höhen: | | |
| Richtung | 66 m, 97.6 m, 98 m | |
| Geschwindigkeit | 66 m, 85 m, 97.7 m, 98 m, 99.5 m | |

Die Anemometer sind alle vom Typ Thies First Class Advanced, mit Ausnahme des Sensors in 98 m ü. Grund, bei dem es sich um ein Ultraschallanemometer handelt. Der Sensor in 97.7 m wird für die Berechnung nicht herangezogen, da er seit dem 27.02.2013 ausgefallen ist. Der Datenzeitraum vor dem 09.11.2012 ist stark lückenhaft. Für die weitere Auswertung werden daher erst Daten ab dem 09.11.2012 verwendet.

Die Daten werden untereinander abgeglichen und unplausible Werte anhand RSC-interner Kriterien gefiltert. Des Weiteren werden Vereisungseffekte anhand des Ultraschallanemometers korrigiert. Zudem werden Abschattungseffekte durch den Mast und den Blitzschutz mit den Höhen 99.5 und 98 m korrigiert. Weitere Details zu der Mastmessung finden sich im Anhang 6.

Zur Absicherung der vertikalen Extrapolation der Windgeschwindigkeit wurde eine LiDAR-Messung in drei Phasen am Standort durch die RSC GmbH durchgeführt. Die LiDAR-Messungen wurden mit einem LiDAR-Messgerät vom Typ Windcube V2 durchgeführt [11]. Die Messkampagne wurde 2013 gestartet.

Tabelle 6: Weitere Angaben zu den Messungen.

| LiDAR - Messung | | | |
|-------------------------------------|----------------------------------|------------|------------|
| Gauß-Krüger (Bessel), Potsdam Datum | | | Höhe ü. NN |
| | Rechtswert | Hochwert | m |
| Periode 1: | 3464580 | 5409800 | 560 |
| Periode 2: | 3464602 | 5409793 | 560 |
| Periode 3: | 3464602 | 5409800 | 560 |
| Messzeitraum | von: | bis | |
| Periode 1: | 17.01.2013 | 05.02.2013 | |
| Periode 2: | 24.04.2013 | 16.05.2013 | |
| Periode 3: | 28.06.2013 | 30.09.2013 | |
| Mittelungszeitraum: | 10 min | | |
| Messgrößen und -höhen: | | | |
| Richtung | 40 m bis 200 m in 20 m-Schritten | | |
| Geschwindigkeit | 40 m bis 200 m in 20 m-Schritten | | |

Die LiDAR-Messdaten werden anhand interner Kriterien gefiltert. Zudem erfolgt eine Korrektur des geländebedingten Messfehlers anhand des dreidimensionalen Strömungsmodells metedyn, anhand dessen sich Korrekturfaktoren in 10° Sektor en bestimmen lassen können. Weitere Details finden sich im Messbericht mit der Nummer 15-1242-MR-V1.

3.2 Winddaten

Zur Ermittlung der Windverhältnisse am Standort stehen neben den Messdaten folgende weitere Wind-Datensätze zur Verfügung.

MERRA-Daten:

Von Sander & Partner werden MERRA-Daten vertrieben, die in stündlicher Auflösung Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Lufttemperatur und Luftdichte liefern. Diese liegen global im 0,5° x 0,7° Raster in 50 m ü. Grund über einen mehrjährigen Zeitraum vor. Direkt am Standort gibt es keinen Berechnungspunkt. Daher wird für die Berechnung ein nach Entfernung gewichtetes Mittel der Datensätze der vier nächstgelegenen Gitterpunkte 48.5,0/49.0°N und 8,0/8,6°Ost verwendet - weiter entfernte Punkte werden dabei weniger stark gewichtet. Die MERRA- Daten dienen dem Langzeitbezug (vgl. Abschnitt 5.3) sowie der Überprüfung der Repräsentativität des Messzeitraums (vgl. Abschnitt 4.2 und 4.3). Der entfernungsgewichtete MERRA- Datensatz wird den Daten aus der Mastmessung gegenübergestellt. Dabei kann ein statistischer Zusammenhang zwischen den MERRA- Daten und der Messung vor Ort bestätigt werden. Damit sind die hier verwendeten Langzeitdaten gemäß der Technischen Richtlinie (TR6, Rev. 9) für den Standort ausreichend repräsentativ. Im Übrigen ist beim Langzeitbezug nicht der absolute Betrag, sondern der relative zeitliche Verlauf der Windgeschwindigkeit maßgebend. Dieser ist über eine größere Fläche einheitlich, weil er von den großräumigen Druck- und Temperaturgradienten abhängt.

Wetterdienst Daten

Vom Deutschen Wetterdienst (DWD) werden die Daten die langjährigen Klimamittel (1961-1990) der Messstationen Bad Herrenalb, Dobel und Schömberg/Calw herangezogen, um die mittlere langjährige Temperatur im Untersuchungsraum festzustellen.

3.3 Ertragsdaten

In Tabelle 7 sind die Standorte aufgelistet, deren Ertragsdaten für die Erstellung dieses Gutachtens zur Validierung der Ergebnisse verwendet wurden. Die Daten sind frei zugänglich. Die Datenquelle ist in Tabelle 7 vermerkt. Zudem ist eine Übersicht über die Daten gegeben. Weitere Angaben zu den Vergleichsstandorten sind in Anhang 3 zu finden. Dort zeigt eine Übersichtskarte die Positionen der Vergleichsanlagen im Verhältnis zum neuen Standort.

Diese Vergleichsstandorte werden nicht zur Plausibilisierung des Ertrags verwendet, sondern zur Plausibilisierung des Langzeitbezugs.

Tabelle 7: Kennzahlen der Windkraftanlagen.

| | | | | | |
|----------------|----------------------|---------------------|--------|---------------------|----------|
| Standort: | Grüner Heiner | von: | Jan 00 | R (zu Vergleich) | 0,89 |
| Daten: | Ertragsdaten | bis: | Dez 14 | Datenquelle: | Internet |
| Verfügbarkeit: | nicht vorhanden | Monate Datenbasis: | 172 | RSC | 93 % |
| Intervall: | Monat | Monate Ergänzungen: | 8 | Qualitätsbewertung: | sehr gut |
| Standort: | Schömberg | von: | Jan 05 | R (zu Vergleich) | 0,93 |
| Daten: | Ertragsdaten | bis: | Dez 14 | Datenquelle: | Internet |
| Verfügbarkeit: | nicht vorhanden | Monate Datenbasis: | 145 | RSC | 90 % |
| Intervall: | Monat | Monate Ergänzungen: | 14 | Qualitätsbewertung: | sehr gut |
| Standort: | Karlsruhe 3 | von: | Jan 02 | R (zu Vergleich) | 0,94 |
| Daten: | Ertragsdaten | bis: | Dez 14 | Datenquelle: | Internet |
| Verfügbarkeit: | nicht vorhanden | Monate Datenbasis: | 144 | RSC | 91 % |
| Intervall: | Monat/ Jahr | Monate Ergänzungen: | 12 | Qualitätsbewertung: | sehr gut |
| Standort: | Karlsruhe 1 | von: | Jan 99 | R (zu Vergleich) | 0,93 |
| Daten: | Ertragsdaten | bis: | Dez 14 | Datenquelle: | Internet |
| Verfügbarkeit: | nicht vorhanden | Monate Datenbasis: | 186 | RSC | 95 % |
| Intervall: | Monat | Monate Ergänzungen: | 6 | Qualitätsbewertung: | sehr gut |

Die Leistungskurven der Anlagentypen werden den Unterlagen der Hersteller entnommen. Die angegebenen Kennlinien sind für das Ertragsgutachten gemäß [6] auf die Standortbedingungen umgerechnet worden. Sie finden sich in Anhang 3. Die Vergleichsanlagen werden auf Qualität der Daten und Repräsentativität des Standorts geprüft.

Die Datenreihen sind, soweit vorhanden, anhand der Verfügbarkeit korrigiert, ansonsten mit einem pauschalen Aufschlag zwischen 0 % und 5 % versehen, um Ertragsverluste über die Parkverluste hinaus zu berücksichtigen.

Über Vergleiche der Ertragsdaten der Anlagen untereinander werden unplausible Daten aufgespürt und verworfen. Lücken in den Zeitreihen einzelner Anlagen oder Parkmittel und unvollständige Jahre werden mit Werten ergänzt, die aus Regressionsrechnungen der Anlagen untereinander oder mit MERRA-Erträgen abgeleitet werden.

Des Weiteren gibt es noch die Datenreihe der WEA Karlsruhe 2, diese scheint jedoch nicht vollständig konsistent mit den anderen beiden WEA und müsste stärker korrigiert werden. Aus diesem Grund wurden die Datenreihen verworfen. Zudem gibt es in etwa 22 km Entfernung den Windpark Simmersfeld. Von diesem liegen der RSC GmbH jedoch keinerlei Daten vor.

Datenqualität

Das Ergebnis der Qualitätsbewertung ist in Tabelle 7 angegeben. In die Qualitätsbewertung fließen die Länge der Datenreihe, die Anzahl der aufgefüllten und/oder korrigierten Werte und die Korrelation der Datenreihen untereinander ein.

Beste Werte werden bei langen, möglichst lückenlosen Datenreihen mit hohen Korrelationen zu den Vergleichsanlagen und/oder MERRA-Daten erreicht. Bei kürzeren Reihen, einer größeren Zahl korrigierter oder aufgefüllter Werte und/oder geringerer Korrelation mit weiteren Datenreihen sinkt der Indexwert.

Die Datenqualität der Vergleichsanlagen ist mit „sehr gut“ (>80 %) zu bewerten, da von allen Anlagen eine lange Reihe von mehreren Jahren vorliegt. Die Daten der WEA Schömberg zeigen zwar eine lange Reihe, jedoch liegen von den Jahren 2002-2004 nur Jahressummen der Erträge vor, wodurch die Qualität zwar aufgrund der langen Monatssummen sehr gut ist, die Datengrundlage jedoch unsicherer wird.

Räumliche Repräsentativität

Die Vergleichsanlagen sind auf Repräsentativität des Standorts geprüft. Parameter der Bewertung sind die Komplexität des Geländes, Entfernung, Rauigkeiten und Nabenhöhen der Anlagen. Die Geländeeigenschaften sind nach den Vorgaben von [4] bis [8] ermittelt. Die Bewertung der Rauigkeiten erfolgt anhand der mittleren Abweichung der Rauigkeitswerte pro Sektor. Um als repräsentativ zu gelten wurden in Anlehnung an [3] folgende Kriterien definiert:

- Nabenhöhe mindestens 2/3 der geplanten Nabenhöhe,
- Differenz der Geländeklasse nicht mehr als zwei Klassen,
- Rauigkeit mindestens bedingt vergleichbar (RSC-Rauigkeit-Index > 50 %).

Diese Bedingungen müssen gleichzeitig erfüllt sein, um den Standort als repräsentativ zu bewerten. Gelten eine oder mehrere Bedingungen nicht, ist der Standort nur bedingt repräsentativ. Dann muss im Einzelfall entschieden werden, inwieweit der Standort dennoch zu verwenden ist.

Die Kennzahlen der Repräsentativitätsbewertung der Vergleichsanlagen zu Straubenhardt sind in Tabelle 8 angegeben.

Tabelle 8: Kennzahlen zur räumlichen Repräsentativität der Vergleichsanlagen.

| Kriterium/Ort | Karlsruhe 1&3 | Schömberg | Grüner Heiner |
|--------------------------|---------------|--------------|---------------|
| Entfernung [km]: | 25 | 8 | 43 |
| Nabenhöhe [m]: | 75/85 | 75 | 46 |
| Geländeklasse : | vergleichbar | vergleichbar | vergleichbar |
| RSC-Rauigkeit-Index [%]: | 46 | 44 | 42 |

Gesamtbewertung

Das Gelände am Standort ist gemäß [4] und [5] als komplex einzustufen (vgl. Tabelle 1) d. h. Messungen und Vergleichsanlagen können bis zu ca. 2 km entfernt sein. Dies ist für die Mast- und LiDAR-Messung bezüglich der geplanten WEA der Fall. Generell zeigt sich der Messstandort bezüglich der Rauigkeit und durch die Nähe zu den geplanten WEA als repräsentativ.

Aufgrund großer Höhenunterschiede zwischen Mess- und Planungsstandorten ergeben sich jedoch Einschränkungen in der Übertragung bzw. der Repräsentativität bezüglich des Höhenkriteriums (vgl. Abschnitt 5.2).

Die Standorte bestehender WEA zeigen sich nur bezüglich der Geländeklasse als repräsentativ, die WEA Grüner Heiner und Schömberg zeigen die Klasse 5, die WEA Karlsruhe die Klasse 4. Dabei sollte jedoch beachtet werden, dass die WEA Grüner Heiner und Karlsruhe zum einen sehr weit vom Standort entfernt stehen und zum anderen die hohe Geländeklasse durch die Lage auf dem Karlsruher Energieberg sowie dem Schuttberg bei Korntal (Grüner Heiner) zustande kommen. Dadurch ergeben sich für diese WEA-Standorte lokal exponierte Lagen, die nur bedingt mit der Leelage am Standort Straubenhardt vergleichbar sind. Da der Planungsstandort im Schwarzwald liegt, ist er von weit ausgedehnten Waldflächen umgeben. Diese Bedingungen können an den Anlagenstandorten nicht wiedergegeben werden. Zudem weist keiner der WEA-Standorte den geforderten Mindestwert der geplanten Nabenhöhe von 95 m ($2/3 \cdot NH$) auf.

Die WEA-Standorte können somit unter den oben geschilderten Bedingungen nicht als direkte Vergleichsanlagen herangezogen werden, eine Übertragung bzw. Modellanpassung ist nicht sinnvoll. Nichtsdestotrotz liefern die bestehenden Anlagen lange, verlässliche Datenreihen, aus denen sich unterschiedliche, regional abhängige Indizes ableiten lassen, anhand derer die Ergebnisse des Langzeitbezugs plausibilisiert werden können.

3.4 Langzeitdaten

MERRA-Daten

Für den Langzeitabgleich der Ertragsdaten der bestehenden WEA werden die MERRA-Winddaten in Erträge umgerechnet und mittels einer langen Ertragsreihe einer bestehenden Windkraftanlage auf die regionalen Verhältnisse kalibriert (Langzeitdatensatz 2). Mit diesen Daten wird ein Index erstellt, der auf die Kurzzeitdaten angewendet wird. Ausführlichere Informationen zu den MERRA-Daten finden sich in Abschnitt 3.2 und Anhang 4.

Ertragsreihen

Als zusätzliche Ertragsreihe werden die Daten der Windkraftanlage Karlsruhe 1 verwendet (Langzeitdatensatz 1). Datenlücken aufgrund fehlender oder unplausibler Daten werden mit Hilfe von MERRA-Daten sowie weiteren Ertragsdaten bestehender WEA über Beziehungen aus Regressionsrechnungen geschlossen. Damit steht eine Reihe von 16 Jahren zur Verfügung, basierend auf regionalen Daten. Zudem steht vom Grünen Heiner eine lange Ertragsreihe von 15 Jahren zur Verfügung.

Referenzzeitraum

Die Ertragsberechnung erfolgt mit Daten aus der Vergangenheit, nach gegenwärtigem Stand. Die Entwicklung der Windgeschwindigkeit in der Zukunft ist im Lichte der zu erwartenden Klimaänderung ungewiss. Entsprechende Untersuchungen stehen erst am Anfang. Die Bezugsperiode, die hier Anwendung findet, beginnt 1995 und endet derzeit 2014.

Weitere Informationen zu den Langzeitdaten finden sich in Anhang 4.

4 Windverhältnisse

Die standortspezifischen Windverhältnisse werden hier aus den Messdaten abgeleitet. Die Daten wurden dazu wie in Abschnitt 3.1 gefiltert und korrigiert. Die Ergebnisse werden in diesem Abschnitt auf ihre Verwendbarkeit geprüft. Die Ergebnisse der Prüfungen werden hier vorgestellt.

Für weitere Informationen zur Windmessung wird auf den Anhang 6 verwiesen.

4.1 Analyse der Windmessdaten

Die Messdaten aus der Mast- und LiDAR-Messung werden im Folgenden für die drei LiDAR-Messperioden einander gegenübergestellt. Die Vergleichshöhe liegt an dieser Stelle bei 100 m am LiDAR (Windgeschwindigkeit und Richtung) sowie bei 99.5 m (Windgeschwindigkeit) und 98 m (Windrichtung) am Mast.

Windrichtung:

Die Abbildung 1 zeigt die Gegenüberstellung der Windrichtung von Mast und LiDAR für die drei Messperioden.

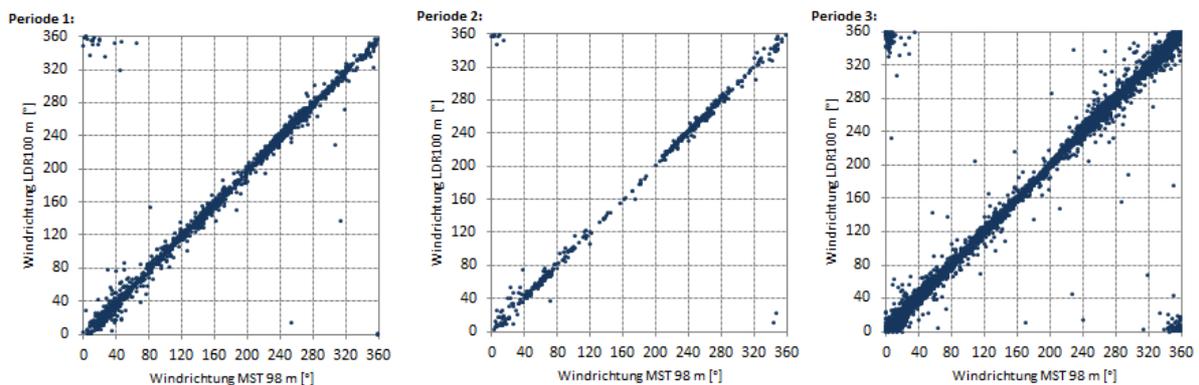


Abbildung 1: Vergleich der Windrichtung von Mast und LiDAR in den drei Messperioden.

Die unterschiedlichen Messsysteme liefern sehr ähnliche Ergebnisse.

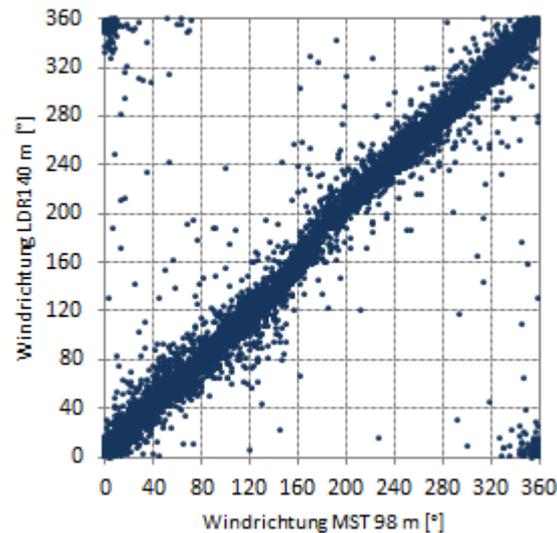


Abbildung 2: Vergleich der Windrichtung vom LiDAR in 140 m und vom Mast in 98 m ü. Grund.

Die Gegenüberstellung der gesamten Windrosen aus den drei Messperioden der LiDAR-Messung in 140 m mit jenen aus der Mastmessung in 98 m zeigt, dass sich zwischen den Höhen 100 und 140 m ü. Grund keine signifikanten Änderungen ergeben. Trotz des Höhenunterschiedes weisen die beiden Datensätze einen guten Zusammenhang auf.

Windgeschwindigkeit:

Die Abbildung 3 zeigt die Gegenüberstellung der Windgeschwindigkeit von Mast und LiDAR für die drei Messperioden.

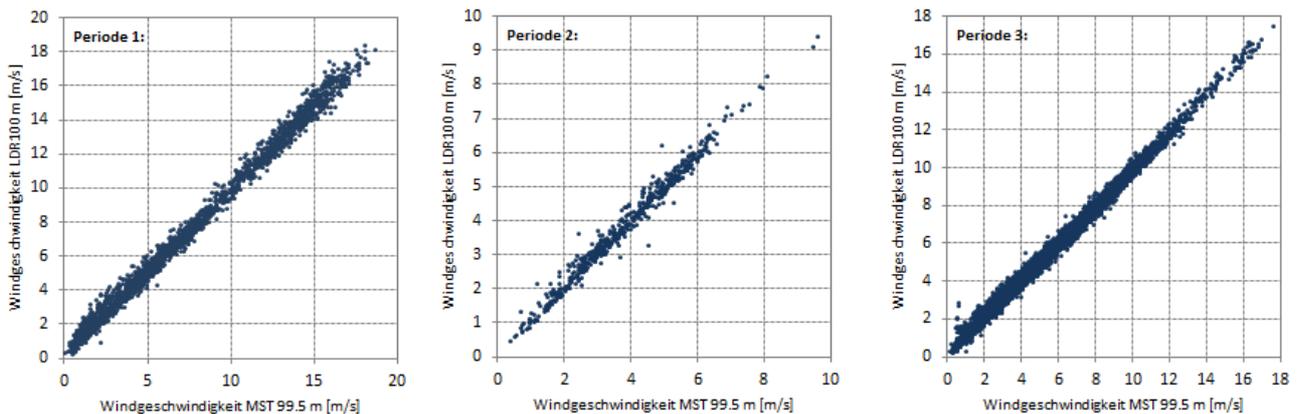


Abbildung 3: Vergleich der Windgeschwindigkeit von Mast und LiDAR in den drei Messperioden.

Auch die Windgeschwindigkeiten zeigen einen hohen Grad an Übereinstimmung, die Bestimmtheitsmaße für die drei Messperioden liegen alle über 0.98.

Windprofil:

Das Windprofil am Messstandort Straubenhardt wird durch unterschiedliche Winddaten generiert. Zum einen wird es im oberen Höhenbereich durch die LiDAR-Messungen beschrieben. Den unteren Bereich sichern die Daten der Anemometermessung ab. Eine grafische Darstellung erfolgt in Abbildung 3. Dabei werden nur Werte herangezogen, wenn von beiden Messungen in allen Höhenlevels zur gleichen Zeit Daten vorhanden waren.

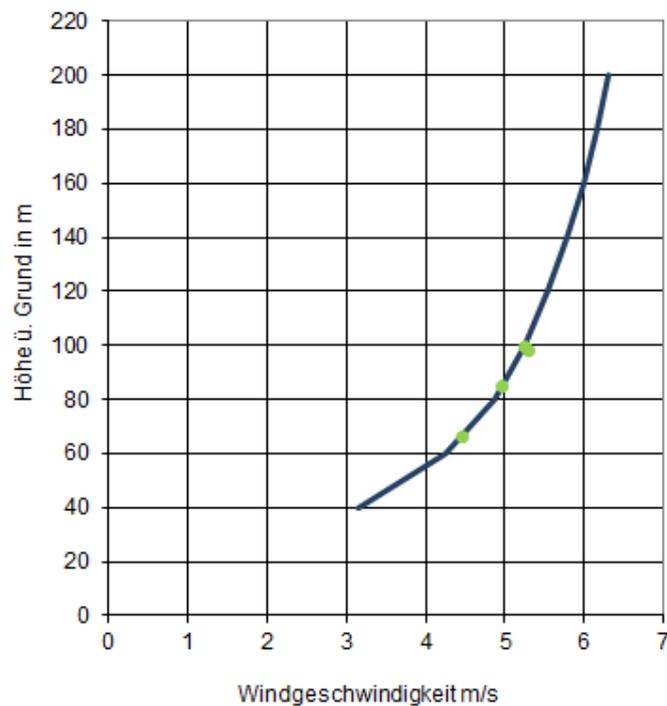


Abbildung 4: Windprofile von LiDAR (blau) und Mast (grün).

Die mittleren Windgeschwindigkeiten in den unterschiedlichen Höhengniveaus zeigen eine sehr gute Übereinstimmung. Auch die Streuwolken der Windgeschwindigkeiten (Abschnitt vorher) zeigen eine hohe Korrelation.

Extrapolation der Messdaten:

Wie bereits in dem vorherigen Kapitel dieses Abschnitts gezeigt wurde, scheint eine vertikale Extrapolation der Windgeschwindigkeiten der Mastmessung anhand der LiDAR-Daten auf Nabenhöhe sinnvoll. Um die Messdaten aus der Mastmessung auf die ungefähre Nabenhöhe von 140 m hochzurechnen, wird die Windgeschwindigkeit in 99.5 ü. Grund aus der Mastmessung herangezogen. Die Extrapolation erfolgt anhand eines sektorweisen Potenzprofils, dessen Faktoren aus dem LiDAR-Profil abgeleitet werden. Diese sind in der nachfolgenden Tabelle angegeben.

Tabelle 9: Sektorweise Potenzfaktoren.

| Sektor [°] | Faktor |
|------------|--------|
| 0 | 0,119 |
| 30 | 0,182 |
| 60 | 0,340 |
| 90 | 0,391 |
| 120 | 0,450 |
| 150 | 0,062 |
| 180 | 0,079 |
| 210 | 0,270 |
| 240 | 0,356 |
| 270 | 0,270 |
| 300 | 0,252 |
| 330 | 0,148 |

Anhand der unterschiedlichen Potenzprofile, die sich aus den in Tabelle 9 angegebenen Faktoren berechnen lassen, kann die Windgeschwindigkeitsreihe aus der Mastmessung in 99.5 m ü. Grund auf 140 m hochgerechnet werden. Im Mittel ergibt sich für die extrapolierte Datenreihe somit eine Geschwindigkeit von 6,0 m/s in 140 m ü. Grund im verwendeten Messzeitraum vom 09.11.2012 bis zum 01.12.2013. Des Weiteren werden die Windgeschwindigkeiten anhand derselben Faktoren auf die Höhen 120 und 160 m ü. Grund extrapoliert.

Eine Umrechnung der Windrichtung auf 140 m ü. Grund erfolgt an dieser Stelle nicht, da sich bereits in der Abbildung 2 gezeigt hat, dass es keine signifikanten Änderungen der Windrichtung mit der Höhe gibt. Zudem zeigen die Windrosen aus Mast- und LiDAR-Messung fast identische Ergebnisse.

Eine Darstellung der Ergebnisse der Extrapolation bzw. der umgerechneten Datenreihe geschieht in den nachfolgenden Abschnitten. Zudem wird dort die Frage der zeitlichen Repräsentativität der gewonnenen Zeitreihe geklärt.

4.2 Windrose

Die Anströmung eines Standorts ist sowohl von den regionalen Windverhältnissen als auch den lokalen Bedingungen abhängig. In der Abbildung 5 (links) ist die Windrose aus der Mastmessung (blau) in 98 m dargestellt. Rechts erfolgt der Vergleich des Messzeitraums vom Mast mit dem langen Zeitraum der MERRA-Daten dargestellt.

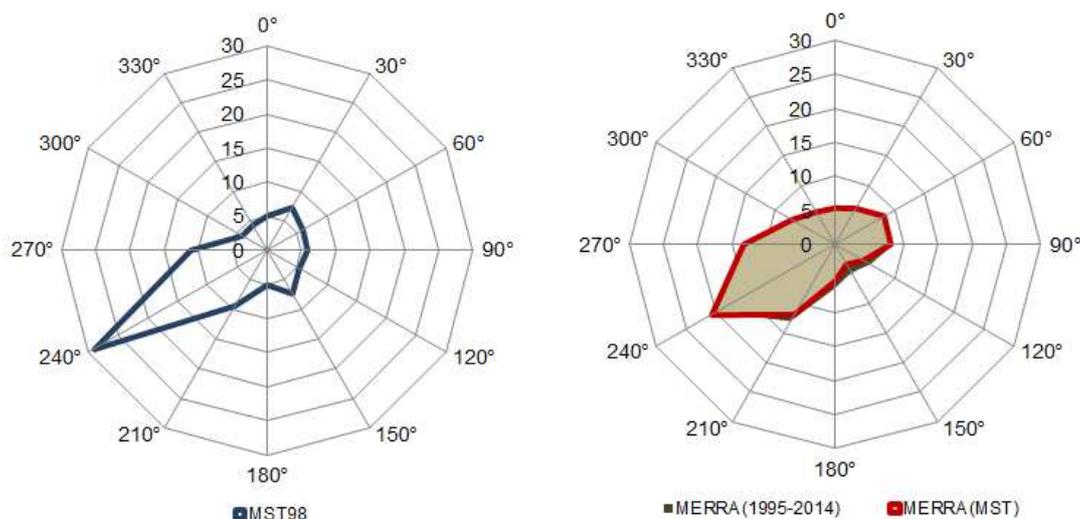


Abbildung 5: Windrosen aus der Mastmessung und den MERRA-Daten.

Die linke Abbildung zeigt, dass am Standort eindeutig Südwest als Hauptwindrichtung definiert werden kann. Dies scheint durch die lokale Orographie (vgl. Abbildung A1.2) plausibilisiert.

Vergleicht man die Windrose der MERRA-Daten innerhalb des Mastmesszeitraums mit der Langzeitwindrose von 1995-2014, zeigt sich ein sehr hoher Grad an Übereinstimmung. Es kann also davon ausgegangen werden, dass der Messzeitraum der Anemometermessung für die langjährigen Verhältnisse repräsentativ ist.

4.3 Windgeschwindigkeit

Für die Berechnung des Energieertrags ist auch die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit entscheidend. Die mittlere Windgeschwindigkeit allein ist nur ein grobes Mittel zur Einschätzung des Standorts. Bei der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit wird in der Regel von einer Weibull-Verteilung ausgegangen. Deren Form wird durch den Parameter k beschrieben.

In Abbildung 6 ist der sektorielle Verlauf des k -Parameters der verschiedenen Winddaten dargestellt. Oben werden die Messdaten der Mastmessung extrapoliert in 140 m, unten der Vergleich Kurzzeit/Langzeit anhand der MERRA-Daten dargestellt.

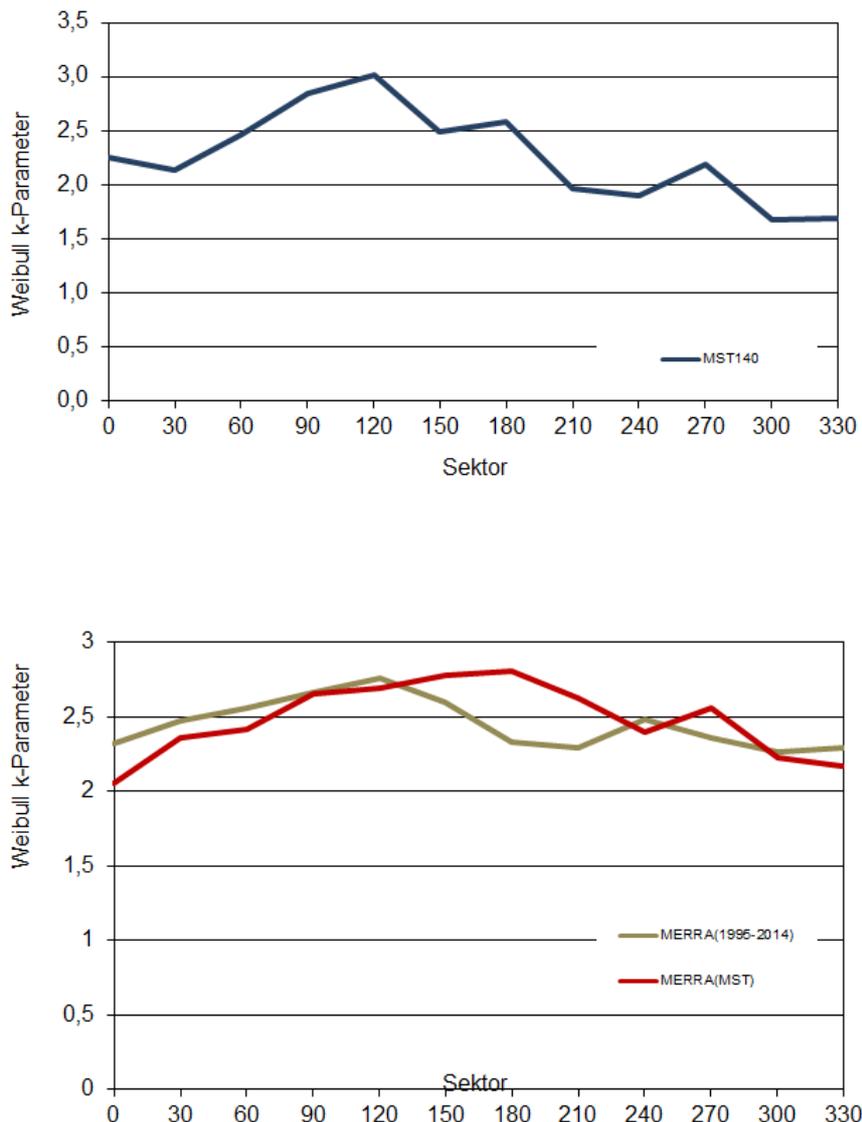


Abbildung 6: Sektorielle Verteilung des Formparameters der Weibullverteilung
 Oben: Mastmessung extrapoliert auf 140 m ü. Grund.
 Unten: Vergleich Kurzzeit/Langzeit anhand MERRA.

Der Vergleich zwischen den Kurzzeit und Langzeit anhand der MERRA-Daten im Mastmesszeitraum zeigt eine relativ gute Wiedergabe der Verteilungscharakteristika. Dies gilt vor allem für die Hauptwindrichtungen. Dadurch kann somit auch bezüglich der Windgeschwindigkeit davon ausgegangen werden, dass die Mastmessung für den Langzeitraum repräsentativ ist.

Generell zeigen sich somit die Windgeschwindigkeit und die Windrichtung aus der Mastmessung für den langen Zeitraum als repräsentativ und können für die Erstellung einer Windstatistik herangezogen werden.

4.4 Zeitliche Variation

In Abbildung 7 und 8 sind die mittleren zeitlichen Verläufe der Windgeschwindigkeit im Jahresgang und Tagesgang für die Ausgangshöhe der Mastmessung von 99.5 m sowie die extrapolierte Datenreihe in 140 m ü. Grund dargestellt.

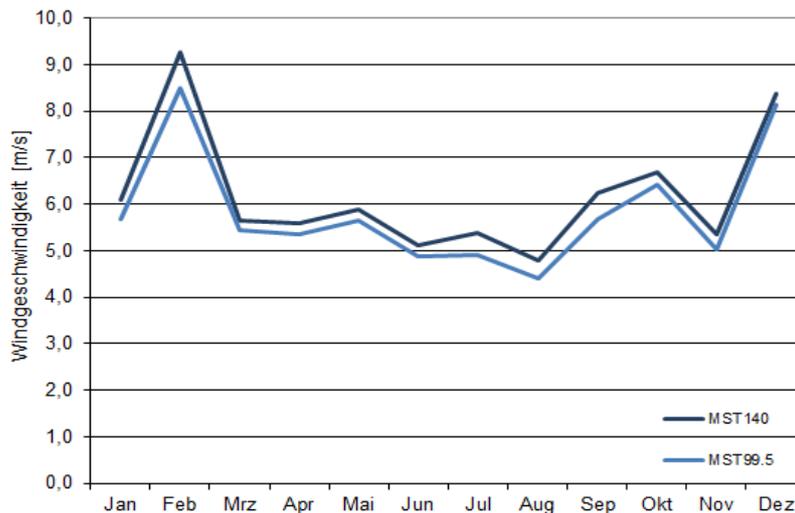


Abbildung 7: Jahresgang der Windgeschwindigkeit (Mess- und MERRA-Daten).

Der Jahresgang der Datenreihe zeigt vor allem in den Wintermonaten höhere Windgeschwindigkeiten.

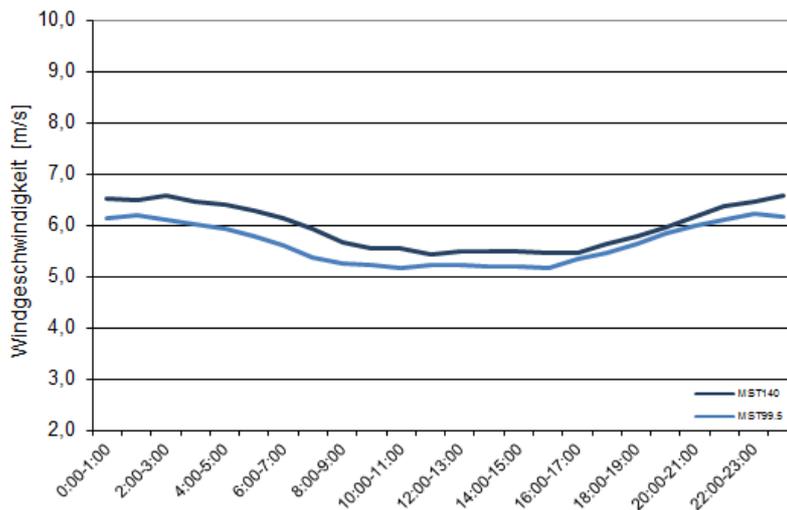


Abbildung 8: Tagesgang der Windgeschwindigkeit (Mess- und MERRA-Daten).

Der Tagesgang der Mastmessung in Abbildung 8 zeigt ein Maximum in den Nachtstunden zwischen 18:00 und 6:00 Uhr.

4.5 Standortbezogene Winddaten

Die Windverhältnisse am Standort können über die Mast- und LiDAR-Messung abgeleitet werden. Als Basisdatenreihe dienen die Daten aus der Mastmessung in 99.5 m über Grund. Diese werden im Abschnitt 4.1 den LiDAR-Daten gegenübergestellt. Dabei zeigt sich ein hoher Grad an Korrelation. Dies gilt auch für das Windprofil, wodurch eine Extrapolation der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe anhand der sektoriellen LiDAR-Profile möglich ist. In den Abschnitten 4.2 - 4.4 werden die Ergebnisse der extrapolierten Datenreihe dargestellt sowie deren Repräsentanz für den Langzeitraum von 1995 - 2014 überprüft. Da die Daten in sich konsistent und für einen langen Zeitraum repräsentativ sind, können die extrapolierten Mastdaten zur Erstellung einer Windstatistik herangezogen werden. Die Erstellung der Windstatistik wird im Folgenden beschrieben:

Die Anpassung an ein Langzeitniveau erfolgt anhand der in Abschnitt 5.3 beschriebenen MCP – Methode. Um dieses zu reproduzieren, werden die Daten der Mastmessung in 140 m ü. Grund eingelesen. Diese werden dann mit dem Faktor 1.078 versehen, um das Langzeitniveau zu nachzustellen. Daraus wird im letzten Schritt eine *.tab-Datei erstellt.

In Tabelle 10 sind die Windfeldparameter der Eingangsdaten angegeben. In Tabelle 12 werden die Parameter, umgerechnet auf den Mast-Standort angegeben.

Die Winddaten müssen die allgemeinen Windverhältnisse widerspiegeln. Daher sollten die Daten mindestens zwölf aufeinander folgende Monate und immer ganze Jahre umfassen, um saisonale Effekte abgedeckt zu haben. Dies ist für die Datenreihe aus der Mastmessung der Fall.

Tabelle 10: Windfeldparameter der Eingangsdaten.

| Daten: | | Extrapolierte Mastdaten (Faktor: 1.078) | | | |
|-----------|------|---|------|-----|------------------|
| Messhöhe: | | 140 m | | | |
| Sektor | f | A | k | v | ED |
| ° | % | m/s | | m/s | W/m ² |
| 0 | 5,1 | 4 | 2,3 | 3,6 | 47 |
| 30 | 6,9 | 4,4 | 2,1 | 3,9 | 65 |
| 60 | 6,4 | 5,4 | 2,5 | 4,8 | 110 |
| 90 | 5,9 | 5,9 | 2,9 | 5,3 | 130 |
| 120 | 5,4 | 6,5 | 3,0 | 5,8 | 169 |
| 150 | 6,9 | 8,8 | 2,5 | 7,9 | 468 |
| 180 | 4,9 | 8,8 | 2,6 | 7,8 | 452 |
| 210 | 9,6 | 7,5 | 2,0 | 6,7 | 353 |
| 240 | 29,2 | 8,6 | 1,9 | 7,6 | 545 |
| 270 | 11,3 | 6,9 | 2,2 | 6,1 | 242 |
| 300 | 4,4 | 4,8 | 1,7 | 4,3 | 114 |
| 330 | 4,2 | 3,9 | 1,7 | 3,5 | 58 |
| All | | 7 | 1,81 | 6,2 | 312 |

5 Ertragsberechnung

Für die Ertragsberechnung wird das Modell meteodyn WT verwendet. Ein wichtiger Bestandteil der Ertragsberechnung ist die gewählte Windstatistik sowie deren Validierung. Hat man eine für den Standort geeignete Windstatistik gefunden, kann der Ertrag berechnet werden. Es werden sowohl der Ertrag einer einzeln stehenden Anlage, sowie der Ertrag im Windpark angegeben. Außerdem werden die Überschreitungswahrscheinlichkeiten berechnet.

5.1 Verwendetes Modell

Wenn keine Messungen vor Ort vorliegen, müssen Windmessungen aus der Umgebung verwendet werden. Deren räumliche Übertragung ist möglich, wenn die Geländegestalt und die Umgebungsbedingungen berücksichtigt werden. In Bodennähe wirken nämlich das Geländere relief und unterschiedliche Bodennutzungsformen, die die Strömungsrauigkeit der Erdoberfläche beeinflussen, auf die Windverhältnisse ein.

WAsP

Eines dieser Übertragungsverfahren wurde im Rahmen der Bearbeitung des europäischen Windatlasses entwickelt und in Anlehnung daran WAsP genannt (Wind Atlas Analysis and Application Program, [13]). Das Verfahren in WAsP folgt einem klar definierten Schema. Höhenlinien, Rauigkeit und Hindernisse müssen digitalisiert und als Karte vorhanden sein. Dann wird zunächst aus den zu bearbeitenden Winddaten eine zweidimensionale Windstatistik, nach Richtung und Geschwindigkeit, erstellt.

Im weiteren Ablauf wird der Einfluss der Hindernisse in der näheren Umgebung, der Rauigkeit in der weiteren Umgebung, sowie der Orographie über strömungsdynamische Verfahren modellmäßig berechnet. Die Bearbeitung mit WAsP ist gleichbedeutend mit einer Generalisierung des Standortes. Die allgemeinen Windverhältnisse im Umgriff einer Messstation werden im sog. Atlasformat katalogisiert, Atlas deswegen, weil es auch dem Europäischen Windatlas zu Grunde liegt. Das Format ermöglicht einen leichten Austausch und Übertragung von Messdaten und beschreibt ein von den Standortbedingungen gereinigtes Windprofil.

Es wird hier nur für die Bearbeitung der Vergleichswindparks eingesetzt.

meteodyn WT

Speziell für komplexes Gelände wurden in den letzten Jahren dreidimensionale Modelle entwickelt. Es handelt sich um mesoskalige Modelle aus der Meteorologie und CFD-Modelle aus dem Bereich von technischen Strömungsanwendungen wie z.B. dem Flugzeugbau. Vor allem die CFD-Modelle haben sich einen Markt in der Ertragsberechnung erobert und sind mittlerweile auch benutzerfreundlich aufgebaut. Hauptunterschiede zu WAsP sind zum einen die Lösung der zu Grunde liegenden Strömungsgleichungen mit nicht linearen Ansätzen und zum anderen die Berechnung der Windverhältnisse in einem Rechengitter, das über das Untersuchungsgebiet gelegt wird. Die Berechnung kann damit dreidimensional erfolgen. Das hier verwendete Modell meteodyn WT stammt von einem französischen Entwickler. Bezüglich näherer Einzelheiten wird auf das Handbuch meteodyn WT verwiesen. Die Einstellungen für das Projekt Straubenhardt sind in Tabelle 11 dargestellt.

Tabelle 11: Meteodyn-Einstellungen für Straubenhardt.

| Einstellungen Rechenumgebung Meteodyn WT | | |
|--|--------------------|--------------|
| | Gauß-Krüger-Bessel | |
| Mittelpunktkoordinaten: | Rechtswert [m] | Hochwert [m] |
| | 3464833 | 5409341 |
| Radius: | 3000 | |
| Horizontale Auflösung: | 15 | |
| Vertikale Auflösung: | 4 | |
| Stabilität | 3 | |

Das grundsätzliche Ablaufschema gleicht dem von WASP. Die topographischen Eingangsdaten und die Windstatistiken sind in beiden Fällen kompatibel. Es wird zunächst aus den zu bearbeitenden Winddaten eine zweidimensionale Windstatistik nach Richtung und Geschwindigkeit erstellt (vgl. Abschnitt 4.5). Die Windstatistik wird als *.tab-Datei eingesetzt. Diese wird in das Modell eingelesen und dort verarbeitet.

5.2 Modelleignung und Übersicht

Wegen der Lage in den ausgedehnten Wäldern des Schwarzwaldes mit seiner hohen orographische Komplexität (vgl. Abschnitt 2.1 und Anhang 1) wird auf das CFD-Modell meteodyn WT zurückgegriffen.

Durch die dort implementierte 3-dimensionale Modellierung des Waldes kann die Übertragung der Messung auf die geplanten Standorte besser erfolgen. Die Waldhöhe in meteodyn ergibt sich aus dem 30-fachen der angegebenen Rauigkeitslänge. Auch die Walddichte kann über Einstellungen geändert werden. In diesem Fall wurde mit der Standardeinstellung gerechnet. Über Wald wird das Windfeld aufgrund der größeren Verdrängungshöhe und Rauigkeit angehoben. Damit steigt auch die Turbulenz vom Gipfelbereich ausgehend. Dies wirkt sich negativ auf die Performance von Windenergieanlagen aus. Es können Ertragsminderungen um 10 % gegenüber freien Standorten beobachtet werden. Der Einfluss hängt dabei unter anderem vom Abstand zur Waldkante, der Dichte des Bewuchses und der Höhe des Baumbestands ab. Dabei spielt auch die Anströmungsrichtung eine Rolle. Über längere Zeiträume sind die natürlichen Gegebenheiten zudem nicht konstant und damit schwierig zu bewerten.

Wie bereits im Abschnitt 2.2 geschildert, gibt es im Planungsgebiet einen Höhenunterschied von 157 m zwischen der am höchsten und am niedrigsten gelegenen Anlage. Die Messung fand im unteren Höhenniveau des beplanten Areals statt, wobei der höchste Standort (WEA 10) 115 m höher und der niedrigste (WEA 6) 42 m tiefer liegen (vgl. Abschnitt 2.2). Dadurch steigt bei der Übertragung des am Messstandort erzielten Profils die Unsicherheit aufgrund der stark unterschiedlichen Standortbedingungen. Die Höhenunterschiede können unter Berücksichtigung der Orographie im kleinen, als auch im großen Maßstab zu Unterschieden in den Erträgen führen, die jedoch von den Modellen nicht unbedingt im gewünschten Grad aufgelöst werden können.

Windverhältnisse aus meteodyn WT

In Abschnitt 5.2 wurden die Wahl beziehungsweise die Eignung des gewählten Modells diskutiert. Die Übertragung der Messdaten (vgl. Abschnitt 4.5) erfolgt anhand des Modells meteodyn. Die sich daraus ergebenden Parameter für den Referenzpunkt (Mast) in 140 m ü. Grund werden in der nachfolgenden Tabelle dargestellt. Die sich aus der Übertragung ergebenden Parameter der geplanten Anlagen werden im Anhang 5 angegeben.

Tabelle 12: Windfeldparameter am Referenzpunkt in 140 m Höhe.

| Standort: | | Referenzpunkt | | | |
|-----------|------|---------------|------|-----|------------------|
| Messhöhe: | | 140 m | | | |
| Sektor | f | A | k | v | ED |
| ° | % | m/s | | m/s | W/m ² |
| 0 | 5,1 | 4,0 | 2,3 | 3,6 | 1,1 |
| 30 | 6,9 | 4,4 | 2,2 | 3,9 | 2,1 |
| 60 | 6,4 | 5,4 | 2,3 | 4,7 | 3,3 |
| 90 | 5,9 | 5,8 | 2,4 | 5,1 | 3,6 |
| 120 | 5,4 | 6,4 | 2,6 | 5,7 | 4,2 |
| 150 | 6,9 | 8,7 | 2,3 | 7,7 | 10,5 |
| 180 | 4,9 | 8,5 | 2,2 | 7,6 | 7,4 |
| 210 | 9,6 | 7,7 | 2,1 | 6,8 | 10,8 |
| 240 | 29,2 | 9,1 | 2,3 | 8,0 | 43,4 |
| 270 | 11,2 | 6,9 | 2,3 | 6,1 | 10,5 |
| 300 | 4,4 | 5,0 | 1,8 | 4,4 | 2,1 |
| 330 | 4,2 | 4,1 | 2,0 | 3,6 | 1,1 |
| All | | 7,1 | 1,90 | 6,3 | |

Das Windprofil am Referenzpunkt (RP; siehe Abschnitt 2.1) und die Windrose in 140 m sind in Abbildung 9 dargestellt.

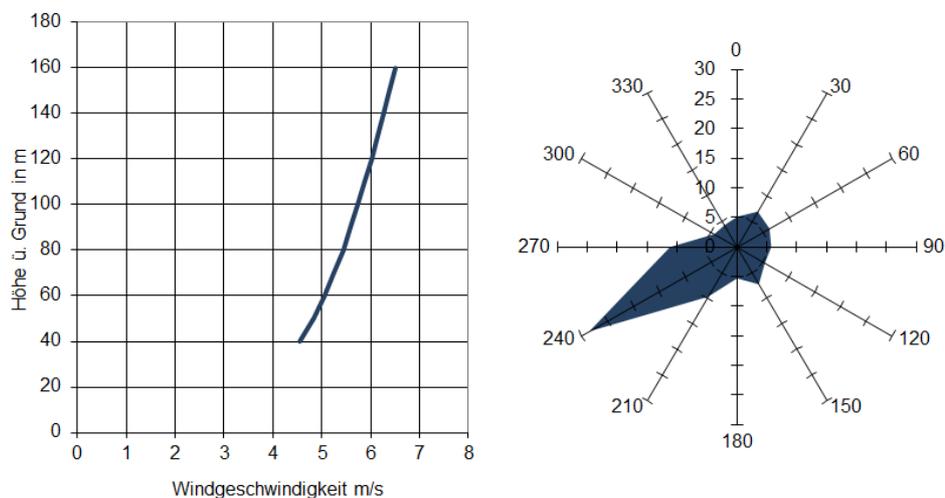


Abbildung 9: Windprofil (links) und Windrose (rechts) am Referenzpunkt.

Das hier dargestellte Windprofil ist das von meteodyn am Referenzpunkt ermittelte Profil, das auf der aus der Messung abgeleiteten Windstatistik basiert. Dasselbe gilt für die Windrose.

5.3 Rechenverfahren

Zur Bestimmung des für den Messstandort gültigen Ertrags, werden zum einen die Mastdaten in 99,5, zum anderen die auf die Höhen 120, 140 und 160 m ü. Grund extrapolierten Mastdaten herangezogen. Aus diesen werden dann anhand eines intern entwickelten MCP – Verfahrens (Measure- Correlate – Predict) mittels der MERRA-Datenreihen auf den Standort kalibrierte Langzeitdatensätze für die verschiedenen Messhöhen erstellt.

Zudem wird die Luftdichte auf die Standortbedingungen anhand der mittleren Temperatur in der jeweiligen Höhe umgerechnet. Dabei ergeben sich für die verschiedenen Messhöhen die in der Tabelle 13 dargestellten Luftdichten.

Tabelle 13: Standortspezifische Luftdichten am Maststandort für verschiedene Höhenniveaus.

| Höhe [m] | Temperatur [°C] | Luftdichte [kg/m ³] |
|----------|-----------------|---------------------------------|
| 99.5 | 6,8 | 1,164 |
| 120 | 6,6 | 1,162 |
| 140 | 6,4 | 1,160 |
| 160 | 6,2 | 1,158 |

Anhand der spezifischen Luftdichten und der Leistungskennlinie einer Siemens SWT3.0 kann dann in einem weiteren Schritt aus den Langzeitdatenreihen die stündliche Leistung berechnet werden. Daraus lassen sich dann tägliche und monatliche Erträge aufsummieren. Daraus ergeben sich vollständige Ertragsreihen in unterschiedlichen Höhen über Grund für den Messzeitraum der Mastmessung. Aus den MCP-Datenreihen lassen sich dann im letzten Schritt die mittleren langjährigen Erträge am Maststandort in den verschiedenen Höhen ü. Grund berechnen. Die Ergebnisse über den Messzeitraum sowie die langjährigen Mittelwerte sind in der nachfolgenden Tabelle angegeben.

Tabelle 14: Erträge im Messzeitraum und im langjährigen Mittel am Maststandort.

| Siemens SWT3.0, 113 m RD, P: 3000 KW | | |
|--------------------------------------|---------------------|-------------------------------|
| Höhe | Ertrag Messzeitraum | Langjähriger mittlerer Ertrag |
| m | [MWh/a] | MWh/a |
| 99.5 | 7010 | 7345 |
| 120 | 7484 | 7837 |
| 140 | 7891 | 8257 |
| 160 | 8222 | 8599 |

Tabelle 13 stellt zum einen die Erträge im verwendeten Messzeitraum (09.11.2012 – 01.12.2013) sowie die mittleren langjährigen Erträge für den Zeitraum 1995- 2014 dar.

Eine weitere Methode zur Bestimmung der langjährigen Erträge ist das Indexverfahren. Aus den auf die unterschiedlichen Höhen extrapolierten Geschwindigkeitsreihen werden anhand der spezifischen Luftdichten und der Kennlinie der SWT 10-minütige Ertragsreihen berechnet. Diese werden anhand von Regressionsbeziehungen mit anderen Ertragsreihen kontrolliert und aufgefüllt, wodurch durchgängige Ertragsreihen von 13 Monaten vorliegen. Danach wird das Verhältnis des Ertrags im Messzeitraum zum jeweiligen langjährigen Mittel gebildet. Ebenso werden die Verhältnisse für die anhand der unterschiedlichen Datenreihen der bestehenden WEA und den daran kalibrierten MERRA-Daten gebildet. Die Verhältnisse weisen dabei einen Schwankungsbereich zwischen 1.026 und 0.95 auf. Werden diese auf die Mast-Erträge im Messzeitraum angewendet, ergibt sich beispielsweise für die Höhe 140 m ü. Grund ein Schwankungsbereich des mittleren langjährigen Ertrags von +/- 4%.

Das sich aus dem MCP-Verfahren ergebende Ertragsniveau für die verschiedenen Höhen (vgl. Abschnitt 13) kann somit anhand eines weiteren unabhängigen Verfahrens bestätigt werden. Die berechneten Erträge gelten für den Maststandort in den jeweiligen Messhöhen. Zur Übertragung auf die Anlagenstandorte wird der Ertrag in 140 m mit meteodyn nachgestellt. Details zu den Eingangsdaten finden sich im Abschnitt 4.

5.4 Validierung

meteodyn-Übertragung

Auf Basis der in Kapitel 4 beschriebenen Datengrundlage und der in Kapitel 5.1 und 5.2 dargestellten Datenbearbeitung und Modellanwendung existiert nun ein Winddatensatz, der auf den Standort übertragen werden kann. Er ist kalibriert über die Anpassung an die Mastmessung. Die meteodyn-Übertragung ist hier ein Kriterium für die Güte der Anpassung des Modells. Es wird der aus den Messdaten berechnete Langzeitertrag mit dem im Modell ermittelten Langzeitertrag verglichen. Ein Wert von 2 % bedeutet, dass der Ertrag aus der Messung um diesen Prozentsatz höher ist als der des Modells. Das Ergebnis zeigt die Tabelle 15.

Tabelle 15: Vergleich von tatsächlichem und mit meteodyn nachgerechnetem Ertrag.

| Standort | Langzeitertrag MWh/a | Übertragung der Mastmessung | |
|-------------|-------------------------|-----------------------------|-----------------|
| | | meteodyn MWh/a | Abweichung % |
| Mast 99.5 m | 7345 | 6964 | 5 |
| Mast 120 m | 7837 | 7650 | 2 |
| Mast 140 m | 8257 | 8252 | 0 |
| Mast 160 m | 8595 | 8803 | -2 |

Die Anpassung des Modells erfolgte an die Messhöhe 140 m mit einer Abweichung von 0 %, da dies in etwa der geplanten Nabhöhe entspricht. Hier zeigt sich, dass das Modell vor allem beim Nachstellen in den unteren Höhen von einem wesentlich steileren Profil ausgeht, als dies die Messung vorgibt. Die Modellabweichung liegt somit im Mittel 1.3 %.

5.5 Ertrag am Standort

Ertrag für frei stehende Anlagen

Mit dem in Abschnitt 4.5 beschriebenen Winddatensatz lassen sich mit dem eingesetzten Modell für die geplanten Anlagen nachstehende Erträge berechnen.

Tabelle 16: Jahresenergieertrag in MWh/a am Standort Straubenhardt.
RD: Rotordurchmesser, NH: Nabenhöhe, v: Windgeschwindigkeit, E(frei): Ertrag für frei stehende WEA.

| WEA | Gauß-Krüger (Bessel), Potsdam Datum | | Höhe ü. NN [m] | | | |
|--|-------------------------------------|--------------|-------------------|--------|---------|----------------|
| | Rechtswert [m] | Hochwert [m] | | NH [m] | v [m/s] | E(frei)[MWh/a] |
| Siemens SWT 3.0, RD: 113 m, Nennleistung: 3000 kW | | | | | | |
| WEA 1 | 3465814 | 5408949 | 596 | 142,5 | 6,0 | 7580 |
| WEA 2 | 3465655 | 5409262 | 585 | 142,5 | 6,1 | 7816 |
| WEA 3 | 3464512 | 5409792 | 560 | 142,5 | 6,3 | 8377 |
| WEA 5 | 3464046 | 5409825 | 551 | 142,5 | 6,3 | 8381 |
| WEA 6 | 3464055 | 5410209 | 518 | 142,5 | 6,2 | 7933 |
| WEA 10 | 3465975 | 5408240 | 674 | 142,5 | 6,8 | 9466 |
| WEA 11 | 3465641 | 5408439 | 653 | 142,5 | 6,6 | 8962 |
| WEA 12 | 3465127 | 5408383 | 620 | 142,5 | 6,0 | 7756 |
| WEA 13 | 3464662 | 5408603 | 631 | 142,5 | 6,5 | 8761 |
| WEA 14 | 3464173 | 5408666 | 600 | 142,5 | 6,1 | 7938 |
| WEA 15 | 3465218 | 5408736 | 614 | 142,5 | 6,2 | 8123 |

Parkertrag

Bei der Parkberechnung werden nur die in Tabelle 2 in Abschnitt 2.2 angegebenen Anlagen berücksichtigt. Beim Bau weiterer Anlagen, auch von anderen Planern, oder anderweitigen Konfigurationsänderungen müsste der Parkertrag neu berechnet werden.

Tabelle 17: Parkertrag Straubenhardt.
RD: Rotordurchmesser, NH: Nabenhöhe, E(frei): Ertrag frei stehend, WL: Verlust im Park (wake loss), E(Park): Ertrag im Park stehender Anlagen, VS: Volllaststunden.

| WEA | Gauß-Krüger (Bessel), Potsdam Datum | | Höhe ü. NN [m] | NH [m] | E(frei) [MWh/a] | WL [%] | E(Park) [MWh/a] | VS [h/a] |
|--|--|--------------|-------------------|-----------|--------------------|-----------|--------------------|-------------|
| | Rechtswert[m] | Hochwert [m] | | | | | | |
| Siemens SWT 3.0, RD: 113 m, Nennleistung: 3000 kW | | | | | | | | |
| WEA 1 | 3465814 | 5408949 | 596 | 142,5 | 7580 | 10,9 | 6751 | 2250 |
| WEA 2 | 3465655 | 5409262 | 585 | 142,5 | 7816 | 9,1 | 7105 | 2368 |
| WEA 3 | 3464512 | 5409792 | 560 | 142,5 | 8377 | 5,4 | 7924 | 2641 |
| WEA 5 | 3464046 | 5409825 | 551 | 142,5 | 8381 | 3,5 | 8088 | 2696 |
| WEA 6 | 3464055 | 5410209 | 518 | 142,5 | 7933 | 3,5 | 7656 | 2552 |
| WEA 10 | 3465975 | 5408240 | 674 | 142,5 | 9466 | 1,9 | 9284 | 3095 |
| WEA 11 | 3465641 | 5408439 | 653 | 142,5 | 8962 | 7,0 | 8335 | 2778 |
| WEA 12 | 3465127 | 5408383 | 620 | 142,5 | 7756 | 3,9 | 7455 | 2485 |
| WEA 13 | 3464662 | 5408603 | 631 | 142,5 | 8761 | 5,6 | 8267 | 2756 |
| WEA 14 | 3464173 | 5408666 | 600 | 142,5 | 7938 | 2,2 | 7767 | 2589 |
| WEA 15 | 3465218 | 5408736 | 614 | 142,5 | 8123 | 10,6 | 7264 | 2421 |

Der angegebene Ertrag ist der mittlere Ertrag über einen Betriebszeitraum von ca. 20 Jahren. Er kann in Einzelfällen nach oben oder unten abweichen. Wenn man die Windverhältnisse der letzten 20 Jahre betrachtet (vergl. Anhang 4), sind für die Siemens SWT3.0 mit 142,5 m Nabenhöhe am Standort der WEA 3 Schwankungen zwischen 6677 und 9199 MWh/a von Jahr zu Jahr denkbar. Die Standardabweichung der Jahreserträge (Einjahresunsicherheit) beträgt demnach 820 MWh/a, bzw. 10,4 %. Dies ist jedoch nicht mit der Unsicherheit gleichzusetzen, wie sie in Abschnitt 6 angegeben wird.

Überschreitungswahrscheinlichkeiten

Unter Zugrundelegung des oben ermittelten Ertrags für die WEA Straubenhardt und dem Mittelwert der Unsicherheit, berechnet in Abschnitt 6, ergeben sich folgende Überschreitungswahrscheinlichkeiten für den Ertrag, wie sie in Tabelle 18 enthalten sind.

Tabelle 18: Überschreitungswahrscheinlichkeiten am Standort Straubenhardt.
P: Nennleistung, NH: Nabenhöhe, RD: Rotordurchmesser, E(frei): Ertrag frei stehende WEA, WG: Parkwirkungsgrad, Pxx: Überschreitungswahrscheinlichkeiten (E(Park) = P50).

| WEA | Hersteller | Typ | RD | P | NH | E(frei) | WG | E(Park) | P75 | P90 |
|--------|------------|--------|-----|------|-------|---------|-------|---------|-------|-------|
| | | | m | kW | m | MWh/a | | MWh/a | MWh/a | MWh/a |
| WEA 1 | Siemens | SWT3.0 | 113 | 3000 | 142,5 | 7580 | 0,891 | 6751 | 6208 | 5720 |
| WEA 2 | Siemens | SWT3.0 | 113 | 3000 | 142,5 | 7816 | 0,909 | 7105 | 6540 | 6031 |
| WEA 3 | Siemens | SWT3.0 | 113 | 3000 | 142,5 | 8377 | 0,946 | 7924 | 7300 | 6739 |
| WEA 5 | Siemens | SWT3.0 | 113 | 3000 | 142,5 | 8381 | 0,965 | 8088 | 7451 | 6877 |
| WEA 6 | Siemens | SWT3.0 | 113 | 3000 | 142,5 | 7933 | 0,965 | 7656 | 7035 | 6477 |
| WEA 10 | Siemens | SWT3.0 | 113 | 3000 | 142,5 | 9466 | 0,981 | 9284 | 8411 | 7625 |
| WEA 11 | Siemens | SWT3.0 | 113 | 3000 | 142,5 | 8962 | 0,930 | 8335 | 7591 | 6921 |
| WEA 12 | Siemens | SWT3.0 | 113 | 3000 | 142,5 | 7756 | 0,961 | 7455 | 6834 | 6275 |
| WEA 13 | Siemens | SWT3.0 | 113 | 3000 | 142,5 | 8761 | 0,944 | 8267 | 7565 | 6933 |
| WEA 14 | Siemens | SWT3.0 | 113 | 3000 | 142,5 | 7938 | 0,978 | 7767 | 7139 | 6575 |
| WEA 15 | Siemens | SWT3.0 | 113 | 3000 | 142,5 | 8123 | 0,894 | 7264 | 6666 | 6127 |
| Park | | | | | | 91092 | 0,943 | 85898 | 78740 | 72299 |

Die Berechnung der Wahrscheinlichkeiten erfolgt unter Annahme einer Gaußverteilung. Je niedriger der Ertrag umso höher ist die Wahrscheinlichkeit, dass er erreicht oder überschritten wird. Bei einer Gesamtunsicherheit von beispielsweise 12,1 % (siehe Abschnitt 6.2) wird somit beispielsweise mit einer Wahrscheinlichkeit von 90 % der entsprechende Wert (P90) erreicht bzw. überschritten. Die grafische Darstellung kann der Abbildung 10 entnommen werden.

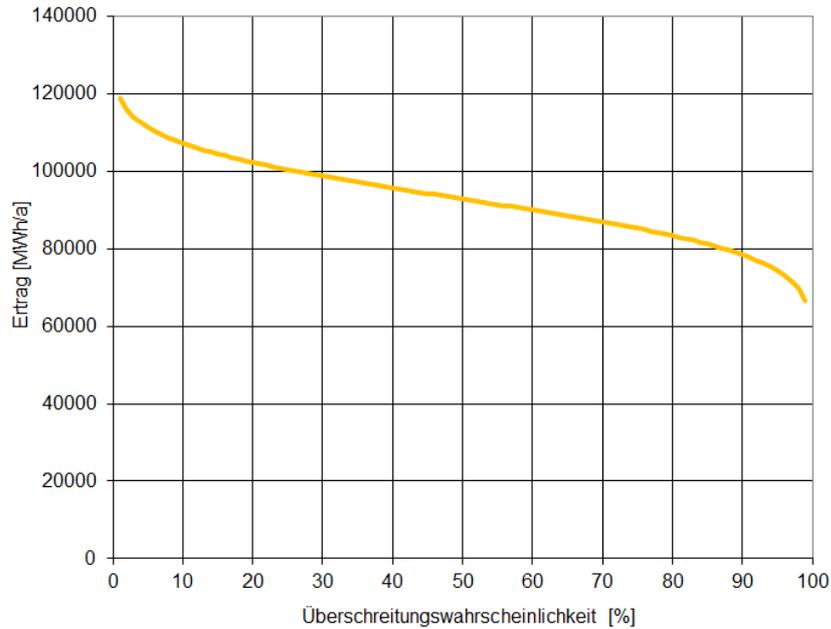


Abbildung 10: Grafische Darstellung der Überschreitungswahrscheinlichkeiten im Park.

Zusätzliche Ertragsverluste

Neben den Parkverlusten gibt es seitens des Auftraggebers noch diverse Vorgaben zu Betriebseinschränkungen. Diese umfassen Auflagen zum Artenschutz (Fledermaus), Schallschutz sowie Abschaltungen bezüglich der Standsicherheit und Schattenwurf. Die Vorgaben zu den Einschränkungen stammen aus den vom Auftraggeber übermittelten Unterlagen, eine Übersicht dazu gibt die Tabelle 19.

Tabelle 19: Übersicht über die verschiedenen Betriebseinschränkungen an den einzelnen Anlagenstandorten.

| WEA | Schalllevel | Fledermaus | Turbulenzabschaltung | Schatten |
|--------|-------------|------------|----------------------|----------|
| WEA 1 | maximal | ja | ja | nein |
| WEA 2 | maximal | ja | ja | nein |
| WEA 3 | maximal | ja | ja | nein |
| WEA 5 | maximal | ja | ja | nein |
| WEA 6 | maximal | ja | ja | nein |
| WEA 10 | maximal | ja | ja | ja |
| WEA 11 | maximal | ja | ja | ja |
| WEA 12 | maximal | ja | ja | nein |
| WEA 13 | -4 dB(A) | ja | ja | nein |
| WEA 14 | -6 dB(A) | ja | ja | ja |
| WEA 15 | maximal | ja | ja | nein |

Von einem anderen Gutachter wurde eine Analyse bezüglich der Standorteignung [16] durchgeführt. Diesem Bericht ist zu entnehmen, dass die Standsicherheit der geplanten Anlagen nicht gefährdet ist, wenn die Abschaltgeschwindigkeit von ihrem Ursprungswert von 25 m/s auf 20 m/s reduziert wird. Dies wird für die vorliegende Berechnung durch ein Abschneiden der Kennlinien erzielt.

Zudem gibt es während der Nachtstunden Auflagen zum Fledermausschutz. Dazu wurden vom Auftraggeber Schriftstücke des LUBW [17] übergeben, dem folgenden Abschaltbedingungen zu entnehmen sind:

- Zeitraum: 01.04. - 31.08. (1 h vor Sonnenuntergang bis Sonnenaufgang)
- Zeitraum: 01.09. - 31.10. (3 h vor Sonnenuntergang bis Sonnenaufgang)
- Windgeschwindigkeit: < 6,0 m/s
- Temperatur: ≥ 10 °C
- kein Niederschlag

Da bezüglich des Niederschlagskriteriums keine aussagekräftige Daten vorliegen, konnte dieses nicht berücksichtigt werden. Die Kriterien zu Temperatur und Windgeschwindigkeit werden anhand der MERRA-Daten berücksichtigt, die mittels der durchgeführten Messungen auf Standortbedingungen umgerechnet und auf Nabenhöhe extrapoliert werden.

Dabei ist zu beachten, dass es zusätzliche Betriebseinschränkungen zum Schallschutz gibt. Diese wurden einer vom Auftraggeber übermittelten Analyse [14] entnommen. Daraus ergibt sich, dass die WEA 13 und 14 während der Nachtstunden von 22:00 bis 06:00 gedrosselt werden müssen. Dies bedeutet, dass die WEA 13 im Modus – 4 dB (2483 MW Nennleistung) und die WEA 14 im Modus – 6dB (2228 MW Nennleistung) laufen müssen. Die Schallreduktion wurde während der Nachtstunden über die reduzierten Kennlinien berücksichtigt. Diese können sich in den Dämmerungsstunden mit den Abschaltungen zum Fledermausschutz überschneiden. Die Zeitreihen werden dazu in Stundenschritten analysiert, sich überschneidende Zeiträume herausgefiltert und für diese werden dann nur mehr die Fledermausabschaltungen berücksichtigt.

Sowohl für die Fledermausabschaltung als auch für die Schalldrosselung werden bereits die bezüglich der Abschaltgeschwindigkeit auf 20 m/s reduzierten Leistungskennlinien verwendet.

Einem weiteren Gutachten zum Schattenwurf [15] ist zu entnehmen, dass die WEA 13 und 14 am Schattenrezeptor A an sieben Tagen im Februar, an einem Tag im März und an 8 Tagen im Oktober die maximal zulässigen Schattenminuten (30) pro Tag überschreiten. Da kein gleichzeitiger Schattenwurf stattfindet, wird davon ausgegangen, dass die WEA 14, die am Ende des Zeitraums Schatten wirft, abgeschaltet werden muss. Dies sind 76 Minuten im Februar, 4 Minuten im März und 82 Minuten im Oktober. Nach jahreszeitlicher Gewichtung anhand der MERRA-Daten ergibt sich ein Verlust von 0.1 %.

Zudem werden die jährlich zulässigen Stunden (30) an den Rezeptoren E und F mit 158 und 535 Minuten überschritten. Dies bedeutet eine Abschaltzeit der WEA 10 von 398 Minuten im November (Schattenwurf auf Rezeptor F) sowie 158 Minuten im Dezember (Schattenwurf auf Rezeptor E). Für die WEA 11 zeigt sich im Oktober eine Abschaltzeit von 137 Minuten (Schattenwurf auf Rezeptor F). Auch diese Abschaltungen werden wiederum jahreszeitlich gewichtet, was in Verlusten von 0.2 % (WEA 10) und 0.1 % (WEA 11) resultiert.

Die Ergebnisse der kombinierten Betriebseinschränkungen im Park sind der Tabelle 20 zu entnehmen.

Tabelle 20: Jahresenergieertrag und Überschreitungswahrscheinlichkeiten am Standort Straubenhardt unter Berücksichtigung und Kombination der unterschiedlichen Betriebseinschränkungen.

NH: Nabhöhe, RD: Rotordurchmesser, P: Nennleistung, E(Park): Ertrag WEA im Park, BE: Betriebseinschränkung, Pxx: Überschreitungswahrscheinlichkeiten (E(Park, BE) = P50).

| WEA | Hersteller | Typ | RD | P | NH | E(Park) | Verlust (BE) | E(Park, BE) | P75 (BE) | P90(BE) |
|--------|------------|--------|-----|------|-------|---------|--------------|-------------|----------|---------|
| | | | m | kW | m | MWh/a | % | MWh/a | MWh/a | MWh/a |
| WEA 1 | Siemens | SWT3.0 | 113 | 3000 | 142,5 | 6751 | 1,4 | 6658 | 6122 | 5641 |
| WEA 2 | Siemens | SWT3.0 | 113 | 3000 | 142,5 | 7105 | 1,4 | 7007 | 6449 | 5948 |
| WEA 3 | Siemens | SWT3.0 | 113 | 3000 | 142,5 | 7924 | 1,6 | 7801 | 7187 | 6634 |
| WEA 5 | Siemens | SWT3.0 | 113 | 3000 | 142,5 | 8088 | 1,7 | 7950 | 7323 | 6759 |
| WEA 6 | Siemens | SWT3.0 | 113 | 3000 | 142,5 | 7656 | 1,7 | 7528 | 6918 | 6369 |
| WEA 10 | Siemens | SWT3.0 | 113 | 3000 | 142,5 | 9284 | 2,7 | 9037 | 8186 | 7421 |
| WEA 11 | Siemens | SWT3.0 | 113 | 3000 | 142,5 | 8335 | 2,0 | 8167 | 7437 | 6781 |
| WEA 12 | Siemens | SWT3.0 | 113 | 3000 | 142,5 | 7455 | 1,4 | 7349 | 6737 | 6186 |
| WEA 13 | Siemens | SWT3.0 | 113 | 3000 | 142,5 | 8267 | 5,1 | 7849 | 7181 | 6580 |
| WEA 14 | Siemens | SWT3.0 | 113 | 3000 | 142,5 | 7767 | 7,5 | 7184 | 6602 | 6079 |
| WEA 15 | Siemens | SWT3.0 | 113 | 3000 | 142,5 | 7264 | 1,5 | 7157 | 6567 | 6036 |
| Park | | | | | | 85898 | 2,6 | 83687 | 76711 | 70432 |

6 Analyse der Unsicherheiten

Bei der Diskussion um mögliche Fehlerquellen und die Größenordnung von Unsicherheiten sind mindestens folgende Fehlerkomplexe zu betrachten: Die Unsicherheit der Winddatenbasis, die sich aus Windmessungen, Vergleichsanlagen und Langzeitbezug zusammensetzt, die Unsicherheiten des Modells und der Berechnung der Parkabschattung, sowie die Unsicherheiten der Eingangsdaten der zu berechnenden WEA und ggf. die Unsicherheit zusätzlicher Energieverlustfaktoren.

6.1 Allgemeines

Die Gesamtunsicherheit ergibt sich aus der Kombination der Teilunsicherheiten. Dabei wird in der Regel davon ausgegangen, dass die einzelnen Bereiche und Komponenten voneinander unabhängig sind. Nicht alle Unsicherheitskomponenten sind quantifizierbar, wenn etwa bestimmte Angaben fehlen. Dann wird von einem pauschalen Wert ausgegangen.

Winddatenbasis

Die Unsicherheit der Winddatenbasis setzt sich zusammen aus den Unsicherheiten der Windmessung(en) – falls vorhanden, der Vergleichs-WEA und des Langzeitbezugs.

Bei Messungen sind neben der Datenintegrität auch Unsicherheiten zu berücksichtigen, die sich aus der Messinstallation und den lokalen Gegebenheiten ableiten. Messdaten und Winddaten sind in Abschnitt 4 beschrieben.

In der Unsicherheit der Vergleichs-WEA sind die Daten selbst, aber auch die Verfahren der Datenbearbeitung und -korrektur sowie allgemeine Eingangsdaten wie etwa die Leistungskurve berücksichtigt. Auch Parkeffekte werden in die Unsicherheitsbetrachtung mit aufgenommen. Informationen zu den Vergleichsstandorten finden sich in Abschnitt 3.3 und in den Steckbriefen im Anhang 3.

Der dritte Bereich ist der Langzeitbezug. Hierzu zählen zum einen die Länge des Abgleichszeitraums und die Repräsentanz des Bezugszeitraums in der Vergangenheit, deren Unsicherheiten sich aus den MERRA-Daten berechnen lassen. Zum anderen handelt es sich hierbei um die Unsicherheit der Projektion des Bezugszeitraums auf den künftigen WEA-Zeitraum, die sich aus der 20-Jahres-Unsicherheit ergibt. Des Weiteren wird die Konsistenz der Langzeitdatenquellen über eine Trendanalyse ermittelt, sowie deren Repräsentativität für den Standort, die sich aus der Entfernung zum Standort und einem Abgleich unterschiedlicher Datenreihen ergibt. Eine ausführliche Beschreibung des Langzeitbezugs findet sich in Anhang 4.

Modellierung

Ein weiterer Unsicherheitsbereich betrifft die Modellierung des Windfeldes. In diesem Fall wird WAsP verwendet. Das verwendete Modell ist in Abschnitt 5.1 beschrieben, eine Beurteilung findet in Abschnitt 5.2 statt, sowie in Abschnitt 5.3. Je besser und genauer die Datenlage am Standort ist, desto besser gelingt die Modellanpassung. Mit Messdaten am Standort verringert sich die Unsicherheit deutlich, da nur über geringe Distanzen übertragen wird. Ist keine Messung am Standort verfügbar, richtet sich die Unsicherheit nach der Übertragung auf die Vergleichsstandorte.

Parkabschattung

Die Parkabschattung wird mit dem für die Ertragsberechnung verwendeten Modell meteodyn bestimmt. Die Unsicherheit wird an dieser Stelle mit einem Pauschalwert angesetzt.

WEA-Eingangsdaten

Die Unsicherheiten der Eingangsdaten der zu berechnenden WEA sind in der Regel die Unsicherheiten der Leistungskurve. Die berechneten Jahresenergieerträge basieren auf Leistungskennlinien, wie sie von den Herstellern angegeben wurden. Diese sind teils theoretisch berechnet oder auf dem Windtestfeld vermessen. Sofern Messungen der Leistungskurven vorliegen, werden im Messprotokoll für den zutreffenden Geschwindigkeitsbereich Standardabweichungen von etwa 5 bis 8 % angegeben.

Die Richtigkeit und Zuverlässigkeit dieser Leistungskennlinien zu beurteilen ist nicht Gegenstand dieser Untersuchung. Insofern wird für die berechneten mittleren Jahresenergieerträge keine Gewähr übernommen.

In der Regel gilt der Garantiebereich der Leistungskennlinie nur für nicht komplexes Gelände nach [3]. In komplexem Gelände ist mit den Anlagen-Herstellern abzusprechen, ob die Garantiebedingungen am jeweiligen Standort ausreichend erfüllt sind.

Energieverlustfaktoren

Sollten neben der Parkabschattung weitere Verluste (z. B. Schattenwurf- und/oder Fledermausabschattung etc.) berechnet werden, sind diese ebenfalls mit einer entsprechenden Unsicherheit zu versehen.

6.2 Unsicherheitsquoten

Folgende Unsicherheitsbereiche aus Messung und Berechnung sind gemäß [3] auf jeden Fall zu berücksichtigen und gemäß [8] zu berechnen. Die sich für den Standort Straubenhardt ergebenden Teilunsicherheiten sowie deren Kombination sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 21: Unsicherheiten nach [3]:

| | | | | | | | |
|--------------------------------|-----|------------------------------|--------------------|----------------------------------|-----|---------------------------------|-----|
| Winddatenbasis | 9,1 | Standortbezogene Windmessung | 6,2 | Mastmessung | 7,5 | Kalibrierung | 0,0 |
| | | | | | | Anemometerklassifizierung | 2,4 |
| | | | | | | Montageeffekte | 3,0 |
| | | | | | | Datenerfassung- und Bearbeitung | 0,1 |
| | | | | | | ggf. Datenkorrekturen | 0,1 |
| | | | | | | Datenintegrität | 3,0 |
| | | | | Fernmessverfahren | 8,9 | Verifikationstest | 2,9 |
| | | | | | | Klassifizierung | 2,0 |
| | | | | | | Monitoring/zweiter V.-Test | 2,9 |
| | | | | | | Aufstellungseffekte | 2,0 |
| | | Langzeitbezug | 6,7 | Konsistenz | 2,7 | | |
| | | | | Abbildungsalgorithmus | 3,2 | | |
| | | | | Abgleichszeitraum | 3,0 | | |
| | | | | Repräsentanz des Bezugszeitraums | 3,4 | | |
| Projektion des Bezugszeitraums | 2,2 | | | | | | |
| Repräsentativität | 1,6 | | | | | | |
| Modellierung | 4,3 | Eingangsdaten | 2,0 | | | | |
| | | Übertragungsverfahren | Horizontaltransfer | * | | | |
| | | | Vertikaltransfer | 1,3 | | | |
| Parkabschattung | 3,0 | | | | | | |
| Eingangsdaten WEA | 6,2 | Leistungskurve | 5,0 | | | | |
| | | Serienstreuung | 2,0 | | | | |
| | | Gültigkeit d. LK am Standort | 3,0 | | | | |
| | | Variation | 0,5 | | | | |
| Energieverlustfaktoren | ** | | | | | | |

* Wie bereits in den Abschnitten 2.1, 2.2 und 5.2 beschrieben, weisen die Anlagen große Unterschiede in der Geländehöhe auf, die Übertragung zwischen dem Maststandort und den geplanten WEA erfolgt somit über große Höhendifferenzen, die mit dem Modell nicht vollständig wiedergegeben werden können. Aus diesem Grund wird für jede Anlage eine spezifische Unsicherheit für den Horizontaltransfer berechnet.

** Da die unterschiedlichen WEA unterschiedlichen Betriebseinschränkungen unterliegen, werden dafür verschiedene Unsicherheiten angegeben. Diese schwanken zwischen 0.1 und 0.5 %.

Aus den allgemeinen Unsicherheiten in Tabelle A21 und den anlagenspezifischen Unsicherheiten im Horizontaltransfer und aus den Betriebseinschränkungen ergibt sich somit für jede WEA eine eigene Gesamtunsicherheit. Diese wird in der Tabelle 22 angegeben.

Tabelle 22: Anlagenspezifische Gesamtunsicherheiten:

| WEA | Unsicherheit [%] |
|--------|------------------|
| WEA 1 | 11,9 |
| WEA 2 | 11,8 |
| WEA 3 | 11,7 |
| WEA 5 | 11,7 |
| WEA 6 | 12,0 |
| WEA 10 | 14,0 |
| WEA 11 | 13,2 |
| WEA 12 | 12,3 |
| WEA 13 | 12,6 |
| WEA 14 | 12,0 |
| WEA 15 | 12,2 |

Verwendete Symbole und Abkürzungen

| | |
|-------|---|
| A | Parameter der Weibullverteilung in m/s |
| BE | Betriebseinschränkung |
| BWE | Bundesverband Windenergie |
| CFD | Computational Fluid Dynamics |
| dB | Dezibel |
| DWD | Deutscher Wetterdienst |
| EA | Ertragsanteil |
| EU | Europäische Union |
| E | Energieertrag in MWh/a |
| ED | Energiedichte in W/m ² |
| FGW | Fördergesellschaft Windenergie |
| f | relative Häufigkeit (frequency) in % |
| k | Parameter der Weibullverteilung |
| kW | Kilowatt (Leistungsmaß) |
| kWh/a | Kilowattstunde pro Jahr |
| LK | Leistungskennlinie |
| m | Meter (Längenmaß) |
| MCP | Measure Correlate Predict |
| MERRA | Modern Era-Retrospective Analysis for Research and Applications |
| MWh/a | Megawattstunde pro Jahr |
| NH | Nabenhöhe in m |
| NN | Normal Null |
| NCAR | National Center for Atmospheric Research |
| P | Nennleistung in kW |
| RD | Rotordurchmesser in m |
| RP | Referenzpunkt |
| s | Sekunde (Zeitmaß) |
| TK | Topographische Karte |
| TR | Technische Richtlinie (hg. vom FGW) |
| v | Windgeschwindigkeit in m/s |
| VS | Volllaststunden pro Jahr in h/a |
| WAsP | Wind Atlas Analysis and Application Program |
| WEA | Windenergieanlage(n) |
| WL | wake loss in % |
| WG | Wirkungsgrad |

Literatur

- [1] DIN V ENV 13005:1999-06 (1999): Leitfaden zur Angabe der Unsicherheit beim Messen.
- [2] DWD (1999): Klimaatlas Bundesrepublik Deutschland, Teil1.
- [3] Fördergesellschaft Windenergie (2014): Technische Richtlinie Nr. 6, Revision 9: Bestimmung von Windpotential und Energieerträgen.
- [4] IEC (2005): IEC61400-1 Wind turbines – Part 1: Design requirements, Ed.3.
- [5] IEC (2010): IEC61400-1 Wind turbines – Part 1: Design requirements, Ed.3, Amendment 1.
- [6] IEC (2005): IEC61400-12 Wind turbines – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines, Ed.1.
- [7] IEC (2011): Draft CD: IEC61400-12 Wind turbines – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines.
- [8] IEC (2009): IEC61400-12 Wind turbines – Part 12-2: Power performance of electricity producing wind turbines based on nacelle anemometry (Draft-Version)
- [9] Molly, J.P., 1990: Windenergie. Theorie - Anwendung - Messung. Karlsruhe.
- [10] Mortensen, N.G. et al. (1993): Wind Atlas Analysis and Application Program (WASP). Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark.
- [11] RSC GmbH (2015): PB08. Ertragsberechnung. Prüfbestimmung QM-System.
- [11a] RSC GmbH (2015): PB12. Datenbehandlung. Prüfbestimmung QM-System.
- [11b] RSC GmbH (2015): 15-1242-MR-V1. Messbericht, 13-1242-SM-V1 Installationsbericht
- [12] Sebecker, J.; Deutschländer, T.; Wichura, B.; Behrens, U. (2012): Winddaten für Windenergienutzer, 2. Auflage, Version 6.
- [13] Troen, Ib; Petersen, E.L. (1990): European Wind Atlas. Commission of the EC.
- [14] TÜV (2016): MS-1309-173-BW-de; Rev. 17: Unabhängiges Schallgutachten.
- [15] TÜV (2014): MS-1309-173-BW-de; Rev. 07: Unabhängiges Schattenwurfgutachten.
- [16] TÜV (2014): MS-1309-173-BW-de; Rev. 09: Prüfung der Standorteignung.
- [17] LUBW (204): Hinweise zur Untersuchung von Fledermausarten bei Bauleitplanung und Genehmigung für Windenergieanlagen.

Anschrift des Verfassers:

RSC GmbH
Neumarkter Str. 13
92355 Velburg
09182/9389980
info@wind-sodar.de
www.rsc-wind.com

Tabellenverzeichnis

| | |
|---|----|
| Tabelle 1: Übersicht topographische Standortbedingungen..... | 6 |
| Tabelle 2: Koordinaten der geplanten WEA bei Straubenhardt..... | 7 |
| Tabelle 3: Planung für den Standort: Hersteller und Anlagentyp..... | 8 |
| Tabelle 4: Abstände der Anlagen im Park in m..... | 8 |
| Tabelle 5: Angaben zu der Mastmessung..... | 9 |
| Tabelle 6: Weitere Angaben zu den Messungen..... | 10 |
| Tabelle 7: Kennzahlen der Windkraftanlagen..... | 11 |
| Tabelle 8: Kennzahlen zur räumlichen Repräsentativität der Vergleichsanlagen. | 12 |
| Tabelle 9: Sektorweise Potenzfaktoren..... | 17 |
| Tabelle 10: Windfeldparameter der Eingangsdaten. | 21 |
| Tabelle 11: Meteodyn-Einstellungen für Straubenhardt..... | 23 |
| Tabelle 12: Windfeldparameter am Referenzpunkt in 140 m Höhe. | 24 |
| Tabelle 13: Standortspezifische Luftdichten am Maststandort für verschiedene Höhenniveaus. ... | 25 |
| Tabelle 14: Erträge im Messzeitraum und im langjährigen Mittel am Maststandort. | 25 |
| Tabelle 15: Vergleich von tatsächlichem und mit meteodyn nachgerechnetem Ertrag..... | 26 |
| Tabelle 16: Jahresenergieertrag in MWh/a am Standort Straubenhardt. | 27 |
| Tabelle 17: Parkertrag Straubenhardt..... | 27 |
| Tabelle 18: Überschreitungswahrscheinlichkeiten am Standort Straubenhardt..... | 28 |
| Tabelle 19: Übersicht über die verschiedenen Betriebseinschränkungen an den einzelnen Anlagenstandorten..... | 29 |
| Tabelle 20: Jahresenergieertrag und Überschreitungswahrscheinlichkeiten am Standort Straubenhardt unter Berücksichtigung und Kombination der unterschiedlichen Betriebseinschränkungen..... | 31 |
| Tabelle 21: Unsicherheiten nach [3]:..... | 34 |
| Tabelle 22: Anlagenspezifische Gesamtunsicherheiten:..... | 35 |

Abbildungsverzeichnis

| | |
|---|----|
| Abbildung 1: Vergleich der Windrichtung von Mast und LiDAR in den drei Messperioden. | 14 |
| Abbildung 2: Vergleich der Windrichtung vom LiDAR in 140 m und vom Mast in 98 m ü. Grund. .. | 15 |
| Abbildung 3: Vergleich der Windgeschwindigkeit von Mast und LiDAR in den drei Messperioden. | 15 |
| Abbildung 4: Windprofile von LiDAR (blau) und Mast (grün)..... | 16 |
| Abbildung 5: Windrosen aus der Mastmessung und den MERRA-Daten. | 18 |
| Abbildung 6: Sektorielle Verteilung des Formparameters der Weibullverteilung | 19 |
| Abbildung 7: Jahresgang der Windgeschwindigkeit (Mess- und MERRA-Daten)..... | 20 |
| Abbildung 8: Tagesgang der Windgeschwindigkeit (Mess- und MERRA-Daten)..... | 20 |
| Abbildung 9: Windprofil (links) und Windrose (rechts) am Referenzpunkt..... | 24 |
| Abbildung 10: Grafische Darstellung der Überschreitungswahrscheinlichkeiten im Park..... | 29 |

Anhang 1: Topographie - Übersicht

Im folgenden Abschnitt wird der Standort hinsichtlich seiner Lage beschrieben. Wichtige Merkmale eines Standorts sind seine Orographie und die Aufteilung der Rauigkeitsflächen, da das Windfeld von diesen beiden Gegebenheiten maßgebend beeinflusst wird.

Lage

Die geplanten Standorte liegen südlich der Ortschaft Straubenhardt im nördlichen Schwarzwald. Die nächstgelegenen Ortschaften sind Neusatz im Südwesten und Dobel im Süden. Nordöstlich der Anlagenstandorte liegt Conweiler. Die Lage nach der TK 50 ist der Abbildung A1.1 zu entnehmen. In ihr sind die geplanten Standorte durch rote Dreiecke markiert. Der Messplatz ist als violette Kästchen dargestellt. Dieser entspricht auch dem Fotopunkt von dem die Aufnahmen in der Abbildung A1.6 stammen.

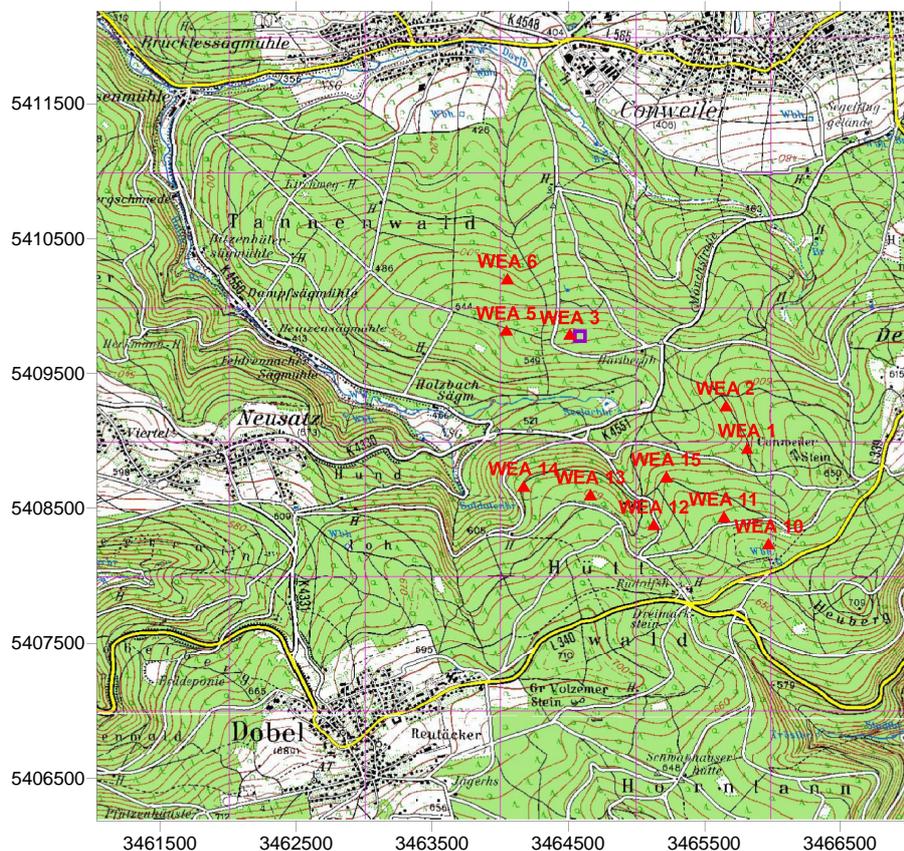


Abbildung A1.1: Lageplan des Standorts aus der TK50.

„Wiedergabe mit Genehmigung des Landesvermessungsamts Baden-Württemberg, Az.: 2851.2-A/301 vom 14.02.03“.

Topographie

Naturräumlich betrachtet ist der Standort dem westlichen Teil der Schwarzwald-Randplatten zuzuordnen. An dieser Stelle bilden sie Richtung Norden den Übergang zum südlichen Kraichgau, einem Teil der Gäulandschaften. Diese Platten fallen von Westen nach Osten hin kontinuierlich von etwa 850 m auf 300 m ü. NN. ab. Im Süden schließen sich der Grindenschwarzwald und die Enzhöhen an die Platten an, wo die Geländehöhen auf bis zu 1000 m ansteigen können. Im Westen fällt das Gebiet jäh in die Hardebenen und die Rheinische Tiefebene ab. Im Norden und Osten erfolgt ein sanfterer Abfall in die Gäulandschaften.

Kleinräumiger gesehen stehen die Anlagen am Rand der Schwarzwald-Platten und das Gelände fällt nördlich der Standorte um etwa 160 m ab. Im Südwesten (vgl. Abbildung A1.2) befinden sich Gipfel mit Höhen von bis zu 950 m, wodurch die beabsichtigten Standorte einen gewissen Lee-Effekt erfahren.

In der Abbildung A1.2 ist die orographische Situation aus dem Verlauf der Höhenschichtlinien zu erkennen. Je dunkler, desto tiefer liegt das Gelände, je heller umso höher. Die geplanten WEA sind rot eingezeichnet, der Messplatz mit einem grünen Kreuz. Der blaue Punkt kennzeichnet die bestehende WEA von Schömberg. Das Berechnungsgebiet umfasst eine Fläche mit einer Ausdehnung von mehr als 20 km jeweils in West-Ost- bzw. Nord-Süd-Richtung mit den geplanten Standorten im Zentrum. In Abbildung A1.2 wird die Karte mit einer West-Ost-Ausdehnung von 20 km und einer Nord-Süd-Ausdehnung von 14 km gezeigt. Gleiches gilt für die Rauigkeitskarte (Abbildung A1.5).

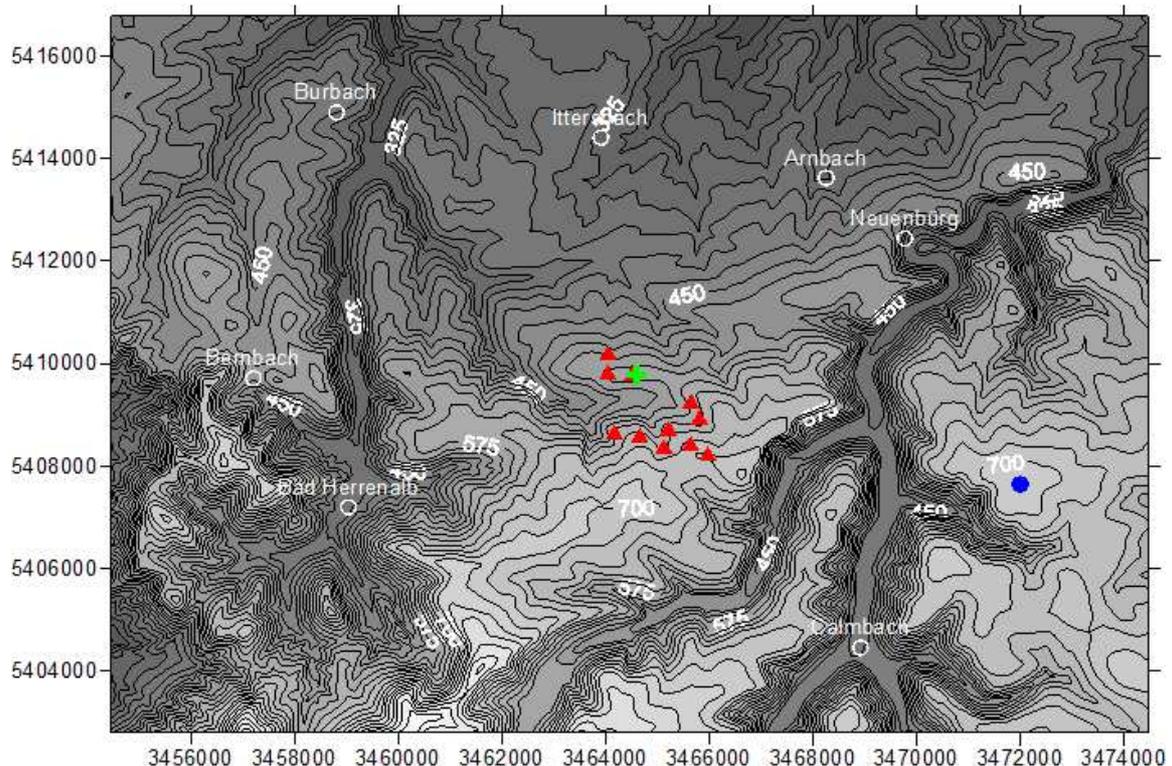


Abbildung A1.2: Höhenschichtlinien im Untersuchungsgebiet. (Rot: geplante WEA, grün: Messung, blau: WEA Schömberg).

Die WEA zeigen in deren Planung große Unterschiede in den Geländehöhen auf. Die großen Nabenhöhen können diese Effekte abhängig von Windrichtung und Geländehöhe nur teils oder gar nicht ausgleichen. Aufgrund der eben geschilderten Bedingungen erfährt der Standort Straubenhardt weder kleinräumig noch naturräumlich gesehen eine besondere Exposition.

Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die für den Standort Straubenhardt erstellten Höhenprofile in zwei Windrichtungen. Die Windprofile veranschaulichen die Höhenunterschiede von Westsüdwest nach Ostnordost, bzw. von Nordnordwest nach Südsüdost, die auf den geplanten Standort einwirken. Somit kann besser beurteilt werden, ob sich z.B. der Standort im Lee befindet oder gut exponiert ist und welche Höhenunterschiede in der näheren Umgebung das Windfeld beeinflussen. Die rote Linie markiert den Standort der WEA 3 die in unmittelbarer Nähe zum aktuellen Messstandort geplant ist. Die Länge entspricht der Nabenhöhe von 143 m.

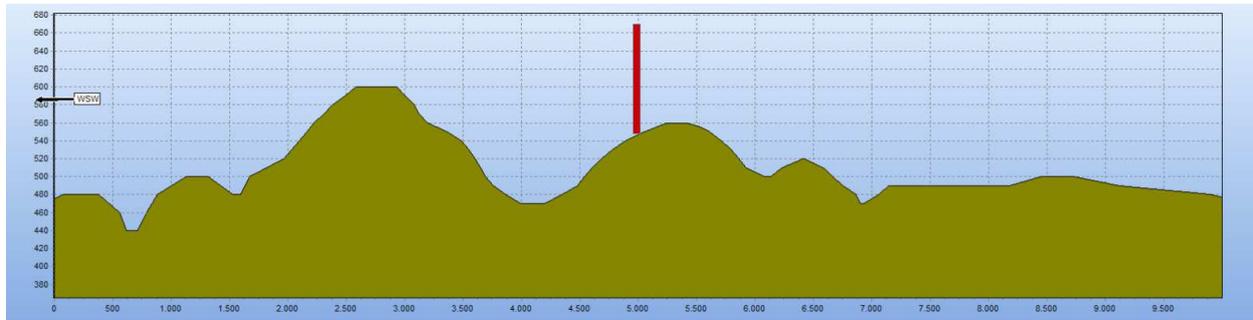


Abbildung A1.3: Höhenprofil von Straubenhardt von West (links) nach Ost (rechts).

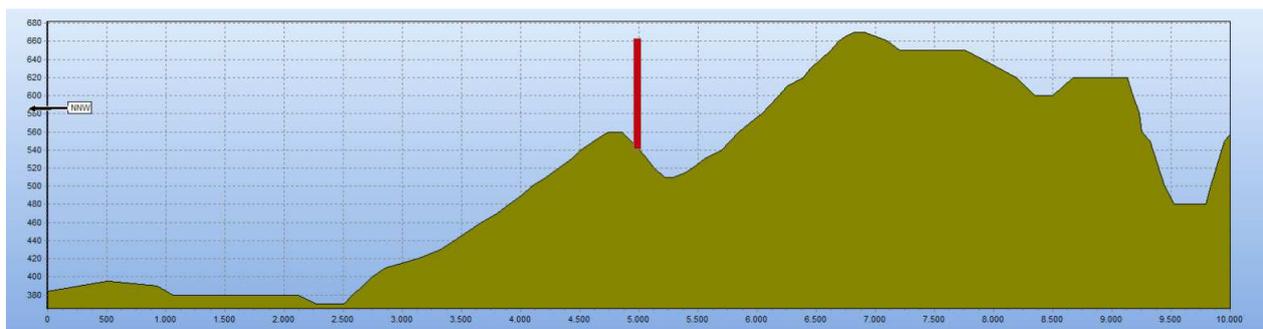


Abbildung A1.4: Höhenprofil von Straubenhardt von Nord (links) nach Süd (rechts).

Die Abbildungen A1.3 und A1.4 verdeutlichen die Komplexität des Geländes, das aus einem Wechsel zwischen Gipfel und Mulden besteht. Aufgrund dieser Komplexität resultieren auch die enormen Höhenunterschiede zwischen den einzelnen Anlagen. Der rote Strich kennzeichnet den Platz der WEA 3. In Richtung Südwesten wird sie von einem etwa 40 m höheren Gipfel abgeschirmt, Richtung Nordosten steht sie exponiert. In der Abbildung A1.3 zeigt sich am Rande des Querschnitts bereits der Übergang zu den Gäulandschaften im Norden. Im Südosten wird der Standort jedoch etwa um den Betrag der Nabenhöhe abgeschirmt. Durch die hohe Komplexität, die in kleinräumig sehr starken Geländeunterschieden resultiert, wird bewusst, dass die geplanten Anlagen dann zum Teil eine Position am Hang einnehmen und teilweise in bestimmte Himmelsrichtungen trotz der großen Nabenhöhen abgeschirmt werden. Diese Effekte können jedoch von keinem bestehenden Modell vollständig aufgelöst werden.

Quantitativ lässt sich die Orographie anhand der Komplexität nach [4] und [5] und mit der Gelände-kategorie - berechnet nach [7] und [8] – beschreiben. Bei der Komplexität werden Steigung und Variation des Geländes um den Standort in verschiedenen Radien sektorweise ermittelt. Die Gelände-kategorie ergibt sich aus einer RIX10-Analyse. Dabei werden Steigungen von 10 % in einem Radius von 20 mal dem Rotordurchmesser berücksichtigt. Die Häufigkeit der Überschreitungen bestimmt die Gelände-kategorie. Je nachdem in welchen vordefinierten Wertebereich der RIX10-Wert liegt wird die Gelände-kategorie festgelegt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 1 im Haupttext (Abschnitt 2.1) angegeben.

Die Landnutzung wirkt mit ihren Oberflächen unterschiedlicher Rauigkeit auf das bodennahe Windfeld ein. Für die Berechnung erfolgt die Einschätzung der Rauigkeiten nach dem Europäischen Windatlas, siehe [13]. In der Abbildung A1.5 sind die Hauptflächen der Rauigkeit, also Wald, Siedlung, Gewässer und Freiland in einer Karte dargestellt. Diese Darstellung gibt damit einen Überblick über die für das Windfeld maßgebenden Strukturelemente im Untersuchungsgebiet.

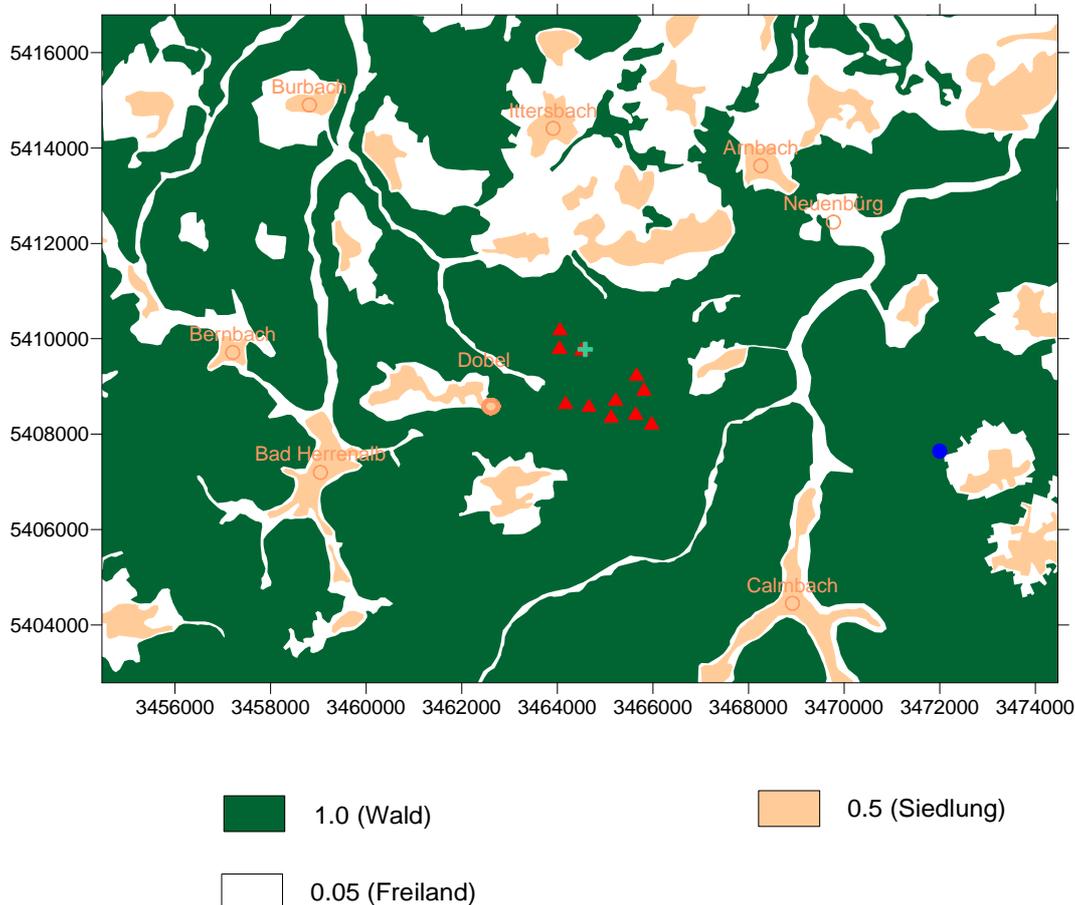


Abbildung A1.5: Rauigkeitsflächen im Untersuchungsgebiet (Rot: geplante WEA, grün: Messung, blau: WEA Schömburg).

Das Untersuchungsgebiet ist fast vollständig bewaldet. Nur im nordöstlichen Bereich, in dem der Übergang in die Gäulandschaften erfolgt, kommt es zu einem erhöhten Anteil an landwirtschaftlich genutzten Freiflächen und größeren Siedlungen. Im Waldgebiet ist Freiland größtenteils nur in den Tallagen oder in mittelalterlichen Rodungshochflächen zu finden, welche meist mit kleinen Ortschaften oder mit Einzelhöfen besiedelt sind. Durch das großräumige Waldgebiet wird der Wind am Standort aufgrund der höheren Rauigkeit stärker gebremst, als dies über freiem Gelände der Fall wäre. Große Nabenhöhen können dies unter Umständen etwas ausgleichen, da der Einfluss des Untergrundes mit der Höhe abnimmt.

Die Bilder in der Abbildung Abbildung A1.6 stammen von der Standortbesichtigung. Es wird ein Rundumblick am Maststandort gezeigt.



Abbildung A1.6: Rundumblick am Fotopunkt FP1 im Uhrzeigersinn, startend im Norden.

Anhang 2: Leistungskennlinien des geplanten Anlagentypen

Hier werden die zur Berechnung der geplanten Standorte verwendeten Leistungskurven angegeben. Da die unterschiedlichen Anlagenstandorte einen großen Höhenbereich umfassen, wird für jeden Standort eine spezifische Luftdichte berechnet. An dieser Stelle werden die Kennlinien für die mittlere Luftdichte am Standort in Nabenhöhe angegeben.

Leistungskurve Siemens SWT3.0 im maximalen Schallmodus und im Modus -4 dB:

gemäß IEC 61400-12 auf die Standortluftdichte umgerechnet.

| Typ: Siemens SWT-3.0-113, RD: 113 m | | |
|---|-------|-------------------|
| Quelle: berechnet durch Hersteller, Siemens Rev.0 Document E W CTO-40-0000-6695-00-26.03.2014 | | |
| Luftdichte: | 1,155 | kg/m ³ |
| v [m/s] | P[kW] | ct |
| 2,04 | 0 | 0,000 |
| 3,06 | 66 | 0,878 |
| 4,08 | 172 | 0,880 |
| 5,10 | 352 | 0,881 |
| 6,12 | 623 | 0,881 |
| 7,14 | 1003 | 0,882 |
| 8,16 | 1503 | 0,882 |
| 9,18 | 2119 | 0,843 |
| 10,20 | 2695 | 0,764 |
| 11,22 | 2942 | 0,544 |
| 12,24 | 2994 | 0,390 |
| 13,26 | 3000 | 0,297 |
| 14,00 | 3000 | 0,235 |
| 15,00 | 3000 | 0,190 |
| 16,00 | 3000 | 0,156 |
| 17,00 | 3000 | 0,131 |
| 18,00 | 3000 | 0,111 |
| 19,00 | 3000 | 0,096 |
| 20,00 | 3000 | 0,083 |
| 21,00 | 3000 | 0,073 |
| 22,00 | 3000 | 0,064 |
| 23,00 | 3000 | 0,057 |
| 24,00 | 3000 | 0,051 |
| 25,00 | 3000 | 0,046 |

| Typ: Siemens SWT-3.0-113, RD: 113 m | | |
|---|-------|-------------------|
| Quelle: berechnet durch Hersteller, Siemens Rev.0 Document E W CTO-40-0000-6695-00-26.03.2014 | | |
| Luftdichte: | 1,155 | kg/m ³ |
| v [m/s] | P[kW] | ct |
| 2,04 | 0 | 0,000 |
| 3,06 | 66 | 0,878 |
| 4,08 | 172 | 0,880 |
| 5,10 | 352 | 0,881 |
| 6,12 | 623 | 0,881 |
| 7,14 | 1001 | 0,870 |
| 8,16 | 1477 | 0,788 |
| 9,18 | 1987 | 0,700 |
| 10,20 | 2372 | 0,618 |
| 11,22 | 2473 | 0,422 |
| 12,24 | 2482 | 0,311 |
| 13,26 | 2483 | 0,240 |
| 14,00 | 2483 | 0,191 |
| 15,00 | 2483 | 0,155 |
| 16,00 | 2483 | 0,128 |
| 17,00 | 2483 | 0,108 |
| 18,00 | 2483 | 0,092 |
| 19,00 | 2483 | 0,079 |
| 20,00 | 2483 | 0,068 |
| 21,00 | 2483 | 0,060 |
| 22,00 | 2483 | 0,053 |
| 23,00 | 2483 | 0,047 |
| 24,00 | 2483 | 0,042 |
| 25,00 | 2483 | 0,038 |

Leistungskurve Siemens SWT3.0 im Schalmodus -6 dB:

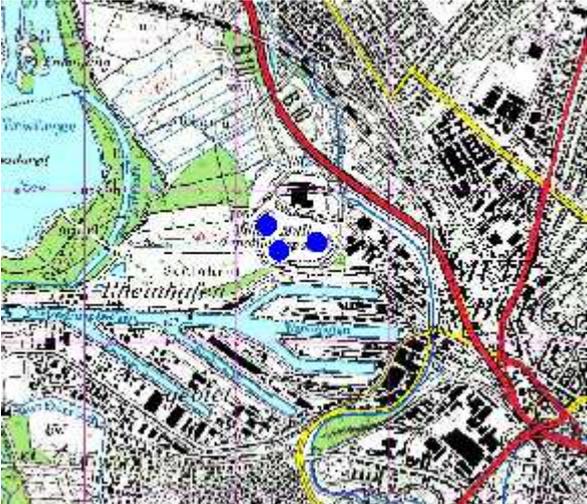
gemäß IEC 61400-12 auf die Standortluftdichte umgerechnet.

| Typ: Siemens SWT-3.0-113, RD: 113 m | | |
|--|-------|-------------------|
| Quelle: berechnet durch Hersteller, Siemens Rev.0 Document E W CTO-40-0000-6695- 00-26.03.2014 | | |
| Luftdichte: | 1,155 | kg/m ³ |
| v [m/s] | P[kW] | ct |
| 2,04 | 0 | 0,000 |
| 3,06 | 66 | 0,878 |
| 4,08 | 172 | 0,880 |
| 5,10 | 352 | 0,881 |
| 6,12 | 626 | 0,881 |
| 7,14 | 1007 | 0,823 |
| 8,16 | 1452 | 0,723 |
| 9,18 | 1869 | 0,631 |
| 10,20 | 2152 | 0,541 |
| 11,22 | 2222 | 0,394 |
| 12,24 | 2228 | 0,303 |
| 13,00 | 2228 | 0,243 |
| 14,00 | 2228 | 0,201 |
| 15,00 | 2228 | 0,169 |
| 16,00 | 2228 | 0,145 |
| 17,00 | 2228 | 0,126 |
| 18,00 | 2228 | 0,111 |
| 19,00 | 2228 | 0,099 |
| 20,00 | 2228 | 0,063 |
| 21,00 | 2228 | 0,055 |
| 22,00 | 2228 | 0,049 |
| 23,00 | 2228 | 0,043 |
| 24,00 | 2228 | 0,039 |
| 25,00 | 2228 | 0,035 |

Anhang 3: Bestehende Anlagen

Zur Plausibilisierung der Ergebnisse werden Daten bestehender WEA herangezogen. Genauere Details zu deren Repräsentativität und der Datengrundlage finden sich im Abschnitt 3.3.

Weitere Informationen finden sich in den anschließenden Steckbriefen. Im Anschluss folgen die Tabellen mit den Leistungskurven der Vergleichsanlagen.

| WKA-Standort: | Karlsruhe | Stand: 17.10.2013 | S. 1/2 | | |
|--|-----------|--|----------|------------|-----|
| Topographische Karte: | | Übersicht: | | | |
|  <p>“Wiedergabe mit Genehmigung des Landesamtes für Vermessung und Geoinformation Baden-Württemberg, AZ.: 2851.2-A/301 vom 14.02.03.“</p> | | WEA | | | |
| | | Gauß-Krüger | | | |
| | | Rechtswert | Hochwert | Höhe ü. NN | |
| | | m | m | m | |
| | | Seewind SW750, P: 750 kW, RD: 52 m, NH: 75 m | | | |
| | | WEA 1 | 3451198 | 5431776 | 159 |
| | | WEA 2 | 3451276 | 5431607 | 148 |
| Servion MD77, P: 1500 kW, RD: 77 m, NH: 85 m | | | | | |
| WEA 3 | 3451525 | 5431663 | 150 | | |
| Standortbeschreibung: | | Foto: | | | |
| <p>Die drei Anlagen stehen im westlichen Teil der Stadt auf einer Mülldeponie, dem sogenannten Energieberg, der direkt am Rheinhafen positioniert ist. Dieser überragt das umliegende Gelände, das meist nur eine äußerst schwache orographische Strukturierung aufweist, in einem weiten Umgriff. Dadurch kommt den Anlagen eine besondere Exposition zu. Dadurch stellen auch die Waldgebiete in der näheren Umgebung keine große Beeinflussung für die geringen Nabenhöhen dar.</p> | | nicht vorhanden | | | |

| | | | |
|----------------------|------------------|--------------------------|---------------|
| WKA-Standort: | Karlsruhe | Stand: 17.10.2013 | S. 2/2 |
|----------------------|------------------|--------------------------|---------------|

Leistungskurven:

gemäß IEC 61400-12 auf die Standortluftdichte umgerechnet.

| Typ: Seewind SW52/750, RD: 52 m | | | Typ: REpower MD77, RD: 77 m | | |
|--|-------|-------|---|--------|-------|
| Quelle: vermessen durch WINDTEST, WT 1152/99, 22.03.1999 | | | Quelle: vermessen durch WINDTEST, WT3219/04, 12.03.2004 | | |
| Luftdichte: 1,216 kg/m ³ | | | Luftdichte: 1,216 kg/m ³ | | |
| v [m/s] | P[kW] | ct | v [m/s] | P[kW] | ct |
| 2,14 | -0,7 | 0,000 | 3,50 | 14,0 | 1,015 |
| 3,08 | 8,1 | 0,778 | 4,03 | 50,6 | 0,930 |
| 3,45 | 13,7 | 0,785 | 4,52 | 83,8 | 0,875 |
| 4,02 | 27,5 | 0,791 | 5,02 | 135,5 | 0,820 |
| 4,48 | 42,4 | 0,795 | 5,51 | 196,1 | 0,815 |
| 5,06 | 63,8 | 0,798 | 6,02 | 264,8 | 0,810 |
| 5,51 | 84,3 | 0,801 | 6,52 | 346,6 | 0,810 |
| 5,99 | 108,3 | 0,803 | 7,01 | 433,3 | 0,810 |
| 6,53 | 128,3 | 0,804 | 7,52 | 544,1 | 0,790 |
| 6,99 | 176,6 | 0,804 | 7,99 | 650,3 | 0,770 |
| 7,50 | 230,3 | 0,805 | 8,53 | 779,4 | 0,735 |
| 8,00 | 297,5 | 0,806 | 9,00 | 910,0 | 0,700 |
| 8,49 | 355,8 | 0,804 | 9,51 | 1037,0 | 0,670 |
| 8,96 | 406,1 | 0,801 | 10,01 | 1156,0 | 0,640 |
| 9,47 | 462,0 | 0,803 | 10,52 | 1250,0 | 0,605 |
| 10,03 | 503,9 | 0,804 | 11,01 | 1365,0 | 0,570 |
| 10,49 | 560,6 | 0,735 | 11,50 | 1451,0 | 0,505 |
| 10,99 | 601,8 | 0,665 | 12,00 | 1492,0 | 0,440 |
| 11,48 | 637,9 | 0,558 | 12,48 | 1511,0 | 0,385 |
| 12,03 | 650,3 | 0,450 | 13,03 | 1521,0 | 0,330 |
| 12,53 | 696,7 | 0,395 | 13,46 | 1520,0 | 0,295 |
| 12,99 | 707,7 | 0,339 | 13,99 | 1524,0 | 0,260 |
| 13,55 | 737,3 | 0,303 | 14,52 | 1520,0 | 0,235 |
| 13,99 | 727,6 | 0,266 | 15,00 | 1528,0 | 0,210 |
| 14,48 | 766,2 | 0,240 | 15,48 | 1528,0 | 0,190 |
| 15,00 | 752,1 | 0,214 | 15,94 | 1527,0 | 0,170 |
| 15,51 | 745,4 | 0,195 | 16,54 | 1526,0 | 0,155 |
| 15,96 | 761,4 | 0,175 | 16,99 | 1525,0 | 0,140 |
| 16,51 | 788,4 | 0,160 | 17,46 | 1514,0 | 0,130 |
| 16,98 | 777,0 | 0,145 | 18,00 | 1509,0 | 0,120 |
| | | | 18,39 | 1511,0 | 0,110 |
| | | | 20,00 | 1500,0 | 0,090 |

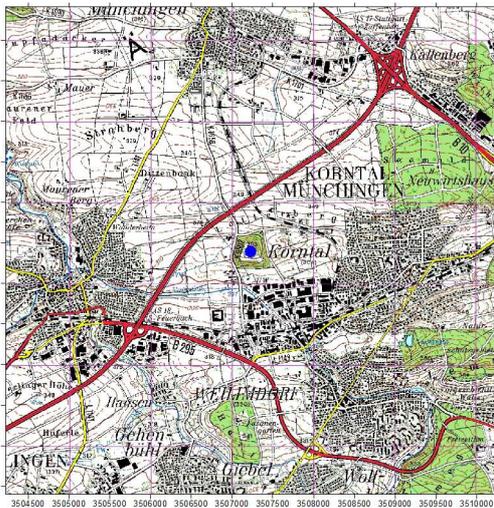
Komplexität und Geländebewertung

| Komplexität | Geländeklasse | Referenzpunkt |
|-------------|---------------|---------------|
| komplex | 4 | WEA 3 |

Neben der Komplexität, berechnet nach IEC 61400-1, ist die Geländeklasse ein zusätzliches Maß für die Variation des Geländes am Standort. Beide Parameter werden über die Steigung und Variabilität des Geländes in einzelnen Sektoren und unterschiedlichen Radien um den Standort berechnet. Die genaue Vorgehensweise zur Bestimmung der Geländeklasse ist in IEC 61400-12-1 und -2 beschrieben. Die Geländeklassen reichen von 1 bis 5, mit ansteigender Komplexität und Unsicherheit.

| | | | |
|----------------------|----------------------|--------------------------|---------------|
| WKA-Standort: | Grüner Heiner | Stand: 23.09.2014 | S. 1/2 |
|----------------------|----------------------|--------------------------|---------------|

| | |
|------------------------------|-------------------|
| Topographische Karte: | Übersicht: |
|------------------------------|-------------------|



„Wiedergabe mit Genehmigung des Landesamtes für Geoinformation und Landentwicklung Baden-Württemberg, AZ.: 2851.2-A/301 vom 14.02.03.“

| | | | |
|---|-------------|----------|------------|
| WEA | Gauß-Krüger | | |
| | Rechtswert | Hochwert | Höhe ü. NN |
| | m | m | m |
| Enercon E40/5.40, P: 500 kW, RD: 40 m, NH: 46 m | | | |
| Grüner Heiner | 3507232 | 5410391 | 389 |

| | |
|------------------------------|--------------|
| Standortbeschreibung: | Foto: |
|------------------------------|--------------|

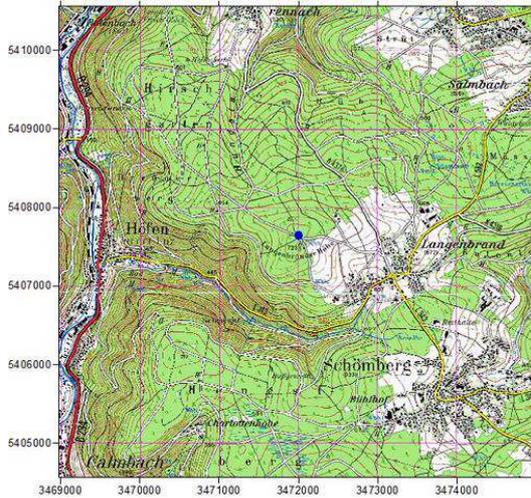
Die Windkraftanlage wurde auf einem Müllberg zwischen Stuttgart-Weilimdorf und Korntal-Münchingen, südlich der A81 gebaut. Durch die Lage am Schuttberg steht die WEA exponiert gegenüber dem Stuttgarter Kessel. Die Hänge des Grünen Heiner sind bewaldet.



| | | | |
|--|----------------------|--------------------------|----------------------|
| WKA-Standort: | Grüner Heiner | Stand: 23.09.2014 | S. 2/2 |
| Leistungskurve: | | | |
| gemäß IEC 61400-12 auf die Standortluftdichte umgerechnet. | | | |
| Typ: Enercon E40/5.40, RD: 40 m | | | |
| Quelle: vermessen durch DEWI, DEWI-PV-94-0010, 17.01.97 | | | |
| Luftdichte: | 1,187 | kg/m ³ | |
| v [m/s] | P[kW] | ct | |
| 3,04 | 4,2 | 0,860 | |
| 4,03 | 16,3 | 0,840 | |
| 5,09 | 36,4 | 0,795 | |
| 6,08 | 65,6 | 0,765 | |
| 7,08 | 107,7 | 0,749 | |
| 8,06 | 162,2 | 0,737 | |
| 9,04 | 234,8 | 0,730 | |
| 10,13 | 322,4 | 0,714 | |
| 11,12 | 403,0 | 0,696 | |
| 12,12 | 461,8 | 0,533 | |
| 13,13 | 490,9 | 0,390 | |
| 14,13 | 500,6 | 0,302 | |
| 14,97 | 503,2 | 0,242 | |
| 16,02 | 504,1 | 0,198 | |
| 16,99 | 504,5 | 0,165 | |
| 17,99 | 503,9 | 0,141 | |
| 18,96 | 505,2 | 0,123 | |
| 19,94 | 505,0 | 0,108 | |
| 21,04 | 505,3 | 0,097 | |
| 21,94 | 506,8 | 0,087 | |
| 25,00 | 507,4 | 0,033 | |
| Komplexität | | Geländeklasse | Referenzpunkt |
| komplex | | 5 | WEA |
| Neben der Komplexität, berechnet nach IEC 61400-1, ist die Geländeklasse ein zusätzliches Maß für die Variation des Geländes am Standort. Beide Parameter werden über die Steigung und Variabilität des Geländes in einzelnen Sektoren und unterschiedlichen Radien um den Standort berechnet. Die genaue Vorgehensweise zur Bestimmung der Geländeklasse ist in IEC 61400-12-1 und -2 beschrieben. Die Geländeklassen reichen von 1 bis 5, mit ansteigender Komplexität und Unsicherheit. | | | |

| | | | |
|----------------------|------------------|--------------------------|---------------|
| WKA-Standort: | Schömburg | Stand: 17.10.2013 | S. 1/2 |
|----------------------|------------------|--------------------------|---------------|

| | |
|------------------------------|-------------------|
| Topographische Karte: | Übersicht: |
|------------------------------|-------------------|



„Wiedergabe mit Genehmigung des Landesamtes für Geoinformation und Landentwicklung Baden-Württemberg, AZ.: 2851.2-A/301 vom 14.02.03.“

| WEA | Gauß-Krüger | | |
|---|-------------|----------|------------|
| | Rechtswert | Hochwert | Höhe ü. NN |
| | m | m | m |
| Seewind SW52/750, P: 750 kW, RD: 52 m, NH: 75 m | | | |
| Schömburg | 3472001 | 5407643 | 720 |

| | |
|------------------------------|--------------|
| Standortbeschreibung: | Foto: |
|------------------------------|--------------|

Die Anlage von Schömburg wurde auf der Langebrander Höhe gebaut. Sie steht innerhalb der ausgeprägten Waldgebiete des nördlichen Schwarzwalds. Lediglich im Osten und Südosten der Anlage liegen Freiflächen und die Ortsgebiete von Langebrand und Schömburg. Südlich der Anlage bildet der Hundsbach bei seinem Weg nach Westen einen steilen Einschnitt in das Gelände. Dieser geht bei Höfen in die Enz über, das zirka 400 m tiefer liegt als die Anlage Schömburg. Somit steht die Anlage am höchsten Punkt in der Umgebung, der Effekt der Exposition wird jedoch durch die Beeinflussung des ausgedehnten Waldgebiets auf die geringe Nabenhöhe gemindert.



| | | | |
|--|------------------|--------------------------|----------------------|
| WKA-Standort: | Schömborg | Stand: 17.10.2013 | S. 2/2 |
| Leistungskurve: | | | |
| gemäß IEC 61400-12 auf die Standortluftdichte umgerechnet. | | | |
| Typ: Seewind SW52/750, RD: 52 m | | | |
| Quelle: vermessen durch WINDTEST, WT 1152/99, 22.03.1999 | | | |
| Luftdichte: | 1,148 | kg/m ³ | |
| v [m/s] | P[kW] | ct | |
| 3,08 | 7,6 | 0,778 | |
| 4,02 | 25,9 | 0,791 | |
| 5,06 | 60,1 | 0,798 | |
| 5,99 | 102,0 | 0,803 | |
| 6,99 | 166,3 | 0,804 | |
| 8,00 | 280,2 | 0,806 | |
| 8,96 | 382,4 | 0,801 | |
| 10,03 | 474,6 | 0,804 | |
| 10,99 | 566,8 | 0,665 | |
| 12,03 | 612,4 | 0,450 | |
| 12,99 | 666,5 | 0,339 | |
| 13,99 | 685,2 | 0,266 | |
| 15,00 | 708,3 | 0,214 | |
| 15,96 | 717,0 | 0,175 | |
| 16,98 | 731,7 | 0,145 | |
| Komplexität | | Geländeklasse | Referenzpunkt |
| komplex | | 5 | WEA |
| Neben der Komplexität, berechnet nach IEC 61400-1, ist die Geländeklasse ein zusätzliches Maß für die Variation des Geländes am Standort. Beide Parameter werden über die Steigung und Variabilität des Geländes in einzelnen Sektoren und unterschiedlichen Radien um den Standort berechnet. Die genaue Vorgehensweise zur Bestimmung der Geländeklasse ist in IEC 61400-12-1 und -2 beschrieben. Die Geländeklassen reichen von 1 bis 5, mit ansteigender Komplexität und Unsicherheit. | | | |

Anhang 4: Langzeitbezug

Da die zur Verfügung stehenden Daten bei der Erstellung eines Windgutachtens meist nur einen kurzen Zeitraum abdecken, müssen diese stets auf einen längeren Zeitraum bezogen werden. Dies betrifft sowohl Messdaten als auch Ertragsdaten von Vergleichsanlagen. Für diesen Zweck werden Windindizes auf monatlicher oder jährlicher Basis anhand von Langzeitdaten erstellt. Als Langzeitdaten gelten nach [3]:

1. Langfristig erhobene Windmessdaten,
2. Reanalysedaten oder davon abgeleitete Daten,
3. Langjährige WEA-Ertragsdaten oder davon abgeleitete Daten.

Anforderungen

Diese Daten sollen möglichst einen Zeitraum von mindestens 10 Jahren umfassen und einige Kriterien erfüllen. Dazu gehört ein nachweisbarer statistischer Zusammenhang zwischen Kurzzeit- und Langzeitdaten sowie die Konsistenz der Daten im Bezugszeitraum. Diese Punkte werden bei der Beurteilung der Daten mit weiteren unabhängigen Daten geprüft und unplausible Daten werden entfernt.

Im Fall von Winddaten als Langzeitdaten müssen diese eine für die Region realistische Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit aufweisen. Im Fall von Anlagendaten sind monatliche Mittel oder Indexwerte ausreichend. Die monatliche Verfügbarkeit soll bei mindestens 90 % liegen. Dies wird bereits bei der Auswahl der Daten berücksichtigt. Zudem wird ein Langzeitabgleich auch für gemessene Werte von Temperatur und Druck empfohlen.

Der Überlappungszeitraum mit den Kurzzeitdaten soll mindestens 12 Monate betragen. Langzeitvergleiche bei kürzeren Zeitreihen sind möglich, allerdings ist mit einer höheren Fehlerquote zu rechnen. Um diese dann möglichst gering zu halten sind angepasste und komplexere Verfahren notwendig als eine lineare Regression, wie sie bei ausreichend langen Zeitreihen üblich ist (wobei auch hier im Einzelfall komplexere Verfahren Anwendung finden können). Die Datenqualität ist dabei ebenfalls ein limitierender Faktor.

Vorgehensweise

Anhand der Langzeitdaten werden Indices generiert, um den mittleren langjährigen Ertrag zu bestimmen. Die RSC GmbH verwendet für die Ableitung eines Windindexes MERRA-Daten von Sander & Partner (2015). Die MERRA-Winddaten liegen für Gitterpunkte im ca. 50 km Raster und stündlicher Auflösung vor.

Die Windgeschwindigkeiten werden mit einer Leistungskurve anhand der folgenden Formel in tägliche Erträge umgerechnet:

$$E = \sum_{i=1}^{24} P(v_i)$$

Hierbei ist E die produzierte Energie in kWh und P ist die Leistung in kW bei der Windgeschwindigkeit v. Die einzelnen Erträge werden dabei aufsummiert um einen Tagesertrag zu erhalten. Die so berechneten Erträge werden zu monatlichen Erträgen aufsummiert.

Mit den Ertragsdaten aus der Region wird mittels Regressionsrechnungen der erbrachte Ertrag der Anlagen aus dem zur Verfügung stehenden Zeitraum reproduziert und eine repräsentative Zeitreihe von monatlichen Erträgen für den Referenzzeitraum und den Überlappungszeitraum mit den Kurzzeitdaten erzeugt.

Danach erfolgt die Bildung der jährlichen Ertragssummen. So kann nun jedes Jahr der MERRA-Daten ins Verhältnis zum mittleren Referenz-Ertrag gesetzt werden und als Resultat liegt der Index der MERRA-Daten vor. So können zur Verfügung stehende Ertragsdaten bzw. Messdaten in einen Langzeitbezug mit den MERRA-Daten gesetzt werden und es ergeben sich standortbezogene jährliche Indizes bzw. ein Index für die Messperiode.

Als weiterer Langzeitdatensatz wird eine lange Ertragsreihe einer Anlage aus der Region verwendet. Die Anforderungen an diese bezüglich der räumlichen Repräsentativität sind weniger streng als an die Vergleichsanlagen, da es hier in erster Linie darum geht, einen regional gültigen Windindex zu erstellen und nicht um die Übertragung von Winddaten.

Für beide Datenreihen wird eine Konsistenzprüfung durchgeführt. Die Zeitreihen werden übereinander gelegt, um den zeitlichen Verlauf graphisch darzustellen. Über eine lineare Regression wird der generelle Zusammenhang festgestellt. Dies ist in Abbildung A4.1 dargestellt. Zudem werden Trends analysiert.

Die lange WEA-Zeitreihe und die daran angepasste MERRA-Reihe sind in Abbildung A4.1 angegeben. Die rote Kurve bildet die real erbrachten Erträge des WEA-Standorts ab. Die blaue Kurve zeigt die in Erträge umgerechneten und mittels Regressionsrechnung an den Standort angepassten MERRA-Daten. Dargestellt ist zudem das Streudiagramm der Regression zwischen den Monatserträgen der WEA und den in Erträge umgerechneten MERRA-Daten.

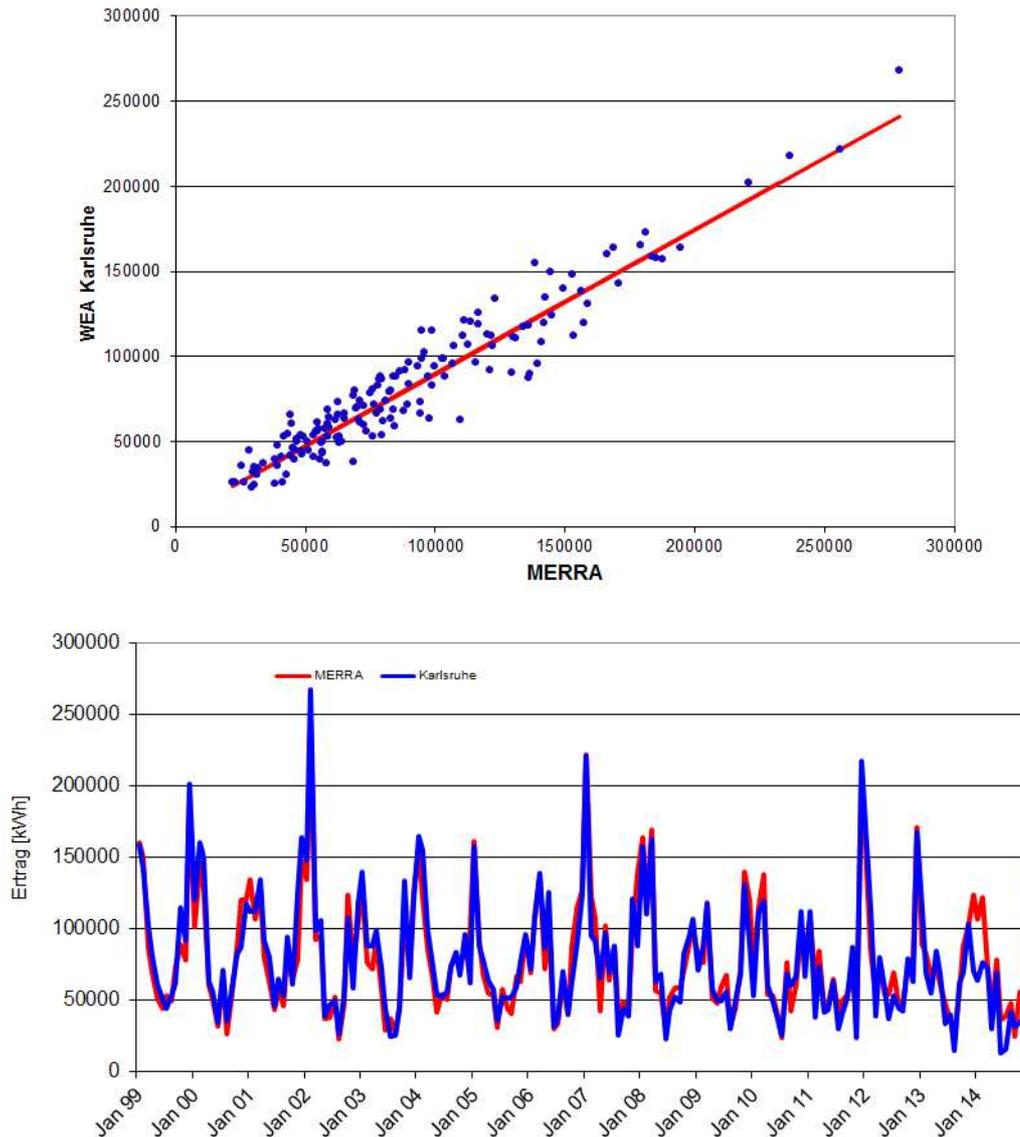


Abbildung A4.1: Oben: Streudiagramm der Regression zwischen den Monatserträgen von MERRA-Daten und WEA-Daten ($R=0,95$). Unten: Zeitreihe der berechneten (MERRA-Daten, blau) und der realen (WEA, rot) Monatserträge.

Referenzzeitraum und zukünftiger Betriebszeitraum

Es gibt keine Festlegung auf einen einheitlichen Referenzzeitraum. Unterschiedliche Gutachter verwenden unterschiedliche Referenzzeiträume und können damit auch zu unterschiedlichen 100%-Werten kommen. Die Wahl des Zeitraums hängt dabei auch immer von den verwendeten Daten ab. Generell gilt, dass dieser nicht kürzer als zehn Jahre sein sollte. Nur in Einzelfällen kann es jedoch sinnvoll sein, einen kürzeren Zeitraum zu wählen. Wichtig ist aber auch, dass der Bezugszeitraum nicht all zu weit in der Vergangenheit liegt. Je weiter die Periode gefasst wird, umso eher besteht auch die Gefahr, klimatische Änderungen darin aufzunehmen.

Windgutachten, wie hier vorgelegt, werden oft mit dem Begriff "Ertragsprognose" bezeichnet. Im vorliegenden Bericht wurde bewusst die Bezeichnung Prognose vermieden. Die Berechnung stützt sich nämlich auf Daten aus der Vergangenheit. Der berechnete Ertrag wird jedoch als "Prognose"-Wert verwendet, da er für den in der Zukunft liegenden Betriebszeitraum der Windkraftanlage repräsentativ sein soll. Diese Repräsentativität gilt jedoch nur insoweit, als unterstellt wird, dass sich das Windgeschehen in den nächsten 15-20 Jahren nicht gravierend ändert. So gesehen kann die Unsicherheit des Windindexes aus der Vergangenheit auch als Unsicherheit für die Windverhältnisse in der Zukunft angesehen werden.

In diesem Bericht wird der Zeitraum 1995 - 2014 zugrunde gelegt. Dieser ist genügend lang, nämlich 20 Jahre und erfüllt damit dem empfohlenen Mindestzeitraum der TR6. Zudem entspricht er dem üblichen Betriebszeitraum. Die Nähe zum künftigen Betriebszeitraum der Anlagen lässt auf Grund der Persistenz des klimatischen Geschehens erwarten, dass die nahe Zukunft, also die nächsten 20 Jahre, ähnlich sind. Wobei durch die derzeit diskutierten und erkennbaren Klimaänderungen es aktuell offen ist, wie sich das Windregime in der nahen Zukunft entwickelt.

So waren die letzten 5 Jahre eher windschwache Jahre. Verwendet man für den Langzeitbezug der Vergleichsanlagen nur die letzten 5 Jahre, erhält man für die Standorte einen Ertrag, der um etwa 5-10 % niedriger ist, als der mit einem Bezugszeitraum der letzten 20 Jahre. Auch die letzten 10 und 15 Jahre liegen unter dem Niveau der letzten 20 Jahresperiode (siehe Abbildung 4.2).

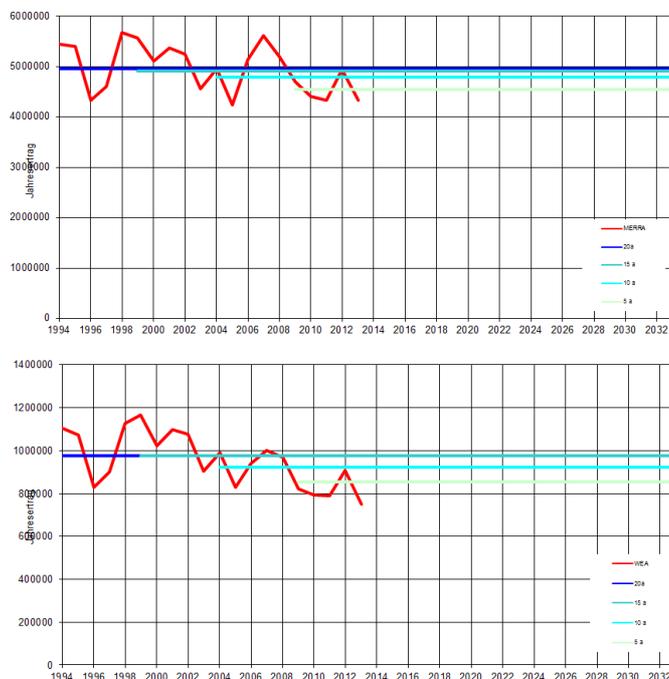
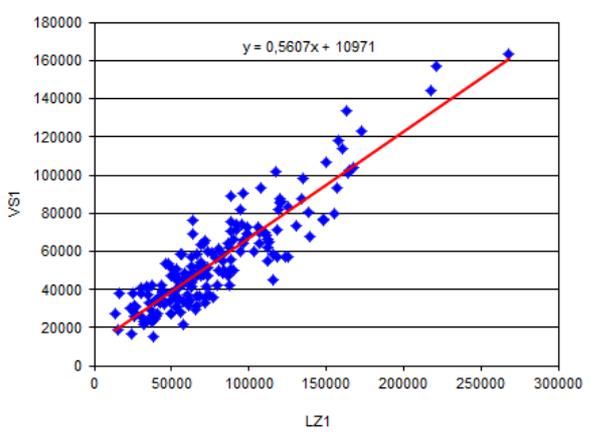
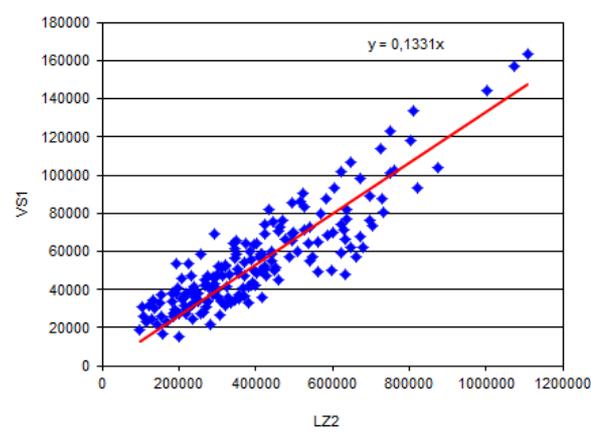
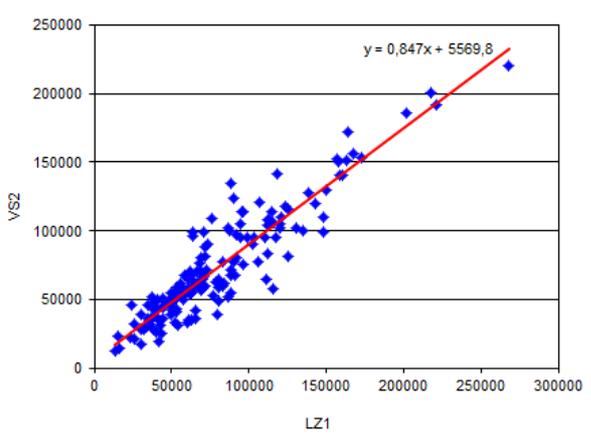
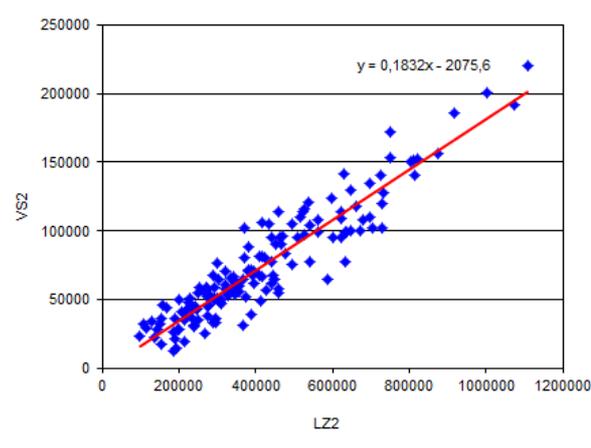


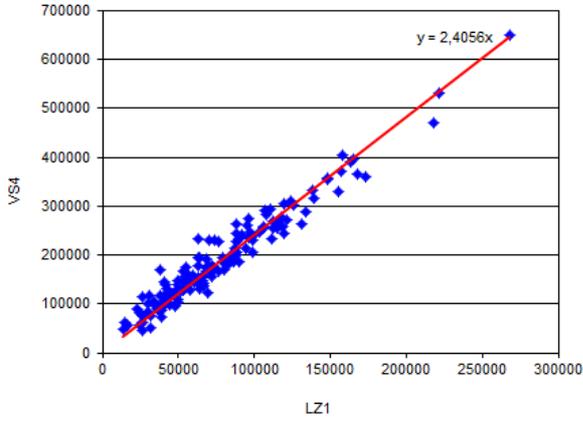
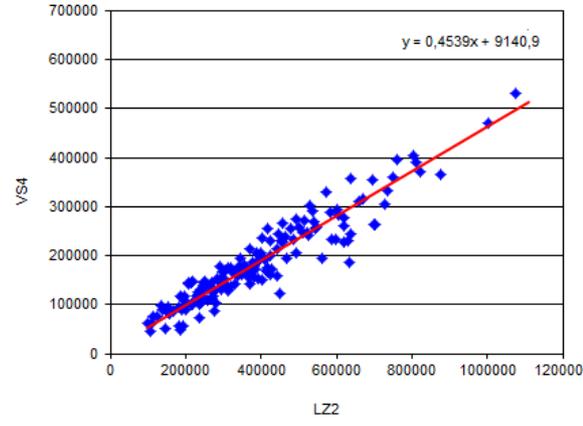
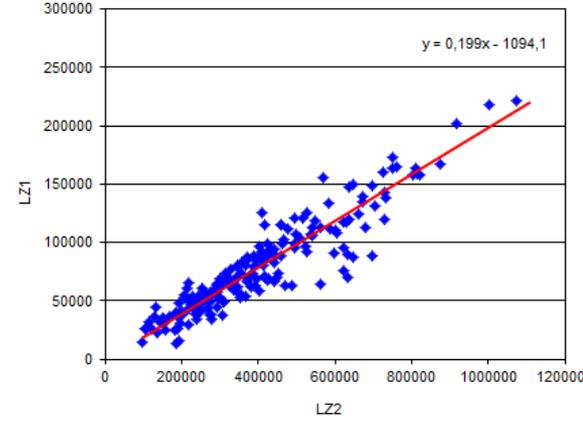
Abbildung A4.2: Ertragsniveau mit unterschiedlichen Referenzperioden.

Langzeit- zu Kurzzeitdaten

In der folgenden Abbildung wird das Verhältnis der Langzeit- zu Kurzzeitdaten dargestellt und der Korrelationskoeffizient der linearen Regression angegeben. Zudem ist das Verhältnis des mittleren Jahresertrags über den verfügbaren Zeitraum zum Langzeitertrag angegeben.

Abbildung A4.3: Langzeit- zu Kurzzeitdaten.

| | | | |
|---|------|--|-------|
| Grüner Heiner | | Langzeit/Kurzzeit: | 100 % |
| Langzeitdatensatz 1: WEA -Daten | | Langzeitdatensatz 2: MERRA-Daten | |
|  | |  | |
| Korrelationskoeffizient R: | 0,88 | Korrelationskoeffizient R: | 0,89 |
| Schömberg | | Langzeit/Kurzzeit: | 99 % |
| Langzeitdatensatz 1: WEA-Daten | | Langzeitdatensatz 2: MERRA-Daten | |
|  | |  | |
| Korrelationskoeffizient R: | 0,90 | Korrelationskoeffizient R: | 0,93 |

| | | | |
|---|------|--|-------|
| Karlsruhe 3 | | Langzeit/Kurzzeit: | 102 % |
| Langzeitdatensatz 1: WEA -Daten | | Langzeitdatensatz 2: MERRA-Daten | |
|  | |  | |
| Korrelationskoeffizient R: | 0,96 | Korrelationskoeffizient R: | 0,94 |
| Karlsruhe 1 | | Langzeit/Kurzzeit: | 100 % |
| Langzeitdatensatz 1: WEA -Daten | | Langzeitdatensatz 2: MERRA-Daten | |
| (keine Abbildung, weil Karlsruhe 1 Langzeitdatensatz) | |  | |
| Korrelationskoeffizient R: | 1 | Korrelationskoeffizient R: | 0,93 |

Die Qualität der Extrapolation der Kurzzeitdaten auf den langen Zeitraum hängt unter anderem von der Qualität der Eingangsdaten ab. Diese ist in Tabelle 7 in Abschnitt 3.3 im Haupttext angegeben. Ein Maß zur Beurteilung der Extrapolation ist das Verhältnis von Langzeit- zu Kurzzeiterträgen. Im vorliegenden Fall sind dies Abweichungen von bis zu 4 %. Bei der Extrapolation der Erträge auf einen langen Zeitraum können so Fehler entstehen. Dies ist typisch für kurze Datenreihen.

Anhang 5: Windfeldparameter

Tabelle A5.1: Windrose, Weibull-Parameter, Windgeschwindigkeit und Ertragsrose an den WEA.
 f: prozentualer Anteil der Windrichtung, A, k: Parameter der Weibullverteilung,
 v: mittlere Windgeschwindigkeit, ED: Energiedichte, EA: prozentuale Energiedichte.

| WEA 1 | | | | | | |
|--------|------|-----|------|-----|------------------|------|
| Sektor | f | A | k | v | ED | EA |
| ° | % | m/s | | m/s | W/m ² | % |
| 0 | 5,2 | 3,7 | 2,3 | 3,3 | 1,9 | 0,7 |
| 30 | 6,2 | 3,7 | 2,2 | 3,3 | 2,4 | 0,8 |
| 60 | 6,4 | 5,1 | 2,2 | 4,6 | 6,6 | 2,3 |
| 90 | 6,1 | 6,1 | 2,4 | 5,4 | 9,7 | 3,4 |
| 120 | 5,2 | 6,3 | 2,6 | 5,6 | 9,5 | 3,3 |
| 150 | 7,5 | 9,5 | 2,2 | 8,5 | 49,4 | 17,1 |
| 180 | 5,2 | 8,6 | 2,1 | 7,7 | 26,1 | 9,0 |
| 210 | 8,5 | 7,0 | 2,1 | 6,2 | 25,0 | 8,7 |
| 240 | 25,9 | 8,1 | 2,2 | 7,2 | 110,7 | 38,4 |
| 270 | 14,6 | 6,9 | 2,2 | 6,1 | 39,0 | 13,5 |
| 300 | 5,1 | 5,0 | 1,8 | 4,4 | 5,9 | 2,0 |
| 330 | 4,1 | 4,0 | 1,9 | 3,6 | 2,3 | 0,8 |
| gesamt | | 6,7 | 1,88 | 6,0 | | |
| WEA 3 | | | | | | |
| Sektor | f | A | k | v | ED | EA |
| ° | % | m/s | | m/s | W/m ² | % |
| 0 | 5,1 | 4,0 | 2,3 | 3,6 | 2,4 | 0,7 |
| 30 | 6,9 | 4,4 | 2,1 | 3,9 | 4,5 | 1,3 |
| 60 | 6,4 | 5,4 | 2,3 | 4,8 | 7,4 | 2,2 |
| 90 | 5,9 | 5,8 | 2,4 | 5,1 | 8,1 | 2,4 |
| 120 | 5,4 | 6,5 | 2,6 | 5,8 | 10,3 | 3,0 |
| 150 | 6,9 | 8,8 | 2,3 | 7,8 | 36,1 | 10,7 |
| 180 | 4,9 | 8,6 | 2,2 | 7,7 | 24,9 | 7,4 |
| 210 | 9,6 | 7,6 | 2,1 | 6,7 | 36,1 | 10,7 |
| 240 | 29,2 | 9,2 | 2,3 | 8,1 | 172,3 | 51,0 |
| 270 | 11,2 | 6,9 | 2,2 | 6,1 | 28,3 | 8,4 |
| 300 | 4,4 | 5,0 | 1,8 | 4,4 | 5,2 | 1,5 |
| 330 | 4,2 | 4,1 | 2,0 | 3,6 | 2,4 | 0,7 |
| gesamt | | 7,1 | 1,89 | 6,2 | | |

| WEA 2 | | | | | | |
|--------|------|-----|------|-----|------------------|------|
| Sektor | f | A | k | v | ED | EA |
| ° | % | m/s | | m/s | W/m ² | % |
| 0 | 5,0 | 3,8 | 2,3 | 3,4 | 2,0 | 0,7 |
| 30 | 6,4 | 4,0 | 2,2 | 3,5 | 3,1 | 1,0 |
| 60 | 6,6 | 5,2 | 2,2 | 4,6 | 7,1 | 2,4 |
| 90 | 6,1 | 6,1 | 2,4 | 5,4 | 9,5 | 3,1 |
| 120 | 5,2 | 6,4 | 2,6 | 5,7 | 9,8 | 3,2 |
| 150 | 7,3 | 9,4 | 2,3 | 8,3 | 45,8 | 15,2 |
| 180 | 4,9 | 8,6 | 2,2 | 7,6 | 24,5 | 8,1 |
| 210 | 8,8 | 7,2 | 2,1 | 6,3 | 27,2 | 9,0 |
| 240 | 27,6 | 8,4 | 2,2 | 7,4 | 129,0 | 42,8 |
| 270 | 13,2 | 7,0 | 2,2 | 6,2 | 35,8 | 11,9 |
| 300 | 4,8 | 4,9 | 1,8 | 4,4 | 5,4 | 1,8 |
| 330 | 4,1 | 4,1 | 1,9 | 3,6 | 2,4 | 0,8 |
| gesamt | | 6,9 | 1,90 | 6,1 | | |

(Fortsetzung Tabelle A5.1)

| WEA 5 | | | | | | |
|--------|------|------|------|------|------------------|------|
| Sektor | f | A | k | v | ED | EA |
| ° | % | m/s | | m/s | W/m ² | % |
| 0 | 5,1 | 4,0 | 2,3 | 3,6 | 2,4 | 0,7 |
| 30 | 7,1 | 4,5 | 2,1 | 4,0 | 4,8 | 1,4 |
| 60 | 6,4 | 5,5 | 2,3 | 4,9 | 7,7 | 2,2 |
| 90 | 6,0 | 5,8 | 2,4 | 5,1 | 8,2 | 2,4 |
| 120 | 5,4 | 6,6 | 2,5 | 5,9 | 11,2 | 3,3 |
| 150 | 6,7 | 8,6 | 2,3 | 7,6 | 33,0 | 9,6 |
| 180 | 4,9 | 8,5 | 2,2 | 7,6 | 24,1 | 7,0 |
| 210 | 9,0 | 7,2 | 2,1 | 6,3 | 28,2 | 8,2 |
| 240 | 29,8 | 9,4 | 2,2 | 8,3 | 187,8 | 54,8 |
| 270 | 11,2 | 6,9 | 2,3 | 6,1 | 27,9 | 8,1 |
| 300 | 4,4 | 5,0 | 1,8 | 4,4 | 5,1 | 1,5 |
| 330 | 4,0 | 3,9 | 2,0 | 3,4 | 2,0 | 0,6 |
| gesamt | | 7,2 | 1,88 | 6,3 | | |
| WEA 10 | | | | | | |
| Sektor | f | A | k | v | ED | EA |
| ° | % | m/s | | m/s | W/m ² | % |
| 0 | 5,4 | 4,1 | 2,3 | 3,6 | 2,4 | 0,6 |
| 30 | 6,3 | 4,1 | 2,2 | 3,6 | 3,0 | 0,8 |
| 60 | 6,4 | 6,1 | 2,2 | 5,4 | 8,4 | 2,5 |
| 90 | 5,7 | 6,4 | 2,4 | 5,7 | 10,0 | 2,5 |
| 120 | 5,4 | 7,7 | 2,4 | 6,9 | 16,5 | 4,1 |
| 150 | 7,3 | 11,4 | 2,3 | 10,1 | 64,2 | 18,2 |
| 180 | 5,6 | 10,5 | 2,1 | 9,4 | 39,7 | 11,6 |
| 210 | 9,6 | 8,5 | 2,1 | 7,5 | 41,6 | 11,3 |
| 240 | 27,1 | 9,2 | 2,2 | 8,2 | 144,1 | 37,9 |
| 270 | 11,6 | 7,2 | 2,2 | 6,3 | 36,0 | 7,9 |
| 300 | 5,3 | 5,5 | 1,9 | 4,9 | 7,3 | 1,9 |
| 330 | 4,4 | 4,3 | 1,9 | 3,8 | 2,5 | 0,7 |
| gesamt | | 7,7 | 1,83 | 6,8 | | |
| WEA 12 | | | | | | |
| Sektor | f | A | k | v | ED | EA |
| ° | % | m/s | | m/s | W/m ² | % |
| 0 | 5,6 | 3,7 | 2,3 | 3,3 | 2,2 | 0,7 |
| 30 | 6,3 | 3,7 | 2,2 | 3,3 | 2,5 | 0,8 |
| 60 | 5,9 | 5,1 | 2,3 | 4,5 | 6,0 | 2,0 |
| 90 | 5,7 | 5,7 | 2,4 | 5,0 | 7,5 | 2,5 |
| 120 | 5,8 | 7,0 | 2,4 | 6,2 | 14,4 | 4,8 |
| 150 | 7,5 | 9,6 | 2,3 | 8,5 | 48,3 | 16,2 |
| 180 | 5,2 | 9,1 | 2,2 | 8,1 | 29,9 | 10,1 |
| 210 | 8,9 | 7,3 | 2,1 | 6,5 | 28,8 | 9,7 |
| 240 | 27,0 | 8,3 | 2,2 | 7,4 | 119,9 | 40,3 |
| 270 | 12,7 | 6,6 | 2,2 | 5,9 | 29,6 | 10,0 |
| 300 | 5,1 | 5,0 | 1,9 | 4,5 | 6,2 | 2,1 |
| 330 | 4,3 | 3,8 | 2,0 | 3,4 | 2,1 | 0,7 |
| gesamt | | 6,8 | 1,85 | 6,0 | | |

| WEA 6 | | | | | | |
|--------|------|------|------|-----|------------------|------|
| Sektor | f | A | k | v | ED | EA |
| ° | % | m/s | | m/s | W/m ² | % |
| 0 | 4,9 | 3,9 | 2,3 | 3,5 | 2,1 | 3,5 |
| 30 | 6,9 | 4,3 | 2,1 | 3,8 | 4,3 | 3,8 |
| 60 | 6,6 | 5,4 | 2,3 | 4,8 | 7,7 | 4,8 |
| 90 | 5,9 | 5,5 | 2,4 | 4,8 | 6,9 | 4,8 |
| 120 | 5,4 | 6,2 | 2,6 | 5,5 | 9,0 | 5,5 |
| 150 | 6,9 | 8,2 | 2,3 | 7,3 | 29,3 | 7,3 |
| 180 | 4,9 | 8,1 | 2,2 | 7,2 | 20,9 | 7,2 |
| 210 | 9,0 | 6,9 | 2,1 | 6,1 | 25,3 | 6,1 |
| 240 | 29,8 | 9,2 | 2,2 | 8,1 | 178,8 | 8,1 |
| 270 | 11,2 | 6,7 | 2,3 | 5,9 | 25,5 | 5,9 |
| 300 | 4,5 | 4,8 | 1,8 | 4,3 | 4,8 | 4,3 |
| 330 | 4,0 | 3,9 | 2,0 | 3,4 | 2,0 | 3,4 |
| gesamt | | 6,9 | 1,87 | 6,2 | | |
| WEA 11 | | | | | | |
| Sektor | f | A | k | v | ED | EA |
| ° | % | m/s | | m/s | W/m ² | % |
| 0 | 5,4 | 4,0 | 2,3 | 3,5 | 2,4 | 0,6 |
| 30 | 6,3 | 4,0 | 2,2 | 3,5 | 3,0 | 0,8 |
| 60 | 6,2 | 5,7 | 2,2 | 5,1 | 8,4 | 2,2 |
| 90 | 5,7 | 6,3 | 2,4 | 5,6 | 10,0 | 2,7 |
| 120 | 5,8 | 7,4 | 2,4 | 6,6 | 16,5 | 4,4 |
| 150 | 7,3 | 10,8 | 2,3 | 9,5 | 64,2 | 17,1 |
| 180 | 5,4 | 9,9 | 2,1 | 8,8 | 39,7 | 10,6 |
| 210 | 9,6 | 8,2 | 2,1 | 7,2 | 41,6 | 11,1 |
| 240 | 26,3 | 9,0 | 2,2 | 7,9 | 144,1 | 38,4 |
| 270 | 12,7 | 7,2 | 2,2 | 6,3 | 36,0 | 9,6 |
| 300 | 5,1 | 5,4 | 1,8 | 4,8 | 7,3 | 1,9 |
| 330 | 4,3 | 4,1 | 2,0 | 3,6 | 2,5 | 0,7 |
| gesamt | | 7,4 | 1,84 | 6,6 | | |
| WEA 13 | | | | | | |
| Sektor | f | A | k | v | ED | EA |
| ° | % | m/s | | m/s | W/m ² | % |
| 0 | 5,0 | 3,9 | 2,3 | 3,4 | 2,1 | 0,6 |
| 30 | 6,4 | 4,1 | 2,2 | 3,6 | 3,4 | 1,0 |
| 60 | 6,4 | 5,4 | 2,2 | 4,8 | 7,4 | 2,1 |
| 90 | 6,1 | 6,2 | 2,4 | 5,5 | 10,2 | 2,9 |
| 120 | 5,6 | 7,4 | 2,5 | 6,5 | 15,4 | 4,4 |
| 150 | 7,1 | 9,8 | 2,3 | 8,7 | 48,4 | 13,7 |
| 180 | 4,9 | 9,4 | 2,2 | 8,3 | 30,5 | 8,6 |
| 210 | 9,4 | 8,0 | 2,1 | 7,1 | 37,9 | 10,7 |
| 240 | 27,7 | 9,0 | 2,2 | 7,9 | 152,6 | 43,1 |
| 270 | 12,4 | 7,4 | 2,2 | 6,5 | 37,9 | 10,7 |
| 300 | 4,8 | 5,1 | 1,8 | 4,6 | 6,1 | 1,7 |
| 330 | 4,1 | 3,9 | 2,0 | 3,5 | 2,1 | 0,6 |
| gesamt | | 7,3 | 1,87 | 6,5 | | |

(Fortsetzung Tabelle A5.1)

| WEA 14 | | | | | | |
|--------|------|-----|------|-----|------------------|------|
| Sektor | f | A | k | v | ED | EA |
| ° | % | m/s | | m/s | W/m ² | % |
| 0 | 4,8 | 3,7 | 2,3 | 3,3 | 1,8 | 0,6 |
| 30 | 6,6 | 4,1 | 2,2 | 3,6 | 1,6 | 0,9 |
| 60 | 6,6 | 5,1 | 2,2 | 4,6 | 3,2 | 2,1 |
| 90 | 6,1 | 5,9 | 2,4 | 5,2 | 4,0 | 3,0 |
| 120 | 5,6 | 6,9 | 2,4 | 6,1 | 5,3 | 4,1 |
| 150 | 6,9 | 8,9 | 2,3 | 7,9 | 11,2 | 15,1 |
| 180 | 4,9 | 8,7 | 2,2 | 7,7 | 7,9 | 9,2 |
| 210 | 10,1 | 7,7 | 2,1 | 6,8 | 11,1 | 9,9 |
| 240 | 27,1 | 8,5 | 2,3 | 7,5 | 41,1 | 41,2 |
| 270 | 12,7 | 7,1 | 2,2 | 6,3 | 10,8 | 10,9 |
| 300 | 4,6 | 4,8 | 1,8 | 4,2 | 2,0 | 2,1 |
| 330 | 4,1 | 3,8 | 2,0 | 3,4 | 0,9 | 0,7 |
| gesamt | | 6,9 | 1,89 | 6,1 | | |

| WEA 15 | | | | | | |
|--------|------|-----|------|-----|------------------|------|
| Sektor | f | A | k | v | ED | EA |
| ° | % | m/s | | m/s | W/m ² | % |
| 0 | 5,2 | 3,8 | 2,3 | 3,4 | 0,9 | 1,1 |
| 30 | 6,2 | 3,9 | 2,1 | 3,4 | 1,4 | 2,1 |
| 60 | 6,4 | 5,2 | 2,2 | 4,6 | 3,3 | 3,3 |
| 90 | 5,9 | 6,1 | 2,4 | 5,4 | 4,3 | 3,6 |
| 120 | 5,6 | 6,9 | 2,5 | 6,1 | 5,6 | 4,2 |
| 150 | 7,3 | 9,7 | 2,3 | 8,6 | 12,3 | 10,5 |
| 180 | 5,2 | 9,0 | 2,2 | 8,0 | 8,2 | 7,4 |
| 210 | 9,2 | 7,5 | 2,1 | 6,6 | 10,6 | 10,8 |
| 240 | 27,0 | 8,5 | 2,2 | 7,6 | 40,4 | 43,4 |
| 270 | 12,7 | 7,0 | 2,2 | 6,2 | 10,0 | 10,5 |
| 300 | 5,3 | 5,1 | 1,9 | 4,6 | 2,0 | 2,1 |
| 330 | 4,2 | 3,9 | 2,0 | 3,5 | 1,0 | 1,1 |
| gesamt | | 7,0 | 1,87 | 6,2 | | |

Die Windfeldparameter beziehen sich auf die geplante Nabenhöhe von 142.5 m ü. Grund.

Anhang 6: Windmessung Mast

Die folgende Tabelle A6.1 gibt eine Übersicht über die Messdaten sowie deren Bearbeitung. Hier wird nur der verwendete Messzeitraum angegeben - die Daten vor dem 09.11.2012 zeigen eine sehr geringe Verfügbarkeit, wodurch die Messdaten vor diesem Datum nicht herangezogen wurden. Bei der Darstellung der Daten (Verteilungen, Mittelwerte) handelt es sich bereits um die gefilterten Daten, die sich von den Rohdaten unterscheiden.

Weitere Informationen zur Messung – beispielsweise bezüglich des Messaufbaus - sind bei der Firma Enercon zu erfragen.

Tabelle A6.1: Übersicht über die Messdaten aus der Mastmessung am Standort Straubenhardt

| Standort: | Straubenhardt | | Gauß-Krüger (Bessel), Potsdam Datum | | | | | | | | | | | |
|---|---------------|---------------------|-------------------------------------|--------|----------|--------------|------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Messsystem: | Mast | | Rechtswert | | Hochwert | | Höhe ü. NN | | | | | | | |
| Messzeitraum: | von: | 09.11.12 15:10 | m | | m | | m | | | | | | | |
| | bis: | 01.12.13 14:40 | 3464585 | | 5409777 | | 560 | | | | | | | |
| Datengrundlage: | | Windgeschwindigkeit | | | | Windrichtung | | | | | | | | |
| Höhe [m]: | | 66 | 85 | 98 | 99.5 | 66 | 97.6 | 98 | | | | | | |
| Anzahl möglicher Werte: | | 55726 | 55726 | 55726 | 55726 | 55726 | 55726 | 55726 | 55726 | | | | | |
| Anzahl vorhandener Werte: | | 52136 | 52136 | 52136 | 52136 | 52136 | 52136 | 52136 | 52136 | | | | | |
| Anzahl gefilterter Werte: | | 24 | 1246 | 928 | 966 | 1367 | 0 | 1471 | | | | | | |
| Anzahl aufgefüllter/korrigierter Werte: | | 5 | 1227 | 912 | 950 | 0 | 0 | 0 | | | | | | |
| Sektorielle Verteilungen der Basismesshöhe 99.5 m | | | | | | | | | | | | | | |
| Sektor | | 0 | 30 | 60 | 90 | 120 | 150 | 180 | 210 | 240 | 270 | 300 | 330 | |
| Weibull A [m/s]: | | 3,4 | 3,7 | 4,4 | 4,8 | 5,2 | 7,1 | 6,9 | 6,2 | 7,5 | 5,8 | 4,1 | 3,4 | |
| Weibull k: | | 1,60 | 1,65 | 1,66 | 1,76 | 1,72 | 1,65 | 1,49 | 1,59 | 1,74 | 1,72 | 1,50 | 1,56 | |
| v [m/s]: | | 3,3 | 3,6 | 4,3 | 4,7 | 5,1 | 7,0 | 6,9 | 6,2 | 7,3 | 5,6 | 4,0 | 3,4 | |
| Mittlere Turbulenzintensität: | | 0,28 | 0,27 | 0,25 | 0,24 | 0,22 | 0,17 | 0,19 | 0,21 | 0,21 | 0,23 | 0,26 | 0,29 | |
| Windrichtungsverteilung: | | | | | | | | | | | | | | |
| Höhe/Sektor | | 0 | 30 | 60 | 90 | 120 | 150 | 180 | 210 | 240 | 270 | 300 | 330 | |
| 66 m | | 3,9 | 7,1 | 5,9 | 5,2 | 5,3 | 9,2 | 6,1 | 13,8 | 25,5 | 9,6 | 3,7 | 4,8 | |
| 97.6 m | | 4,9 | 6,8 | 5,9 | 5,7 | 5,8 | 7,2 | 6,0 | 7,8 | 27,2 | 13,7 | 4,7 | 4,4 | |
| 98 m | | 5,1 | 6,9 | 6,3 | 5,7 | 5,4 | 7,3 | 5,3 | 9,7 | 28,5 | 11,2 | 4,4 | 4,2 | |
| monatliche Mittelwerte Windgeschwindigkeit: | | | | | | | | | | | | | | |
| Höhe/Monat: | | Nov 12 | Dez 12 | Jan 13 | Feb 13 | Mrz 13 | Apr 13 | Mai 13 | Jun 13 | Jul 13 | Aug 13 | Sep 13 | Okt 13 | Nov 13 |
| 66 m | | 3,7 | 6,7 | 4,7 | 6,8 | 4,6 | 4,5 | 4,7 | 4,2 | 4,3 | 3,8 | 4,7 | 5,4 | 4,7 |
| Anzahl Werte: | | 3077 | 4464 | 4463 | 1051 | 4453 | 4320 | 4464 | 3707 | 4464 | 4464 | 4320 | 4461 | 4320 |
| 85 m | | 4,1 | 7,6 | 5,3 | 7,7 | 5,1 | 5,0 | 5,3 | 4,7 | 4,7 | 4,2 | 5,3 | 6,1 | 5,3 |
| Anzahl Werte: | | 3077 | 4464 | 4463 | 1051 | 4453 | 4320 | 4464 | 3707 | 4464 | 4464 | 4320 | 4461 | 4320 |
| 98 m | | 4,4 | 8,2 | 5,7 | 8,6 | 5,5 | 5,4 | 5,7 | 4,9 | 4,9 | 4,4 | 5,7 | 6,5 | 5,7 |
| Anzahl Werte: | | 3077 | 4464 | 4463 | 1051 | 4453 | 4320 | 4464 | 3707 | 4464 | 4464 | 4320 | 4464 | 4320 |
| 99.5 m | | 4,4 | 8,1 | 5,7 | 8,5 | 5,4 | 5,4 | 5,6 | 4,9 | 4,9 | 4,4 | 5,7 | 6,4 | 5,7 |
| Anzahl Werte: | | 3077 | 4464 | 4463 | 1051 | 4453 | 4320 | 4464 | 3707 | 4464 | 4464 | 4320 | 4464 | 4320 |

Anmerkungen:

Details zur Windgeschwindigkeitsmessung in 97.7 m werden an dieser Stelle nicht angegeben, da der Messfühler seit dem 27.02.2013 ausgefallen ist. Die Daten aus der Mastmessung wurden nach unterschiedlichen Kriterien gefiltert. Diese sind in der Tabelle A6.2 zusammengefasst. Daraus lassen sich die Anzahl der unplausiblen Werte sowie der Vereisung ableiten. Bezüglich der meteorologischen Parametern Druck, Temperatur und relative Luftfeuchtigkeit, wurden vom Algorithmus keine Daten gefiltert. Ebenso wurden Abschattungseffekte in den Messhöhen 98 und 99.5 m ü. Grund gefiltert und nach Möglichkeit korrigiert bzw. wieder aufgefüllt. Zudem wurden Ausreißer und unplausible Werte, die vom automatischen Algorithmus nicht erkannt wurden, händisch entfernt. Der Monatsmittelwert für den Monat Dezember wird nicht angegeben, da die Daten nur 89 Zeitschritte umfassen.

Tabelle A6.2: Plausibilitätskriterien Straubenhardt.

| Parameter | Kriterium |
|----------------------------|---|
| Windgeschwindigkeit: | $0 < \text{mean} < 40 \text{ m/s}$ $0 < \text{min} < 30 \text{ m/s}$ $0 < \text{max} < 50 \text{ m/s}$ $0 < \text{sd} < 5 \text{ m/s}$ $\text{min} < \text{mean} < \text{max}$ $\text{sd} < 0.05 * \text{mean}(\text{sd})$ |
| Windrichtung: | $0 < \text{dir} < 360^\circ$ $\text{min} < \text{mean} < \text{max}$ $\text{sd} < 0.05 * \text{mean}(\text{sd})$ |
| Temperatur: | $-30 < T < 40 \text{ }^\circ\text{C}$ |
| Luftdruck: | $900 < p < 1100 \text{ hPa}$ |
| Relative Luftfeuchtigkeit: | $0 < \text{rf} < 100 \%$ |
| Vereisung: | $T \leq 0$ bei $\text{rf} \geq 95 \%$ und $\text{spd} < 0.1$; und/oder $3\text{-stündige } \text{sd} < 0.1 * \text{mean}(\text{spd})$ bei 50% -iger Datenverfügbarkeit |

Abkürzungen: mean... Mittelwert; min... Minimum; max... Maximum; sd... Standardabweichung; dir.. Windrichtung; p... Luftdruck; T... Temperatur; rf... relative Luftfeuchtigkeit;