

PRÜFBERICHT



Industrie Service

**Mehr Sicherheit.
Mehr Wert.**

Unabhängige Expertenanalyse

für den Standort

Datum: 09.04.2015
Revision: Rev. 12

Unsere Zeichen:
IS-FSW-RGB/DP

STRAUBENHARDT (BW)

Das Dokument besteht aus
2 Teilbereichen A und B

Bericht Nr.: MS-1309-173-BW-de

Revision 12

Datum: 09.04.2015

Die auszugsweise Wiedergabe des
Dokumentes und die Verwendung
zu Werbezwecken bedürfen der
schriftlichen Genehmigung der
TÜV SÜD Industrie Service GmbH.

Die Prüfergebnisse beziehen
sich ausschließlich auf die
untersuchten Prüfgegenstände.

Zusammenfassung der Berechnungen



Sitz: München
Amtsgericht München HRB 96 869
USt-IdNr. DE129484218
Informationen gemäß § 2 Abs. 1 DL-InfoV
unter www.tuev-sued.de/impresum

Aufsichtsrat:
Karsten Xander (Vorsitzender)
Geschäftsführer:
Ferdinand Neuwieser (Sprecher),
Dr. Ulrich Klotz, Thomas Kainz

Telefon: +49 941 460212-0
Telefax: +49 941 460212-29
www.tuev-sued.de/is

TÜV®

TÜV SÜD Industrie Service GmbH
Wind Cert Services
Ludwig-Eckert-Str. 8
93049 Regensburg
Deutschland

Zeichen/Erstelldatum: IS-FSW-RGB/DP / 09.04.2015
Standort: Straubenhardt (BW)
Bericht Nr.: MS-1309-173-BW-de
Revision: 12



Industrie Service

Auftraggeber:

Wirsol Windpark Straubenhardt GmbH & Co. KG

Schwetzingen Straße 22-26

D-68753 Waghäusel

Auftragnehmer:

TÜV SÜD Industrie Service GmbH

Abteilung Wind Cert Services

Ludwig-Eckert-Str. 8

D-93049 Regensburg

Angebot Nr.:

AN-WG-1503-124-BW

Berichtart:

**Zusammenfassung des Windgutachtens und Referenz-
tragsnachweis**

Standortbezeichnung:

Straubenhardt

Land:

Baden-Württemberg / Deutschland

Bericht Nr.:

MS-1309-173-BW

Revision:

12

Ausstellungsdatum:

09.04.2015

Status:

Endbericht

Vertraulichkeitsstufe:

A B C

Verteiler:

2 x Auftraggeber

1 x Auftragnehmer

Zusammenfassung erstellt von:

M.Sc. Geoökol. Daniela Pfab

(Abteilung Wind Cert Services)



Haftungsausschluss

Die vorliegende Zusammenfassung des Endberichts zu Wind und des Referenz-Ertrags-Nachweises wurde sorgfältig und fachgerecht nach bestem Wissen und Gewissen und nach allgemeinen Regeln der Technik angefertigt. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass das durch den Auftraggeber bzw. Dritte zur Verfügung gestellte Material (Daten, Schriften, Aufzeichnungen, Diagramme, etc.) zur Erstellung der Dienstleistung nicht vollständig auf Richtigkeit geprüft werden kann. Es kann daher keine Fehlerfreiheit der dargestellten Ergebnisse garantiert und keine Haftung übernommen werden. Die in diesem Bericht dargestellten Ergebnisse sind nur im Kontext mit dem gesamten Gutachten und unter besonderer Berücksichtigung der Hinweise und der berechneten Unsicherheiten zu den Ergebnissen zu verstehen.



Ausgehändigte Berichte

Revision	Datum	Titel des Berichts
o. Nr.	23.09.2013	Unterlagenanforderung
o. Nr.	07.10.2013	Agenda der Standortbesichtigung
o. Nr.	14.10.2013	Protokoll der Standortbesichtigung
00	06.11.2013	Unabhängiges Windgutachten
01	15.01.2014	Unabhängiges Windgutachten
02	02.10.2014	Schallgutachten
03	19.09.2014	Addendum Windgutachten
04	23.09.2014	60%-Referenzertrag-Nachweis
05	14.10.2014	Gutachterliche Stellungnahme
06	10.10.2014	Prüfung der Standorteignung
07	07.10.2014	Schattenwurfgutachten
08	05.12.2014	Gutachterliche Stellungnahme zur Eiserkennung
09	09.12.2014	Prüfung der Standorteignung mit Lastberechnung des Herstellers
10	19.12.2014	Addendum Windgutachten und Abschätzung von Ertragsverlusten
11	30.03.2015	Aktualisierung des Windgutachtens
12	09.04.2015	Zusammenfassung Windgutachten Rev.11 und 60%-Referenzertrag -Nachweis Rev.04

Änderungsverzeichnis

Revision	Datum	Zusammenfassung der Änderungen
00	06.11.2013	Vollständiger Endbericht
01	15.01.2014	Vollständiger Endbericht nach 12 Monaten Messung
02	02.10.2014	Vollständiger Endbericht
03	19.09.2014	Änderung Windparklayout, Änderung Konfigurationen, Änderung Schallreduzierung
04	23.09.2014	Nachweis des 60%-Referenzertrages
05	14.10.2014	Zusammenfassung der Messung in Straubenhardt
06	10.10.2014	Vollständiger Endbericht
07	07.10.2014	Vollständiger Endbericht
08	05.12.2014	Gutachterliche Stellungnahme zur Eiserkennung, Vermeidung von Eiswurf
09	09.12.2014	Vollständiger Endbericht; Änderung im Vergleich zu Rev. 06: Einbindung der Ergebnisse der Lastberechnung des Anlagenherstellers
10	19.12.2014	Nachberechnung des Ertragsgutachtens für eine weitere Konfiguration und Abschätzung der Ertragsverluste aufgrund von Betriebseinschränkungen hinsichtlich Fledermaus und Schattenwurf
11	30.03.2015	Vollständiger Endbericht; Aktualisierung des Windgutachtens, einbinden der Rev. 10
12	09.04.2015	Zusammenfassung der letzten Revision der vollständigen Endberichte von Windgutachten und 60%--Referenzertragsnachweis



Definition der Vertraulichkeitsstufe

Im nachfolgenden wird die Klassifikation der jeweiligen Vertraulichkeitsstufe beschrieben. Die Definition der jeweiligen Vertraulichkeitsstufe soll dem Auftraggeber die Möglichkeit liefern, das Projekt und die auszustellende Dienstleistung gegenüber dem Zugriff Dritter zu schützen. Hierzu werden 3 Stufen (Klassifikationen) unterschieden, die im Feld Definition näher beschrieben sind. Die Vertraulichkeitsstufe wird bei der Beauftragung der Dienstleistung vorab durch den Auftraggeber festgelegt. Änderungen der Klassifikationen bedürfen der Schriftform seitens des Auftraggebers.

Stufe	Klassifikation	Definition
A	Streng vertraulich	Nur die als Empfänger namentlich unter Angabe der Firmenanschrift genannten Personen erhalten Informationen zu diesem Projekt.
B	Betriebsgeheimnis	Nur die als Auftraggeber genannte Firma und deren Beschäftigten erhalten Informationen zu diesem Projekt.
C	Geheim	Die vom Auftraggeber genannten Firmen dürfen Informationen zu diesem Projekt erhalten.

Festlegung der Vertraulichkeitsstufe

Auftraggeber	Wirsol Windpark Straubenhardt GmbH & Co. KG
Firmenanschrift; Name	Schwetzingen Straße 22-26 D-68753 Waghäusel
Vertraulichkeitsstufe (A-C)	C
Verteiler	1 x Auftragnehmer 2 x Auftraggeber



Inhalt

Teilbereich A: Wind- und Ertragsgutachten mit Berücksichtigung der Ertragsverluste durch Restriktionen

Rev. 11 vom 30.03.2015 inkl. Rev. 10 vom 19.12.2012

Teilbereich B: 60%-Referenzertragsnachweis

Rev. 04 vom 23.09.2014



Einleitung

Diese hier vorliegende Zusammenfassung beruht auf dem Angebot mit der AN-WG-1503-124-BW vom 19.03.2015. Der Auftraggeber hat dieses am 19.03.2015 per Email beauftragt.

Die vorliegende Zusammenfassung beinhaltet das aktualisierte Windgutachten Rev. 11 inkl. Rev. 10 und den 60%-Referenzertragsnachweis Rev. 04.

Der geplante Windpark trägt den Projektnamen Straubenhardt. Die grobe Lokalisierung kann durch die Ortschaften Straubenhardt, Dobel und Dennach im Landkreis Enzkreis erfolgen. Vom Auftraggeber wurde ein Parklayout mit den jeweiligen Koordinaten der geplanten Windenergieanlagen (WEA) vorgegeben. In den jeweiligen Gutachten wurde folgende Parkkonfiguration verwendet:

- **Parkkonfiguration VI:** 12 x Siemens SWT-3.0-113 mit 3.0 MW Leistung und 142.5 m Nabenhöhe (Abschaltgeschwindigkeit: 20 m/s); Nächtliche Schallreduzierung der WEA V14-12 auf 2.9 MW, der V14-13 auf 2.77 MW und der V14-14 auf 2.48 MW

Diese hier vorliegende Zusammenfassung wurde von der TÜV SÜD Industrie Service GmbH erstellt, um eine Übersicht der aktuell gültigen Gutachten zu bieten.

Der Teilbereich B behält seine Revision und Gültigkeit, er wird nicht aktualisiert.



Teilbereich A

Wind- und Ertragsgutachten

Rev. 11 vom 30.03.2015

PRÜFBERICHT



Industrie Service

**Mehr Sicherheit.
Mehr Wert.**

Unabhängiges Windgutachten

für den Standort

STRAUBENHARDT (BW)

Bericht Nr.: MS-1309-173-BW-de

Revision 11

Datum: 30.03.2015

Windpotenzial- und Energieertragsermittlung

Datum: 30.03.2015
Revision: 11

Unsere Zeichen:
IS-FSW-RGB/DP

Das Dokument besteht aus
81 Seiten.
Seite 1 von 81

Die auszugsweise Wiedergabe des
Dokumentes und die Verwendung
zu Werbezwecken bedürfen der
schriftlichen Genehmigung der
TÜV SÜD Industrie Service GmbH.

Die Prüfergebnisse beziehen
sich ausschließlich auf die
untersuchten Prüfgegenstände.



DIN EN ISO/IEC 17025/2005
Akkr.-Nr.: D-PL-14153-02



Sitz: München
Amtsgericht München HRB 96 869
USt-IdNr. DE129484218
Informationen gemäß § 2 Abs. 1 DL-InfoV
unter www.tuev-sued.de/impresum

Aufsichtsrat:
Karsten Xander (Vorsitzender)
Geschäftsführer:
Ferdinand Neuwieser (Sprecher),
Dr. Ulrich Klotz, Thomas Kainz

Telefon: +49 941 460212-0
Telefax: +49 941 460212-29
www.tuev-sued.de/is
TÜV®

TÜV SÜD Industrie Service GmbH
Wind Cert Services
Ludwig-Eckert-Str. 8
93049 Regensburg
Deutschland



Industrie Service

Auftraggeber:

Wirsol Windpark Straubenhardt GmbH & Co. KG

Schwetzingen Straße 22-26

D-68753 Waghäusel

Auftragnehmer:

TÜV SÜD Industrie Service GmbH

Abteilung Wind Cert Services

Ludwig-Eckert-Str. 8

D-93049 Regensburg

Angebot Nr.:

AN-WG-1503-124-BW

Berichtart:

Windgutachten für eine Parkkonfiguration

Standortbezeichnung:

Straubenhardt

Land:

Baden-Württemberg / Deutschland

Bericht Nr.:

MS-1309-173-BW

Revision:

11

Ausstellungsdatum:

30.03.2015

Status:

Endbericht

Vertraulichkeitsstufe:

A B C

Verteiler:

2 x Auftraggeber

1 x Auftragnehmer

Bericht verfasst von:

M.Sc. Geoökol. Daniela Pfab
(Abteilung Wind Cert Services)

prüfzeichnungsberechtigt

Bericht geprüft von:

Dipl. Met. Katja Kroll
(Abteilung Wind Cert Services)



Haftungsausschluss

Der vorliegende Bericht wurde sorgfältig und fachgerecht nach bestem Wissen und Gewissen und nach allgemeinen Regeln der Technik angefertigt. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass das durch den Auftraggeber bzw. Dritte zur Verfügung gestellte Material (Daten, Schriften, Aufzeichnungen, Diagramme, etc.) zur Erstellung der Dienstleistung nicht vollständig auf Richtigkeit geprüft werden kann. Es kann daher keine Fehlerfreiheit der dargestellten Ergebnisse garantiert und keine Haftung übernommen werden. Die in diesem Bericht dargestellten Ergebnisse sind nur im Kontext mit dem gesamten Gutachten und unter besonderer Berücksichtigung der Hinweise und der berechneten Unsicherheiten zu den Ergebnissen zu verstehen.



Ausgehändigte Berichte

Revision	Datum	Titel des Berichts
o. Nr.	23.09.2013	Unterlagenanforderung
o. Nr.	07.10.2013	Agenda der Standortbesichtigung
o. Nr.	14.10.2013	Protokoll der Standortbesichtigung
00	06.11.2013	Unabhängiges Windgutachten
01	15.01.2014	Unabhängiges Windgutachten
02	02.10.2014	Schallgutachten
03	19.09.2014	Addendum Windgutachten
04	23.09.2014	60%-Referenzertrag-Nachweis
05	14.10.2014	Gutachterliche Stellungnahme
06	10.10.2014	Prüfung der Standorteignung
07	07.10.2014	Schattenwurfgutachten
08	05.12.2014	Gutachterliche Stellungnahme zur Eiserkennung
09	09.12.2014	Prüfung der Standorteignung mit Lastberechnung des Herstellers
10	19.12.2014	Addendum Windgutachten und Abschätzung von Ertragsverlusten
11	30.03.2015	Aktualisierung des Windgutachtens

Änderungsverzeichnis

Revision	Datum	Zusammenfassung der Änderungen
00	06.11.2013	Vollständiger Endbericht
01	15.01.2014	Vollständiger Endbericht nach 12 Monaten Messung
02	02.10.2014	Vollständiger Endbericht
03	19.09.2014	Änderung Windparklayout, Änderung Konfigurationen, Änderung Schallreduzierung
04	23.09.2014	Nachweis des 60%-Referenzertrages
05	14.10.2014	Zusammenfassung der Messung in Straubenhardt
06	10.10.2014	Vollständiger Endbericht
07	07.10.2014	Vollständiger Endbericht
08	05.12.2014	Gutachterliche Stellungnahme zur Eiserkennung, Vermeidung von Eiswurf
09	09.12.2014	Vollständiger Endbericht; Änderung im Vergleich zu Rev. 06: Einbindung der Ergebnisse der Lastberechnung des Anlagenherstellers
10	19.12.2014	Nachberechnung des Ertragsgutachtens für eine weitere Konfiguration und Abschätzung der Ertragsverluste aufgrund von Betriebseinschränkungen hinsichtlich Fledermaus und Schattenwurf
11	30.03.2015	Vollständiger Endbericht; Zusammenfassung der Ergebnisse aus Rev. 01 + 03 + 10



Definition der Vertraulichkeitsstufe

Im nachfolgenden wird die Klassifikation der jeweiligen Vertraulichkeitsstufe beschrieben. Die Definition der jeweiligen Vertraulichkeitsstufe soll dem Auftraggeber die Möglichkeit liefern, das Projekt und die auszustellende Dienstleistung gegenüber dem Zugriff Dritter zu schützen. Hierzu werden 3 Stufen (Klassifikationen) unterschieden, die im Feld Definition näher beschrieben sind. Die Vertraulichkeitsstufe wird bei der Beauftragung der Dienstleistung vorab durch den Auftraggeber festgelegt. Änderungen der Klassifikationen bedürfen der Schriftform seitens des Auftraggebers.

Stufe	Klassifikation	Definition
A	Streng vertraulich	Nur die als Empfänger namentlich unter Angabe der Firmenanschrift genannten Personen erhalten Informationen zu diesem Projekt.
B	Betriebsgeheimnis	Nur die als Auftraggeber genannte Firma und deren Beschäftigten erhalten Informationen zu diesem Projekt.
C	Geheim	Die vom Auftraggeber genannten Firmen dürfen Informationen zu diesem Projekt erhalten.

Festlegung der Vertraulichkeitsstufe

Auftraggeber	Wirsol Windpark Straubenhardt GmbH & Co. KG
Firmenanschrift; Name	Schwetzingen Straße 22-26 D-68753 Waghäusel
Vertraulichkeitsstufe (A-C)	C
Verteiler	1 x Auftragnehmer 2 x Auftraggeber



Inhalt

0	Einleitung	9
1	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	10
2	Topographische Eingangsdaten für den Windpark.....	12
2.1	Verwendete Kartenblattinformationen	12
2.2	Landnutzung	12
2.3	Orographie.....	13
2.4	Hindernisse.....	13
2.5	Tabellarische Darstellung der Windparkkoordinaten	14
2.6	Graphische Darstellung des geplanten Windparks.....	15
3	Anlagenspezifische Eingangsdaten	16
3.1	Berechnung der Luftdichte	16
3.2	Leistungskennlinien	17
4	Meteorologische Eingangsdaten	19
4.1	Standortspezifische Windmessdaten	19
4.1.1	Windmessung Straubenhardt mittels Messmast.....	19
4.1.2	Windmessung Straubenhardt mittels LIDAR	21
4.2	Standortunabhängige Reanalysedaten	23
4.2.1	MERRA.....	23
5	Daten zur Validierung der Ergebnisse.....	25
5.1	Meteorologische Validierungsdaten	25
5.2	Produktionsdaten zur Validierung	25
5.2.1	Windkraftanlage Schömberg	27
6	Generierung der Windstatistik.....	28
6.1	Prüfung der Plausibilität der meteorologischen Eingangsdaten.....	28
6.1.1	Prüfung der Windmessdaten.....	28
6.1.2	Angewandte Kalibriereinstellungen auf den Rohdatensatz.....	32
6.1.3	Vergleich der Messhöhen untereinander.....	33
6.2	Standardkorrelationsuntersuchungen der meteorologischen Daten	34
6.3	Extrapolation der meteorologischen Daten	35
6.4	Generierte Windstatistik für die Ertragsermittlung und Modelleinsatz in WindSim	37
7	Plausibilisierung des Modells.....	38
7.1	Plausibilitätsprüfung mit vorhandenen Ertragsdaten	38
7.1.1	Langzeitnormierung mittels BDB-Index der Betreiber Datenbasis	39
7.1.2	Langzeitnormierung mittels vorhandener Meteorologie	39
7.2	Plausibilitätsprüfung mit vorhandenen Windmessdaten	40



7.2.1	Standortbezogene Windmessung	40
7.3	Ergebnisse der Plausibilitätsprüfung	41
8	Ergebnisse der Windgeschwindigkeits- und Ertragsermittlung.....	43
8.1	Windgeschwindigkeitsstatistiken	43
8.2	Jahresenergieerträge für den Windparkstandort Straubenhardt.....	45
8.2.1	Parkkonfiguration VI: Siemens SWT-3.0-113 mit 3.0 MW	45
9	Unsicherheitsanalyse	46
9.1	Meteorologische Eingangsdaten U_{MET}	46
9.2	Modellierung Windfeld U_{MOD}	46
9.3	Modellierung Parkwirkungsgrad U_{FAR}	46
9.4	Eingangsdaten WEA U_{WEA}	47
9.5	Kombinierte Unsicherheit des Ertrags U_{COM}	47
9.6	Überschreitungswahrscheinlichkeit und Risikobetrachtung	47
9.6.1	Überschreitungswahrscheinlichkeitsfunktion für Parkkonfiguration VI	48
10	Verlustbetrachtung	49
10.1	Abschätzung der Ertragsverluste aufgrund von Schallreduktionen.....	49
10.2	Abschätzung der Ertragsverluste aufgrund fledermausbedingter Abschaltung.....	50
10.2.1	Ertragsverluste durch Schattenwurf	52
11	Hinweise zur Erstellung des Gutachtens	53
12	Abweichungen gegenüber den anerkannten Normen und Richtlinien	54
13	Maßnahmen zur Steigerung der Belastbarkeit des Gutachtens	55
14	Literaturverzeichnis.....	57
15	Anhang	59
15.1	Das Modell WindSim.....	59
15.1.1	Das Berechnungsmodell	59
15.1.2	Das verwendete Windpark-Modell.....	61
15.2	Anpassungen des Modells	63
15.2.1	Modellkorrekturen und Parametrisierung.....	63
15.2.2	Orographisch komplexe Gebiete (Bewertung RIX und Δ RIX).....	63
15.3	Standortbesichtigungen und notwendige Begutachtungen.....	64
15.3.1	Begutachtung des Windparkgeländes	64
15.3.2	Begutachtungen von Windmessungen.....	65
15.3.3	Begutachtungen von meteorologischen Stationen	66
15.3.4	Begutachtungen von vorhandenen nahe liegenden Windkraftanlagen	66
15.4	Panorama-Fotos am Messstandort des Windparks Straubenhardt	67
15.5	Auszüge der verwendeten Leistungskennlinien	68
15.5.1	Leistungskennlinie Konfiguration VI	68



Industrie Service

15.5.2	Leistungskennlinie der Validierungsanlage Seewind 750/52	69
15.6	Prüfkriterien zur Qualitätsverbesserung der Datenbelastbarkeit von Windmessdaten	70
15.7	Tabelle Laservermessung der Windmessungen	73
15.8	Zusätzliche Informationen zu der Windmessung Straubenhardt	74
15.9	Kalibrierprotokolle	77
15.10	Abkürzungsverzeichnis	81



0 Einleitung

Dieser hier vorliegende Bericht beruht auf dem Angebot mit der AN-WG-1503-124-BW vom 19.03.2015 [13]. Der Auftraggeber hat dieses am 19.03.2015 per Email beauftragt [14]. Der Teilbereich Windgutachten deckt folgende Positionen des Angebotes ab:

- Anpassung des Windgutachtens auf die aktuelle Konfiguration und Anlagentyp
- Implementierung der Verluste (Restriktionen) in das Windgutachten

Das vorliegende Gutachten deckt die oben aufgeführten Positionen ab.

Der geplante Windpark trägt den Projektnamen Straubenhardt. Die grobe Lokalisierung kann durch die Ortschaften Straubenhardt, Dobel und Dennach im Landkreis Enzkreis in Baden-Württemberg erfolgen.

Vom Auftraggeber wurde ein Parklayout mit den jeweiligen Koordinaten der geplanten Windenergieanlagen (WEA) vorgegeben. Für die Ermittlung des zu erwartenden Jahresenergieertrages wurde folgende Parkkonfiguration verwendet:

- **Parkkonfiguration VI:** 12 x Siemens SWT-3.0-113 mit 3.0 MW Leitung und 142.5 m Nabenhöhe (Abschaltgeschwindigkeit: 20 m/s); Nächtliche Schallreduzierung der WEA V14-12 auf 2.9 MW, der V14-13 auf 2.77 MW und der V14-14 auf 2.48 MW

Die oben genannte beauftragte Auftragsposition umfasst folgende Ergebnisse:

- Die Windgeschwindigkeitsstatistiken für einen Referenzpunkt
- Die zu erwartenden Windgeschwindigkeiten und Jahresenergieerträge für die jeweilige geplante WEA bei freier Anströmung
- Bei Windparks: Die zu erwartenden Jahresenergieerträge für die jeweilige geplante WEA unter Berücksichtigung des ermittelten Parkwirkungsgrades
- Die quantitativen Unsicherheiten der Ergebnisse
- Die Überschreitungswahrscheinlichkeiten (P-Werte)

Dieses hier vorliegende Gutachten wurde von der TÜV SÜD Industrie Service GmbH erstellt, um das vorhandene Windpotenzial für den geplanten Windpark zu ermitteln.

Die Durchführung der Dienstleistung erfolgte gemäß der AAWCS-002 [17] der Abteilung Wind Cert Services. Dieser Bericht erfüllt den Standard zur Erstellung von Windgutachten [3] [9]. Hierbei findet die FGW Richtlinie Teil 6, Revision 8 vom 19.05.2011 Anwendung.

Zwischen Auftraggeber und Auftragnehmer existieren keine weiteren geschäftlichen Verbindungen zu diesem hier durchgeführten Projekt.

In diesem hier vorliegenden Bericht werden als Dezimaltrennzeichen Punkte verwendet. Eine Ausnahme dieser Regelung findet sich in den Abbildungen der Histogrammfunktionen wieder. Hierfür wird als Dezimaltrennzeichen ein Komma verwendet. Zudem wird ein Hochstrich als Zifferngruppierung eingeführt, der die Tausender-Gruppierung anzeigt.



1 Zusammenfassung der Ergebnisse

Es wurde eine unabhängige Wind- und Energieertragspotenzialermittlung für den Standort Straubenhardt durchgeführt. Als Eingangsdaten wurden Messdaten von einer Windmessung mit Mast und Lidar verwendet. Die Windmessungen befinden sich innerhalb des Windparks. Es sind Messdaten von insgesamt 12 vollen Monaten der Mastmessung vorhanden. Zum Erhalt eines Langzeitbezugs wurden MERRA-Daten verwendet. Die Korrelationseigenschaften mit der Windmessung sind befriedigend. Zusätzlich wurde die Lidarmessung zur Validierung des Windprofils verwendet.

Für den berechneten Windpark wurde eine Anlagenzahl von 12 WEA vorgegeben. Insgesamt wurde eine Konfiguration berechnet. In der nachfolgenden Tabelle sowie der darauf folgenden Abbildung sind die wichtigsten Ergebnisse und Angaben über den Windpark zusammengefasst.



Konfiguration:	VI	WEA-Typ:	Siemens SWT-3.0-113; nächtliche Schallreduzierung V14-12 Level 1, V14-13 Level 2, V14-14 Level 4			Nabenhöhe:	142.5 m
Nennleistung:	3.0 MW; Schallreduziert Level 2, 2.77MW; Level 1, 2.9MW; Level 4, 2.48MW					Anzahl:	12
Parkertrag brutto	Mittlerer WEA-Ertrag brutto	Maximaler WEA-Ertrag brutto	Minimaler WEA-Ertrag brutto	mittlere Geschwindigkeit	maximale Geschwindigkeit	minimale Geschwindigkeit	
[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[m/s]	[m/s]	[m/s]	
100'113	8'343	9'452	7'300	6.3	6.8	5.9	

Parkertrag inkl. Parkverluste	Mittlerer WEA-Ertrag inkl. Parkverluste	Maximaler WEA-Ertrag inkl. Parkverluste	Minimaler WEA-Ertrag inkl. Parkverluste	Parkwirkungsgrad	maximaler Parkwirkungsgrad	minimaler Parkwirkungsgrad
[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[-]	[-]	[-]
94'648	7'887	9'141	6'937	94.5%	98.9%	89.3%

Überschreitungswahrscheinlichkeiten des Windparks						
Komb. Standardunsicherheit	P-50	P-70	P-75	P-80	P-90	P-95
[%]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]
15.4%	94'648	87'001	84'812	82'375	75'959	70'662

Tabelle 1: Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse für den Standort Straubenhardt Konfiguration VI (Abschaltgeschwindigkeit: 20 m/s).

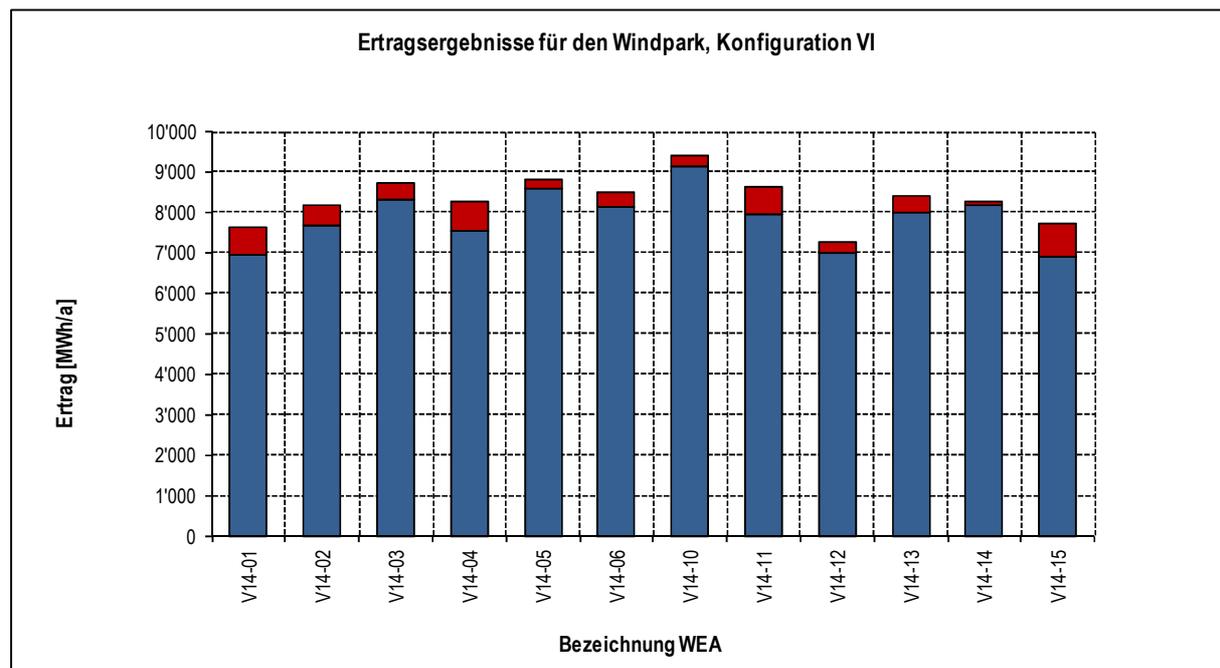


Abbildung 1: Darstellung der Nettoenergieerträge (blau) und der Parkverluste (rote Darstellung) (Abschaltgeschwindigkeit: 20 m/s).



2 Topographische Eingangsdaten für den Windpark

Das topographische Modell wurde auf Basis des vorhandenen Kartenmaterials (farbige topographische Karte im Maßstab 1:10'000) [21] und des digitalen dreidimensionalen Geländemodells (DGM25) [22] angefertigt. Die Modellgrenzen werden in Abhängigkeit von den Geländebedingungen auf mindestens 10 km Radius um den Standortmittelpunkt gesetzt. Ausgehend von den Validierungsanlagen wird das Modell in die entsprechenden Raumrichtungen um mindestens 8 km erweitert.

2.1 Verwendete Kartenblattinformationen

Das topographische Modell wurde auf Basis des vorhandenen und hier beschriebenen Kartenmaterials angefertigt nach Landesamt für Geoinformation und Landentwicklung Baden-Württemberg, TOP10 Ortsplan 1:10'000 Baden-Württemberg [21] und steht digital georeferenziert zur Verfügung. Die Genauigkeit der Georeferenzierung ist damit hinreichend genau und erfüllt die Anforderungen der AAWCS-008 [18].

Die Karte ist mit hinreichender Genauigkeit als Kartengrundlage geeignet.

2.2 Landnutzung

Der Standort liegt im Nordschwarzwald, welcher durch eine starke Reliefenergie geprägt ist. Die prägende Landnutzungsform ist hier die Forstwirtschaft. Der geplante Windpark Straubenhardt befindet sich in einem weit ausgedehnten Waldgebiet. Die Forstflächen werden nur durch die Siedlungen und die Bachtäler unterbrochen. Nach Norden und Westen wird das Waldgebiet vermehrt durch Siedlungsgebiete und landwirtschaftlich genutzte Flächen unterbrochen. Ein größerer Ballungsraum befindet sich mit Pforzheim im Nordosten. Kleinere nahegelegene Siedlungen sind Straubenhardt im Norden, Dobel im Süden und Bad Herrenalb im Südwesten.

Die Rauigkeiten wurden innerhalb der Standortbesichtigung (vgl. Abschnitt 15.3.1) bewertet. Mittels Daten der Fernerkundung und Karten wurden die Rauigkeiten bestätigt. Es wurde ein Rauigkeitsmodell mit der oben angegebenen Ausdehnung in der Umgebung des Standorts angefertigt. Die Digitalisierung des Rauigkeitsmodells erfolgte auf Grundlage der vorgestellten Kartenwerke (vgl. Abschnitt 2.1). Das Rauigkeitsmodell wird gemäß Arbeitsanweisung AAWCS-009 [19] erstellt und die Ergebnisse in der Checkliste Check-MS-10 festgehalten.

Der Wald am Standort wurde im Rahmen der Standortbesichtigung mittels Lasermessgerät vermessen. Dabei handelt es sich um einen Mischwald, wobei einzelne Bäume eine Wuchshöhe von 35 m erreichen können. Im Mittel bewegt sich die Baumhöhe bei etwa 25 m. Es wurden seitens des Auftraggebers keine Aussagen bzgl. der künftigen Nutzung des Waldes mitgeteilt. Die effektive Wuchshöhe über die nächsten 20 Jahre wird im Mittel mit 25 m abgeschätzt. Dabei wird angenommen, dass keine Rodungen durchgeführt oder großflächige Windbruchflächen auftreten.



2.3 Orographie

Das Höhenlinienmodell wurde auf Grundlage des digitalen dreidimensionalen Geländemodells (DGM25) [22] erstellt. Dabei beschreibt eine in Lage und Höhe georeferenzierte Punktmenge die Geländeform der Erdoberfläche. Die Gitterweite des DGM25 beträgt 25 m x 25 m. Die aktuelle Höhengenaugkeit für das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland beträgt geländetypabhängig ± 1 bis 5 m. Für die grenznahen Bereiche benachbarter Staaten beträgt die aktuelle Höhengenaugkeit geländetypabhängig ± 20 m [23]. Das generierte Höhenmodell wird mit den während der Standortbesichtigung gesammelten Informationen und den Angaben der verwendeten topographischen Kartenwerke überprüft.

Die Eingabe der Höhenlinien erfolgte mit einer Auflösung von mindestens 10 m.

Der Standort befindet sich in einem Gebiet mit Höhendifferenzen im näheren Umfeld (Radius ca. 10 km) bis ca. 550 m. Der Standort selbst zeigt ein Höhenniveau von ca. 450 m bis 670 m über NN auf. Den niedrigsten Punkt im betrachteten Modellgebiet stellt die Rheinebene dar. Der Streitmannsköpfe stellt mit 900 m den höchsten Punkt im Südwesten dar. Insgesamt zeigt das betrachtete Gebiet eine starke Reliefenergie.

Im Vorfeld der Erstellung dieses Gutachtens wurden die RIX-Werte gemäß der Beschreibung im Abschnitt 14 überprüft. Hierbei wurden RIX-Werte über 5 % berechnet. Sektoriell betragen die RIX- und Δ RIX-Werte minimal 0.0 % und maximal 40.4 %. Als Modell wurde demnach in Absprache mit dem Kunden das CFD-Modell WindSim [24] verwendet, um der Komplexität des Geländes gerecht zu werden. Die Komplexität des Geländes um den Standort wird als hügelig bis gebirgig eingestuft. Die Abweichung der generierten Isohypsen zu den Höhenlinien der verwendeten topographischen Kartenwerke beträgt im Mittel 17 m. Die Abweichung ist im Rahmen der Analyse als hinreichend genau bewertet worden.

2.4 Hindernisse

Hindernisse in der Nähe einer Windmessung bzw. einer meteorologischen Station führen zu Störungen in der Windströmung und damit zu einer Beeinflussung des in direkter Nähe befindlichen Windprofils. Dabei werden die als Hindernisse identifizierten Objekte aus der Rauigkeitskarte herausgenommen und detailliert in das Modell eingegeben. Hierbei kann als Hindernis jedes Gebäude bzw. jedes Gewächs dienen. Berücksichtigt werden dabei sowohl die Dimensionen als auch die Porosität des Hindernisses.

Als Voraussetzung zur Identifizierung als Hindernis dient hierbei folgende Grundregel: Das Hindernis muss sich im Bezug zum Messmast oder einer WEA innerhalb eines Radius von 50 Hindernishöhen befinden. Ebenso muss sich die Höhe über Grund des betroffenen Anemometers innerhalb der dreifachen Hindernishöhe befinden. Somit kann es bei einer Windmessung mit mehreren Anemometern durchaus vorkommen, dass ein Hindernis nur für einen Teil der Messung als störendes Element betrachtet werden muss.

Bei den Standortbesichtigungen innerhalb des Umfangs dieses Gutachtens wurden keine störenden Hindernisse am geplanten Windkraftstandort beobachtet.



2.5 Tabellarische Darstellung der Windparkkoordinaten

Die Standortkoordinaten für den Windpark Straubenhardt wurden vom Auftraggeber vorgegeben [16]. Diese Koordinaten wurden in die für die Ertragsermittlung verwendete topographische Karte übertragen. Die Übertragungsgenauigkeit der Koordinaten ist abhängig von der Richtigkeit der topographischen Karte und der durchgeführten Koordinatentransformation. In der nachfolgenden Tabelle 2 sind die Koordinaten der geplanten WEA dargestellt.

Windpark Straubenhardt	Koordinatensystem				Höhe ü. NN ca.	
	Gauß-Krüger, DHDN , Zone 3		Geographisch, WGS 84		Fußpunkt	Blattspitze
	RW	HW	O	N	[m]	[m]
V14-01	3'465'814	5'408'949	08°32'0"	48°49'1"	596	795
V14-02	3'465'655	5'409'262	08°31'53"	48°49'12"	587	786
V14-03	3'464'512	5'409'792	08°30'56"	48°49'28"	560	759
V14-04	3'464'708	5'410'125	08°31'6"	48°49'39"	530	729
V14-05	3'464'046	5'409'825	08°30'34"	48°49'29"	551	750
V14-06	3'464'055	5'410'209	08°30'34"	48°49'42"	516	715
V14-10	3'465'975	5'408'240	08°32'9"	48°48'39"	670	869
V14-11	3'465'641	5'408'439	08°31'52"	48°48'45"	652	851
V14-12	3'465'127	5'408'383	08°31'27"	48°48'43"	621	820
V14-13	3'464'662	5'408'603	08°31'4"	48°48'50"	630	829
V14-14	3'464'173	5'408'666	08°30'40"	48°48'52"	600	799
V14-15	3'465'218	5'408'736	08°31'31"	48°48'54"	612	811

Tabelle 2: Koordinaten des geplanten Windparks. Die Angaben zur Blattspitze beziehen sich auf die Konfiguration VI.

2.6 Graphische Darstellung des geplanten Windparks

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Windparkplanung am Standort Straubenhardt.

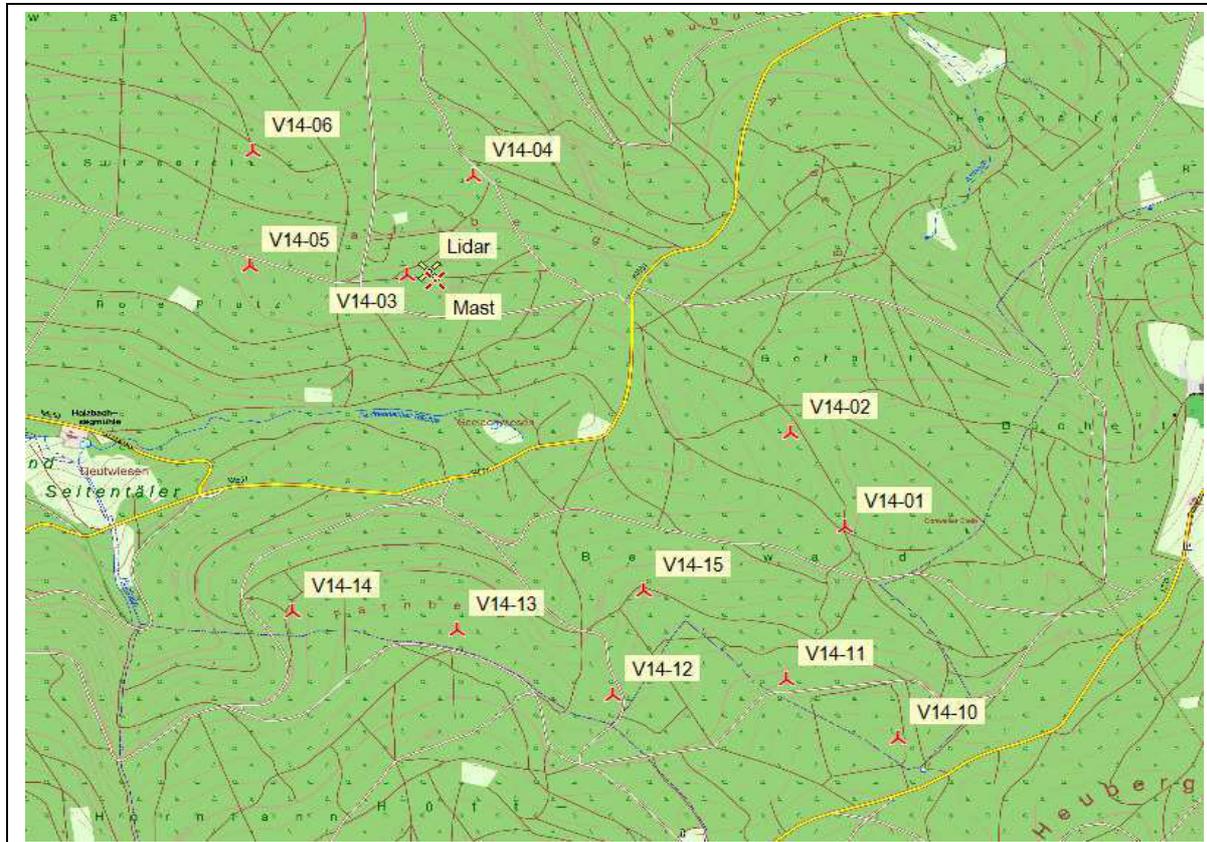


Abbildung 2: Topographische Karte [21] mit den Standorten der geplanten WEA (rotes Kreuz). Der Standort der Windmessung ist als Kreuzsignatur (rot/gelb) ersichtlich.



3 Anlagenspezifische Eingangsdaten

Nachfolgend werden die wichtigsten Parameter der vom Auftraggeber vorgegebenen WEA dargestellt. Dazu zählen vor allem die Leistungskennlinie zur Berechnung der Jahresenergieproduktion und die Schubbeiwertkennlinie zur Berechnung des Parkwirkungsgrades.

Die Jahresenergieertragsberechnung wird unter Verwendung einer Leistungskennlinie durchgeführt. Diese Leistungskennlinie kann als theoretisch berechnete oder nach der Norm IEC 61400-12-1 [7] vermessene Kennlinie vorliegen. Bei theoretisch berechneten Leistungskennlinien können keine Aussagen über das Realverhalten der Leistungsabgabe der WEA im Betrieb angegeben werden. Bei vermessenen Kennlinien ist zu beachten, dass für die Vermessung unterschiedliche Anemometertypen eingesetzt werden. Diese zeigen bei der Vermessung der Leistungskennlinie ein unterschiedliches Verhalten der Windgeschwindigkeitserfassung bei Schräganströmung und variierender Turbulenzintensität auf. Eine Untersuchung zeigte auf, dass die verschiedenartigen Anemometer zu Unterschieden im Energieertrag führen [8].

Für die Berechnung des Parkwirkungsgrades wird die Schubbeiwertkennlinie verwendet und in das Parkmodell aus Abschnitt 9 implementiert.

Die Abschaltgeschwindigkeiten der WEA werden kontrolliert und wenn nötig auf eine Abschaltgeschwindigkeit für den Zeitraum eines 10-min-Intervalls korrigiert. Dies hat jedoch relativ geringe Auswirkungen auf den prognostizierten Jahresenergieertrag, da sehr hohe Windgeschwindigkeiten nahe der Abschaltwindgeschwindigkeit relativ selten vorkommen.

Nicht berücksichtigt werden können das Anlagenverhalten bei Sturm und Hysterese-Effekte.

Für die Berechnung des Jahresenergieertrages wurden die technischen Daten den Herstellerangaben über die hier berechneten WEA-Typen entnommen. In der nachfolgenden Tabelle sind diese Informationen für die am Untersuchungsstandort untersuchten WEA-Typen aufgelistet.

Konfiguration		Hersteller / Typ	Modus	Leistung P	Rotordurchm. D	Nabenhöhe NH
[-]		[-]	[-]	[MW]	[m]	[m]
VI	Tags: alle Nachts: V14-01 bis V14-06; V14-10, V14-11, V14-15	Siemens SWT-3.0-113	0	3.00	113	142.5
	Nachts: V14-12		1	2.90		
	Nachts: V14-13		2	2.77		
	Nachts: V14-14		4	2.48		

Tabelle 3: Technische Daten der geplanten WEA.

3.1 Berechnung der Luftdichte

Die für die verwendeten Leistungskennlinien wurden für die am Standort ermittelte durchschnittliche Jahrestemperatur (ca. 7.7°C für ca. 575 m ü. NN) und den durchschnittlichen Jahresdruck (ca. 946 hPa) nach der Norm IEC 61400-12-1 [7] korrigiert. Die nachfolgende Abbildung zeigt den abgeschätzten jährlichen Temperaturverlauf am Standort. Die notwendigen Eingangswerte basieren auf den Langzeitmessungen (1961 – 1990) in Schömberg, Bad Herrenalb und Dobel. Die durchschnittliche Luftdichte für den Windparkstandort Straubenhardt beträgt ca. 1.153 kg/m³ (bezogen auf die geplante Nabenhöhe der WEA).

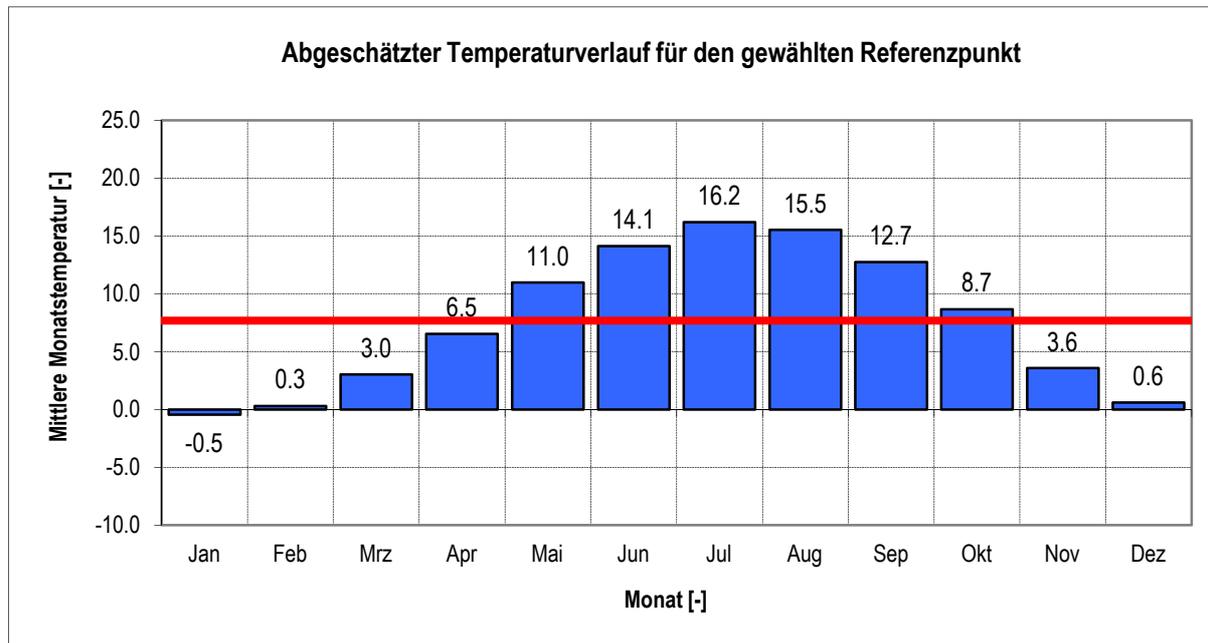


Abbildung 3: Abgeschätzter monatlicher Temperaturverlauf am Standort

3.2 Leistungskennlinien

Die verwendeten Leistungskennlinien stammen aus Herstellerangaben. In den folgenden Tabellen werden die für den Standort Straubenhardt verwendeten Leistungskennlinien bei Standardbedingungen dargestellt. Die Leistungskennlinien werden durch das Programm WindSim für jeden Standort luftdichtekorrigiert.

Die Leistungskennlinie der SWT-3.0-113 stellt eine berechnete Kennlinie dar. Die Leistungskennlinien im Normalbetrieb und im schallreduzierten Modus wurden aus dem Dokument E-W-CTO-40-0000-6695-00 entnommen, sie sind diesem Addendum als Anlage beigefügt. Desweiteren wurde durch eine standortspezifische Lastberechnung durch den Anlagenhersteller die Standsicherheit bestätigt unter der Bedingung, dass die Abschaltgeschwindigkeit von 25 m/s auf 20 m/s reduziert wird. Diese Betriebsbeschränkung wurde in der Ertragsberechnung berücksichtigt.

Einschaltwindgeschwindigkeit		ca. 3 m/s						Abschaltwindgeschwindigkeit				20 m/s
v	[m/s]	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0	11.0	12.0	
P	[kW]	66	172	352	623	1'003	1'503	2'119	2'695	2'942	2'994	
v	[m/s]	13.0	14.0	15.0	16.0	17.0	18.0	19.0	20.0	20.01		
P	[kW]	3'000	3'000	3'000	3'000	3'000	3'000	3'000	3'000	0		

Tabelle 4: Leistungskennlinie bei Standardluftdichte (Konfiguration IV: WEA-Typ Siemens SWT-3.0-113 mit einer Leistung von 3.0 MW – berechnete Leistungskennlinie).



Einschaltwindgeschwindigkeit						Abschaltwindgeschwindigkeit					
ca. 3 m/s						20 m/s					
v	[m/s]	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0	11.0	12.0
P	[kW]	66	172	352	623	1'003	1'502	2'105	2'648	2'854	2'892
v	[m/s]	13.0	14.0	15.0	16.0	17.0	18.0	19.0	20.0	20.01	
P	[kW]	2'896	2'897	2'897	2'897	2'897	2'897	2'897	2'897	0	

Tabelle 5: Leistungskennlinie bei Standardluftdichte (Konfiguration IV: WEA-Typ Siemens SWT-3.0-113 Level 1 mit einer Leistung von 2.9 MW – berechnete Leistungskennlinie).

Einschaltwindgeschwindigkeit						Abschaltwindgeschwindigkeit					
ca. 3 m/s						20 m/s					
v	[m/s]	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0	11.0	12.0
P	[kW]	66	172	352	623	1'003	1'500	2'089	2'590	2'749	2'770
v	[m/s]	13.0	14.0	15.0	16.0	17.0	18.0	19.0	20.0	20.01	
P	[kW]	2'772	2'772	2'772	2'772	2'772	2'772	2'772	2'772	0	

Tabelle 6: Leistungskennlinie bei Standardluftdichte (Konfiguration IV: WEA-Typ Siemens SWT-3.0-113 Level 2 mit einer Leistung von 2.77 MW – berechnete Leistungskennlinie).

Einschaltwindgeschwindigkeit						Abschaltwindgeschwindigkeit					
ca. 3 m/s						20 m/s					
v	[m/s]	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0	11.0	12.0
P	[kW]	66	172	352	623	1'001	1'477	1'987	2'372	2'473	2'482
v	[m/s]	13.0	14.0	15.0	16.0	17.0	18.0	19.0	20.0	20.01	
P	[kW]	2'483	2'483	2'483	2'483	2'483	2'483	2'483	2'483	0	

Tabelle 7: Leistungskennlinie bei Standardluftdichte (Konfiguration IV: WEA-Typ Siemens SWT-3.0-113 Level 5 mit einer Leistung von 2.48 MW – berechnete Leistungskennlinie).



4 Meteorologische Eingangsdaten

4.1 Standortspezifische Windmessdaten

4.1.1 Windmessung Straubenhardt mittels Messmast

Die Windmessung Straubenhardt ist ca. 2.5 km südlich der Ortschaft Straubenhardt mitten im geplanten Windpark gelegen. Die Ortschaft Dennach liegt im Osten und Döbel liegt im Süden.

Die Standortbesichtigung der Windmessung durch den Verfasser fand am 09.10.2013 statt. Die aufgenommenen Daten wurden in die hauseigene Checkliste Standortbesichtigung [15] eingetragen.

Die Anströmbedingungen entsprechen der topographischen Beschreibung des Windparkstandortes, da die Messung zentral im geplanten Windpark gelegen ist. Zusätzlich wurden die Waldhöhen in der Umgebung aufgenommen. Der Wald im geplanten Windparkgebiet ist als homogen anzusehen. Folglich kann der Messstandort als repräsentativ für den Windpark Straubenhardt betrachtet werden.

Die Messeinheit selbst bestand aus einem Teleskopmast von ca. 98 m Höhe, an dem die Sensoren montiert waren. Das Topanemometer ist an einem Rohr in Verlängerung zur Mastspitze angebracht. Die verwendeten Ausleger der Anemometer weisen eine Länge von v_2 und $v_5 = 1.5$ m, $v_3 = 1.9$ m und $v_4 = 1.9$ m auf. Sie sind im Bezug zu Nordpeilung in Richtung $v_1 =$ zentral, $v_2 = 273^\circ$, $v_3 = 295^\circ$, $v_4 = 296^\circ$ und $v_5 = 155^\circ$ (im Uhrzeigersinn) angebracht. Der Ausleger der Windfahne dir1 ist ca. 1.6 m lang und im Bezug zur Nordpeilung in Richtung 36° (im Uhrzeigersinn) angebracht. Windfahne dir2 ist auf einem ca. 2.2 m langen Ausleger angebracht und 114° zur Nordpeilung gedreht. Damit kann der Messaufbau als konform mit den Anforderungen der IEC 61400-12-1 [7] und FGW-Richtlinie TR6 [9] betrachtet werden.

Vom Kunden wurde ein Installationsbericht des Messmast geliefert. Kalibrierprotokolle für die Anemometer v_1 , v_2 , v_3 und v_4 sind nicht im Installationsbericht enthalten und wurden separat auf Nachfrage geliefert. Ein Logbuch, welches erst im März 2013 startet wurde nachgereicht. Aus dem Logbuch werden Fehlerquellen und deren Behebung nicht deutlich. [20]

Während des Messzeitraums beginnend vom 29.10.2012 bis zum 01.12.2013 zeigen die Messdaten teilweise Datenausfälle bzw. fehlerhafte Daten auf. Ein längerer kompletter Datenausfall tritt vom 06.02.2013 bis 26.02.2013 auf. Hier wurden keine Messwerte aufgezeichnet. Ab 26.02.2013 werden wieder Messwerte aufgezeichnet. Jedoch zeigen die Anemometer in 97m, 85 m und 66 m fehlerhafte Werte auf. In diesem Zeitraum werden die Werte der Anemometer in der Berechnung nicht berücksichtigt. Die Anemometer in 85 m und 66 m zeigen ab 15.03.2013 wieder normale Werte auf. Das Anemometer in 97 m zeigt jedoch bis zum Ende des Messzeitraumes Fehler auf (Nullwerte), so dass dieser Kanal nicht näher untersucht worden ist.

Eine Zusammenfassung bieten die nachfolgende Tabelle und anschließende Abbildungen.



Allgemeine Informationen	
Name der Windmessung	Straubenhardt (BW)
Betreiber	Enercon
Koordinaten (WGS 84)	8.51680° Ost / 48.82439° Nord
Fußpunkthöhe des Messmastes über NN (ca.)	575 m
Position im Verhältnis zum Windpark	zentral
Messperiode	29.10.2012 bis 01.12.2013
Montierte Sensoren / Datenlogger / Sonstige Anbringungen	
Anemometer (Typ, Hersteller)	Thies First Class Advanced und Thies USA
Messhöhe (v1, v2, v3, usw.) ¹	v1: 99.5 m, v2: 97.67 m, v3: 85 m v4: 66 m, v5: 98 m
Montage der Anemometer (v1, v2, v3, usw.)	v1, v2, v3, v4, v5: Auf Ausleger installiert (siehe Messbericht)
Kalibrierung (v1, v2, v3, usw.)	Nach DKD
Windrichtungsgeber (Typ, Hersteller)	Thies First Class und Thies USA
Messhöhe (dir1, dir2, dir3.)	97.6 m, 66 m und 98 m
Montage der Windrichtungsgeber (dir , dir 2, dir 3)	dir1 und dir2: Auf Ausleger installiert
Datenlogger (Typ, Hersteller)	Zeitreihenlogger, Campbell CR 1000
Blitzschutzsystem	---
Messdaten / Formate	
Mittelungsdauer	10 min
Ausgewerteter Messzeitraum	29.10.2012 bis 01.12.2013
Verwendete Mittelungsdauer	10 Min Mittelwerte
Verfügbarkeit	91.0 % (nach Filterung, Top-Anemometer)
Sonstige Aufzeichnungen	Temperatur, Druck, Luftfeuchte

Tabelle 8: Standard-Information über die Windmessung. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.

¹ ANMERKUNG: Sowohl die standortspezifischen als auch die besichtigten standortunabhängigen Messungen wurden bei der Standortbesichtigung mit einem Lasermessgerät vermessen. Die genauen Ergebnisse dieser Messung sind in Abschnitt 15.7 dargestellt.

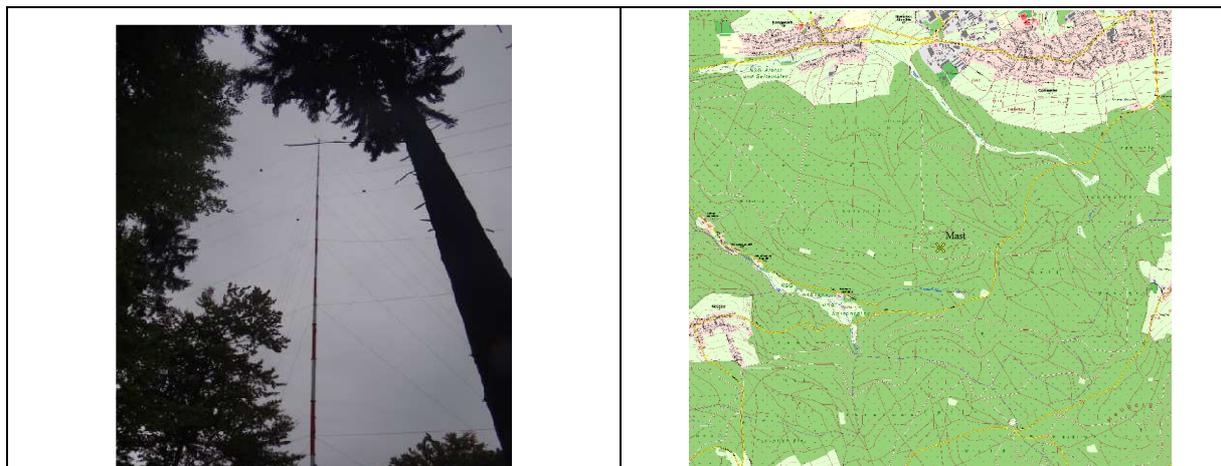


Abbildung 4: Foto von der Windmessung und Kartenausschnitt mit eingetragenem Standort.

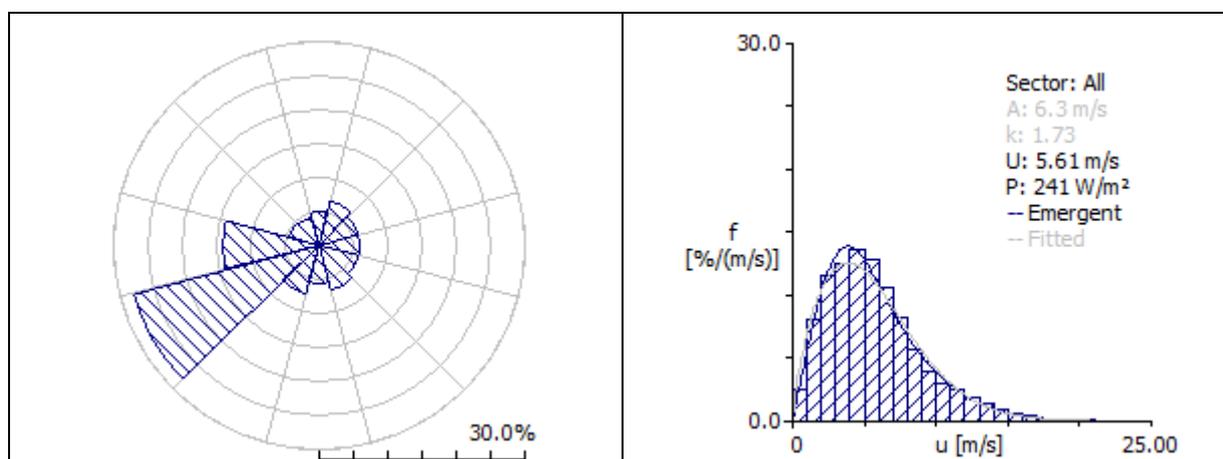


Abbildung 5: Windrose und Histogramm für den ausgewerteten Messzeitraum (29.10.2012 bis 01.12.2013), Top-Anemometer (nach Datenfilterung, 91.0 % Datenverfügbarkeit).

4.1.2 Windmessung Straubenhardt mittels LIDAR

Die LIDAR-Messung Straubenhardt wurde nahe dem oben beschriebenen Standort der Mastmessung durchgeführt. Es existieren Datensätze von drei unterschiedlich langen Messungen. Alle drei Datensätze liegen im Zeitraum der oben beschriebenen Mastmessung.

Während der Standortbesichtigung durch den Bearbeiter am 09.10.2013 war das Gerät bereits nicht mehr in Betrieb. Die während der Standortbesichtigung aufgenommenen Informationen zum Standort wurden in die hauseigene Checkliste Standortbesichtigung [15] eingetragen.

Eine Dokumentation der Messung bzw. ein Messbericht der LIDAR-Messung stand zur Verfügung. Angaben zum Messsystem finden sich im Installationsbericht.

Die Messung erfolgte auf Höhen zwischen 40 m und 220 m in Intervallen von meist 20 m. Alle Höhen standen zur Auswertung zur Verfügung.

Eine Zusammenfassung bieten die nachfolgende Tabelle und anschließende Abbildungen.

Allgemeine Informationen	
Name der Windmessung	Straubenhardt
Betreiber	RSC GmbH
Koordinaten (WGS84) Messung 1	8° 30' 59.7"Ost / 48° 49' 28.7"Nord
Koordinaten (WGS84) Messung 1	8° 31' 0.8"Ost / 48° 49' 28.5"Nord
Koordinaten (WGS84) Messung 3	8° 31' 0.8" Ost/ 48° 49' 28.5"Nord
Fußpunkthöhe des SODAR über NN (ca.)	575 m
Position im Verhältnis zum Windpark	zentral
Messperiode(n)	17.01.2013 - 05.02.2013 24.04.2013 - 16.05.2013 28.06.2013 - 30.09.2013
Messhöhen	
Messhöhe der Windgeschwindigkeit (I, II, III usw.)	I: 40 m, II: 60 m, III: 80 m, IV: 100 m, V: 120 m, VI: 140 m, VII: 160 m, VIII: 180 m, IX: 200 m, X: 220 m
Messhöhe der Windrichtung (I, II, III usw.)	I: 40 m, II: 60 m, III: 80 m, IV: 100 m, V: 120 m, VI: 140 m, VII: 160 m, VIII: 180 m, IX: 200 m, X: 220 m
Instrument (Typ, Hersteller)	Leosphere Windcube V2
Messdaten / Formate	
Mittelungsdauer	10 min
Ausgewerteter Messzeitraum	3.5 Monate (Messzeitraum 1 und 3)
Verwendete Mittelungsdauer	10 Min Mittelwerte
Verfügbarkeit	ca. 95.3 % (sametime-Filter bis 140 m)
Sonstige Aufzeichnungen	u.a. Temperatur, Druck, Luftfeuchte

Tabelle 9: Standard-Information über die LIDAR-Messung.

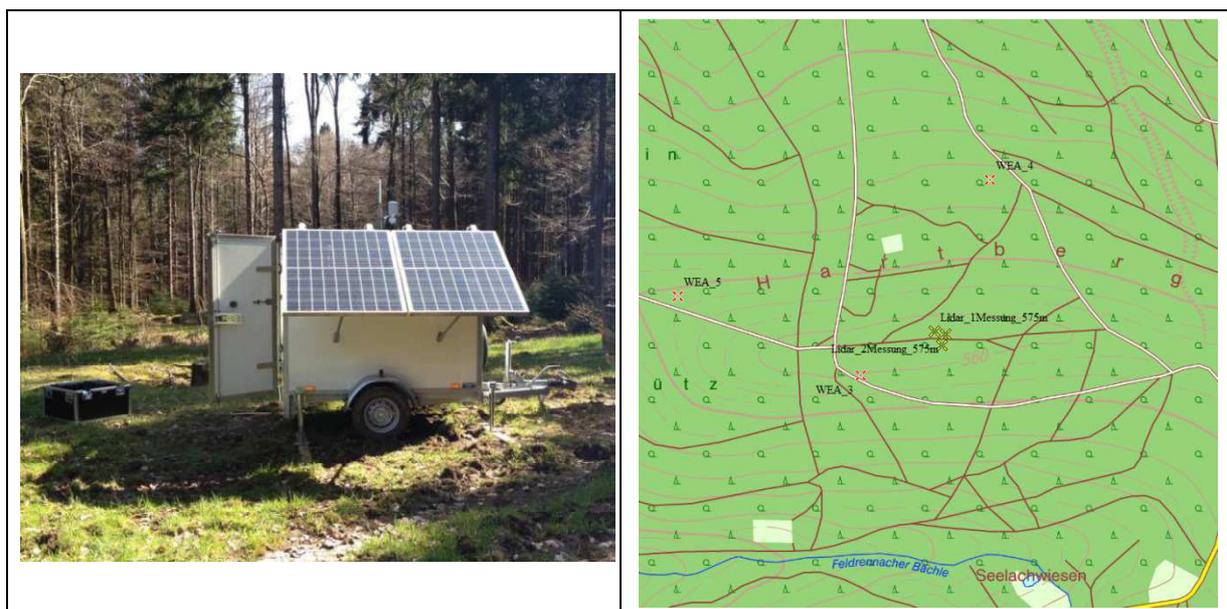


Abbildung 6: Foto von der LIDAR-Messung und Kartenausschnitt mit eingetragem Standort.

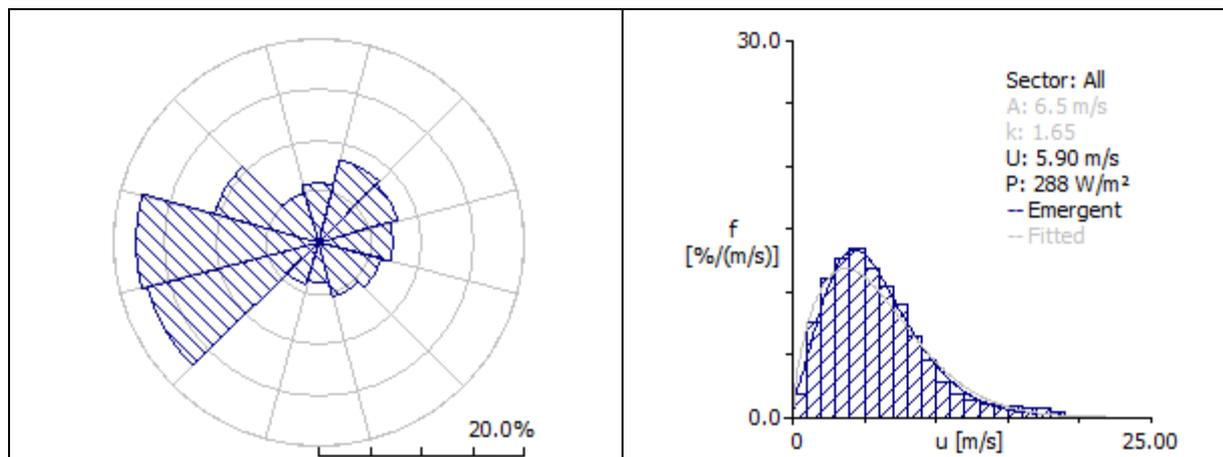


Abbildung 7: Windrose und Histogramm für den ausgewerteten Messzeitraum (17.01.2013 – 05.02.2013 und 28.06. - 30.09.2013), Messhöhe 140 m (nach Datenfilterung, 95.3% Datenverfügbarkeit).

4.2 Standortunabhängige Reanalysedaten

Bei einer Reanalyse von meteorologischen Daten werden diese aus der Vergangenheit stammenden Daten mit modernen Analyseprogrammen aufbereitet. Um ein Gitter für die Erdhülle zu generieren, werden aufgezeichnete Daten auf ein gleichförmiges Raster extrapoliert.

Reanalysedaten werden generell nicht für die direkte Ermittlung der Energieerträge verwendet. Sie dienen lediglich zur Extrapolation von hochwertigeren Daten (z.B. standortspezifische Messung oder Ertragsdaten).

4.2.1 MERRA

Das GSFC Global Modeling and Assimilation Office (GMAO) der Nasa hat mit der Nutzung einer neuen Version des Goddard Earth Observing System Assimilation System Version 5 (GEOS-5) die sog. NASA Modern Era Reanalysis for Research and Applications (MERRA) durchgeführt.

Die Vorteile der Reanalysedaten können in deren Zeitreihenlänge, der ständigen Aktualisierung und der Datenverfügbarkeit sowohl über dem Festland als auch über den Ozeanen gesehen werden. Nachteile älterer Reanalysedaten (z.B. NCEP/NCAR), wie etwa die geringe zeitliche und räumliche Auflösung bestehen nicht mehr. MERRA-Reanalysedaten besitzen eine hohe zeitliche Auflösung von bis zu einer Stunde und eine räumliche Auflösung von 0.5° mal $2/3^\circ$ (etwa 50 km).

Gemäß Modellangaben werden die Windgeschwindigkeitskomponenten u und v auf einer Höhe von 50 m ausgegeben.

Nachfolgend werden die wichtigsten Angaben zu den verwendeten MERRA-Reanalysedaten tabellarisch aufgezeigt.

Koordinaten (WGS 84) Datensatz 1	8.668° Ost / 48.5° Nord
Verfügbarer Datenzeitraum	1982 bis dato
Mittelungsdauer	1 h
Ausgewerteter Datenzeitraum	01.01.1982 – 30.11.2013

Tabelle 10: Standard-Information über die MERRA-Reanalysedaten, Datensatz 1.

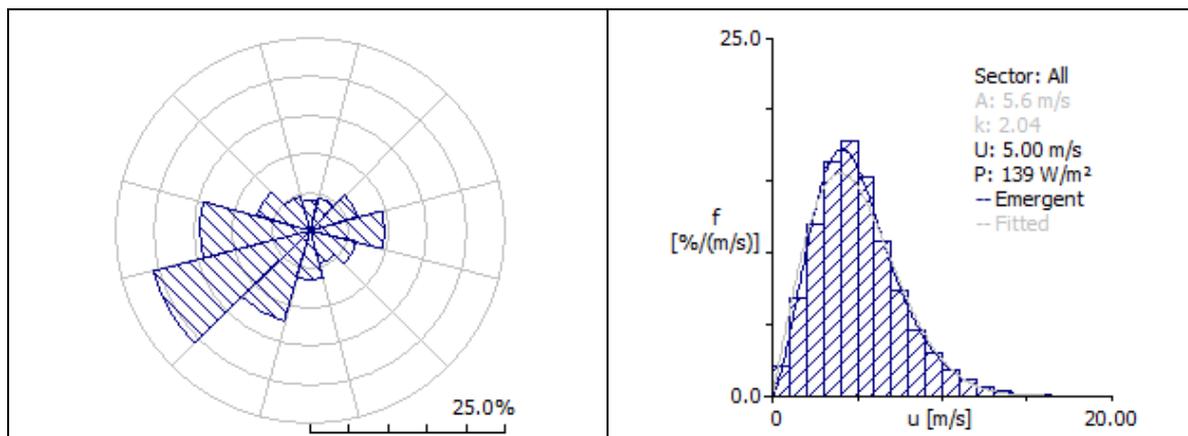


Abbildung 8: Windrose und Histogramm für die MERRA-Reanalysedaten vom Gitterpunkt 8.668° Ost / 48.5° Nord. Bei der Betrachtung der Darstellungen ist zu beachten, dass sie aus einer Zeitreihe mit stündlicher Auflösung erzeugt wurden.

Koordinaten (WGS 84) Datensatz 2	8.668° Ost / 49.0° Nord
Verfügbarer Datenzeitraum	1982 bis dato
Mittelungsdauer	1 h
Ausgewerteter Datenzeitraum	01.01.1982 – 30.11.2013

Tabelle 11: Standard-Information über die MERRA-Reanalysedaten Datensatz 2.

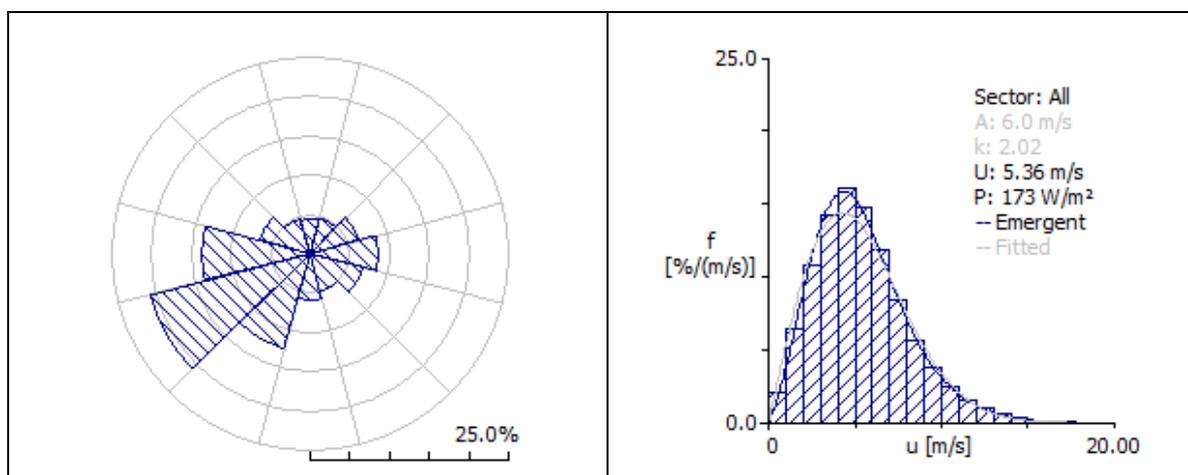


Abbildung 9: Windrose und Histogramm für die MERRA-Reanalysedaten vom Gitterpunkt 8.668° Ost / 49.0° Nord. Bei der Betrachtung der Darstellungen ist zu beachten, dass sie aus einer Zeitreihe mit stündlicher Auflösung erzeugt wurden.



5 Daten zur Validierung der Ergebnisse

5.1 Meteorologische Validierungsdaten

Um den Standort hinsichtlich der Wahl der Meteorologie für die Langzeitextrapolation zu bestätigen, sollten Vergleichsberechnungen durchgeführt werden, falls Daten von Windmessungen in der näheren Umgebung vorhanden sind. Bei der Standortbesichtigung wurden keine Windmessungen entdeckt, die zur Validierung der Ergebnisse herangezogen werden hätten können. Auch vom Auftraggeber wurden Informationen bzgl. einer aktuellen durchgeführten Windmessung, die zu Validierungszwecken geeignet sein könnte, mitgeteilt. Die Daten zu dieser Messung liegen jedoch nicht vor. Falls diese Windmessung in der näheren Umgebung des berechneten Standortes zugänglich werden sollte, ist eine Nachberechnung des Standortes dringend anzuraten.

5.2 Produktionsdaten zur Validierung

Produktionsdaten von bestehenden WEA (Vergleichs-WEA) können zur Modellvalidierung herangezogen werden. Da meist von den Windkraftanlagen selbst nur kurze Zeiträume der Ertragsdaten vorhanden sind, ist eine Langzeitindizierung meist notwendig.

Je höher aufgelöst die verfügbaren Ertragsdaten vorliegen, desto detaillierter können sie auf Plausibilität geprüft werden. Sind weder hochaufgelöste 10-minütige Betriebsdaten noch Monatsdaten der Validierungswindparks verfügbar, kann auf Jahresdaten zurückgegriffen werden, die vom Energieversorger veröffentlicht werden. Jedoch sind die Jahresdaten der Energieversorger nur bedingt zu Validierungszwecken geeignet. Die Daten stammen vom Einspeisepunkt des Energieversorgers und geben somit nicht den am Standort selbst produzierten Ertrag wieder. Zusätzlich sind keine Angaben zur Verfügbarkeit der Anlagen enthalten. Verluste aufgrund von Nichtverfügbarkeit der WEA sowie elektrische Verluste werden pauschal mit internen Bewertungsmethoden abgeschätzt und bei der Weiterbearbeitung der Daten berücksichtigt. Unplausible Werte können, im Gegensatz zu der Verwendung von Monatswerten, nur schwer ausgemacht werden. Zusätzlich ist die Anwendung des Windindex mit einer erhöhten Unsicherheit verbunden. Die Verwendung dieser Daten ist folglich mit einer deutlich erhöhten Unsicherheit belastet.

In der nachfolgenden Abbildung sind die dem Bearbeiter bekannten WEA im erweiterten Betrachtungsraum (Radius 20 km) und über dessen Grenzen hinaus bestehenden Windparks dargestellt. Diese Abbildung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit und Richtigkeit. Es ist nicht auszuschließen, dass sich weitere, nicht in der Karte dargestellte Windparks in der Umgebung befinden. Im Anschluss an die Abbildung werden die im erweiterten Betrachtungsraum liegenden Windparks aufgeführt. Soweit verfügbar, wurden die Daten der im Folgenden dargestellten Windparks zur Validierung herangezogen.

Die Anlagentypen der Bestandsanlagen wurden aufgrund des vorhandenen Datenmaterials nach bestem Wissen und Gewissen bestimmt und im Rahmen einer Standortbesichtigung – soweit möglich - bestätigt. Sollten andere Anlagentypen vorhanden sein als angenommen, wird eine Nachberechnung der Validierung dringend angeraten.

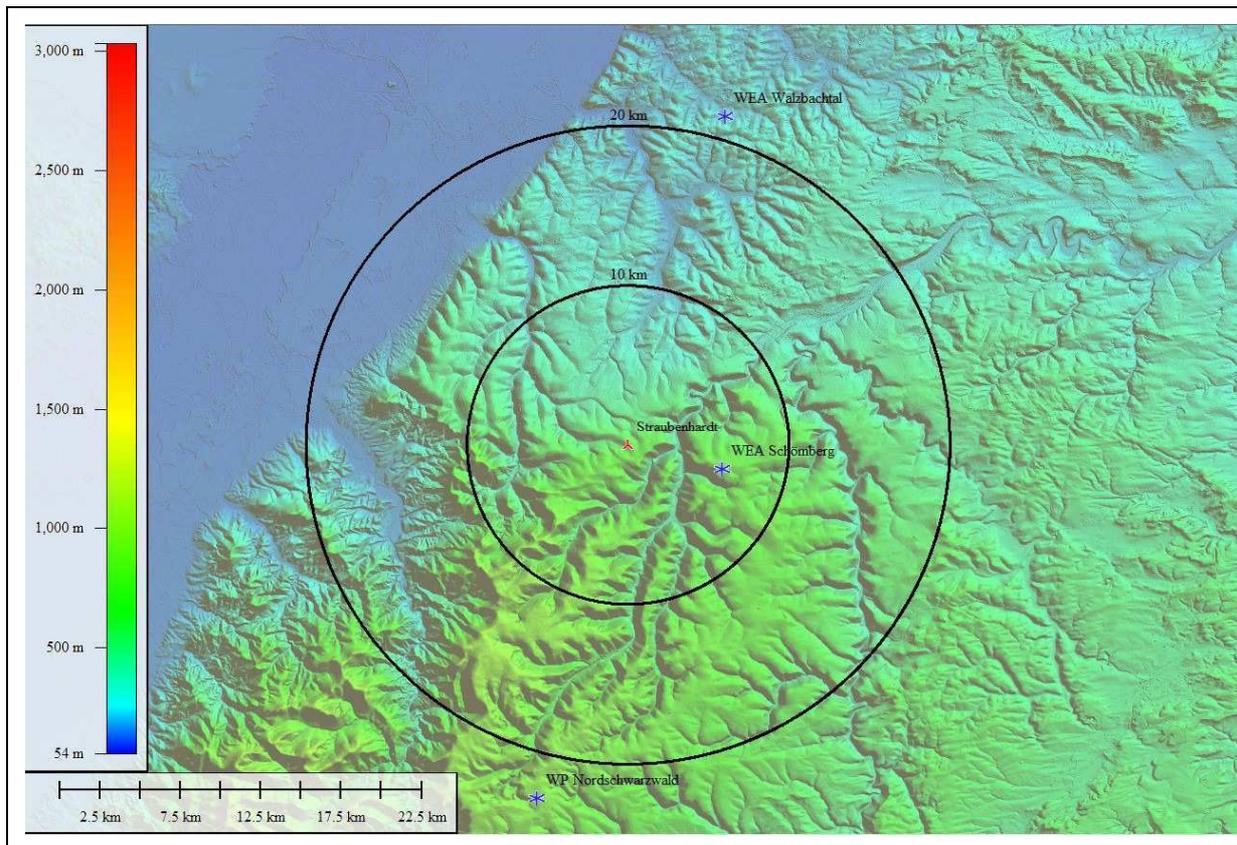


Abbildung 10: Darstellung der dem Auftragnehmer bekannten Bestandsanlagen im erweiterten Betrachtungsraum. Die graphische Information hat keinen Anspruch auf Vollständigkeit.



5.2.1 Windkraftanlage Schömberg

Name der Windkraftanlage	Schömberg
Mittelpunktcoordinate des Parks (WGS 84), informativ	08°37'2.7483" Ost / 48°48' 17.78" Nord
Fußpunkthöhe des Windparks über NN	730 m
Typ der WEA	Seewind / 52
Leistung	750 MW
Nabenhöhe	74 m
Durchmesser	52 m
Anzahl der WEA	1
Datenquelle	Erträge und Verfügbarkeiten
Zeitliche Auflösung	Monatssummen
Verwendete Leistungs- und Schubbeiwertkurve	Seewind 750/52
Vorhandener Zeitraum (vollständige Monate)	01/2005 – 05/2010
Langzeitabgleich	Indizierung über Keiler Häuser Index V2011, Region 24
Besichtigung durchgeführt (Wann, Bearbeiter)	09.10.2013, Cordula Englert, Daniela Pfab

Tabelle 12: Standard-Information über den Validierungswindpark. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.

Diese Tabelle erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit und Richtigkeit. Es ist nicht auszuschließen, dass sich weitere, nicht in der Tabelle aufgeführte, Windparks in der Umgebung befinden.



6 Generierung der Windstatistik

6.1 Prüfung der Plausibilität der meteorologischen Eingangsdaten

6.1.1 Prüfung der Windmessdaten

Um zu gewährleisten, dass die für die weitere Untersuchung verwendeten Daten für die Generierung einer Windstatistik belastbar sind, werden diese verschiedenen Prüfkriterien unterzogen. Das standardisierte Verfahren, das die Datenbelastbarkeit gewährleisten soll, wird im Anhang in Abschnitt 15.6 beschrieben. Fehlerhafte bzw. unplausible Daten werden identifiziert und aussortiert, um diese für die weitere Verwendung auszuschließen. Die absolute Sicherheit einer Fehlerfreiheit der Daten kann jedoch auch nach Anwendung aller Prüfverfahren nicht gewährleistet werden (z. B. schleichender Lagerschaden, Verkabelungsfehler, etc.).

Nach jeder Plausibilitätsprüfung wird der erhaltene Datensatz mit den Ursprungsdaten hinsichtlich der Datenanzahl und der Veränderung des Mittelwertes verglichen, um so zu gewährleisten, dass die eingegangenen Datenverluste plausibel und im Rahmen der Prüfung sind. Somit kann gewährleistet werden, dass ein unbeabsichtigtes Entfernen von echten Datensätzen während der Prüfung und Filterung vermieden wird.

Es soll darauf hingewiesen werden, dass für Daten, die nur in Form von Mittelwerten oder Statistiken vorliegen, keine Filterungen vorgenommen werden können. Die nachfolgenden Beschreibungen können für diese Formate nicht angewandt werden.

In der nachfolgenden Tabelle werden die Verfügbarkeiten und die physikalischen Werte der gemittelten Windgeschwindigkeit nach den angewandten Prüfschritten (vgl. Abschnitt 15.6) dargestellt. Die Tabelle dient dazu, um die Änderung nach Anwendung des jeweiligen Prüfkriteriums zu bewerten. Eine Bewertung der Verbesserung der Datenqualität wird im Folgenden wiedergegeben.

Die Daten zeigen nach Anwendung der Prüf- und Filterkriterien eine verbesserte Belastbarkeit auf. Die Qualität der Daten konnte dadurch leicht verbessert werden. Für die weiteren Berechnungen werden diese geprüften und gefilterten Daten verwendet.

Prüfkriterium auf die angewendete Datei	Anzahl der Daten					Verfügbarkeit relativ [-]				
	$f_{mea,1}$	$f_{mea,2}$	$f_{mea,3}$	$f_{mea,4}$	$f_{mea,5}$	$f_{mea,1}$	$f_{mea,2}$	$f_{mea,3}$	$f_{mea,4}$	$f_{mea,5}$
chronolog. soll	57323	57323	57323	57323	57323	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
orig-check	57323	57323	57323	57323	57323	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
conv-check	57323	57323	57323	57323	52290	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	91.22%
multi-check	52290	52290	52290	52290	52272	91.22%	91.22%	91.22%	91.22%	91.19%
real-check	52290	52290	52290	52290	52089	91.22%	91.22%	91.22%	91.22%	90.87%
ice-check	52148	49645	52121	52140	52089	90.97%	86.61%	90.93%	90.96%	90.87%
calm-check	52145	48402	49663	49666	52000	90.97%	84.44%	86.64%	86.64%	90.71%
same-check	52132	47913	49655	49658	51982	90.94%	83.58%	86.62%	86.63%	90.68%
plaus-check	52125	47679	49650	49650	51957	90.93%	83.18%	86.61%	86.61%	90.64%

Tabelle 13: Verfügbarkeitsprüfung der Daten nach Anwendung der Prüfkriterien und absolute Zahlenwerte nach Anwendung der Prüfkriterien.

Nach Auswertung der Ergebnisse des Filters „same-check“ tritt bei etwa 0.23 % des Gesamtdatensatzes mindestens eine halbe Stunde lang ein gleicher Mittelwert auf. Es kann der Fehler auftreten, dass bei drei gleichen aufeinanderfolgenden Werten nur der mittlere Wert als nicht plausibel, die zwei verbleibenden als richtig bewertet werden können.

Bei zeitlicher Betrachtung wurde festgestellt, dass mindestens drei aufeinanderfolgende gleiche Mittelwerte über das ganze Jahr über zu unterschiedlichen Zeiten erfolgen. Es sind kei-



ne gleichen Mittelwerte über längere Zeiträume festgestellt worden, der Großteil der Meldungen umfasst drei Mittelwerte. Zudem fügen sich die Mittelwerte plausibel in den Verlauf der Messdaten ein (keine als „Ausreißerketten“ oder „Plateau“ intern benannten Effekte).

Eine Filterung der Datensätze würde demnach zu einer Filterung der richtig gemessenen Werte führen. Daher wurde das Ergebnis der Filterung „calm-check“ zur weiteren Verwendung benutzt.

Im Rahmen des „add-check“ wurden unplausible Windgeschwindigkeiten zwischen dem 26.02.2013 und dem 15.03.2013, die Anemometer auf 97.7 m, 85 m und 66 m aufgezeichnet hat, manuell entfernt. Die Verfügbarkeiten der Anemometer v2, v3 und v4 verringern sich dadurch.

Die monatliche Verfügbarkeit der Daten nach Datenfilterung (bis einschließlich Prüfkriterium „calm-check“) für das Top-Anemometer auf 99.5 m ü. Grund wird in der folgenden Abbildung gezeigt.

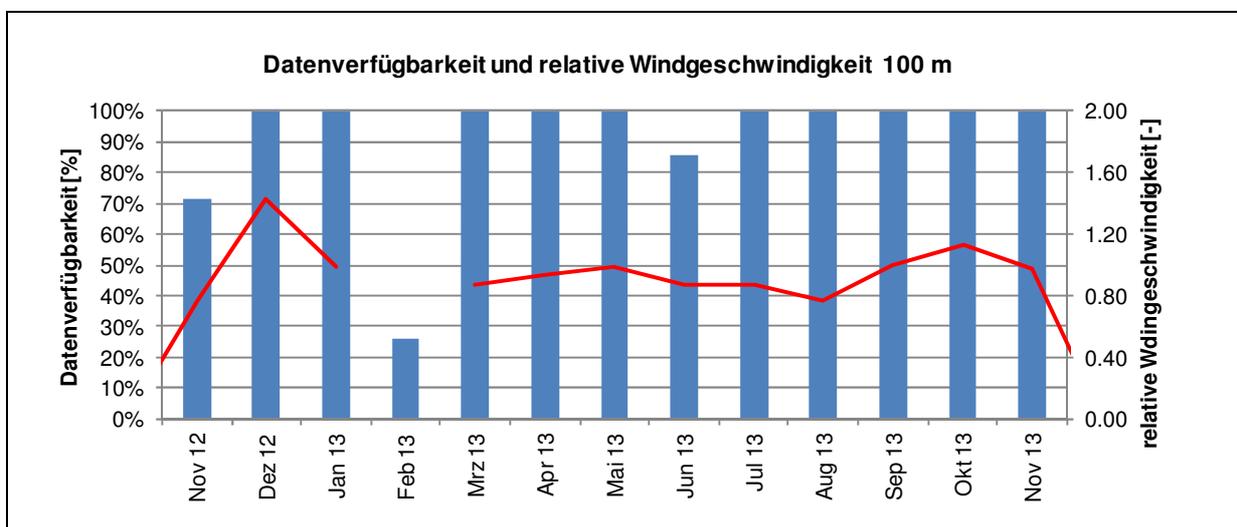


Abbildung 11: Darstellung der monatlichen Datenverfügbarkeit und relativen Windgeschwindigkeit nach Datenfilterung für das Top-Anemometer auf 99.5 m ü. Grund.

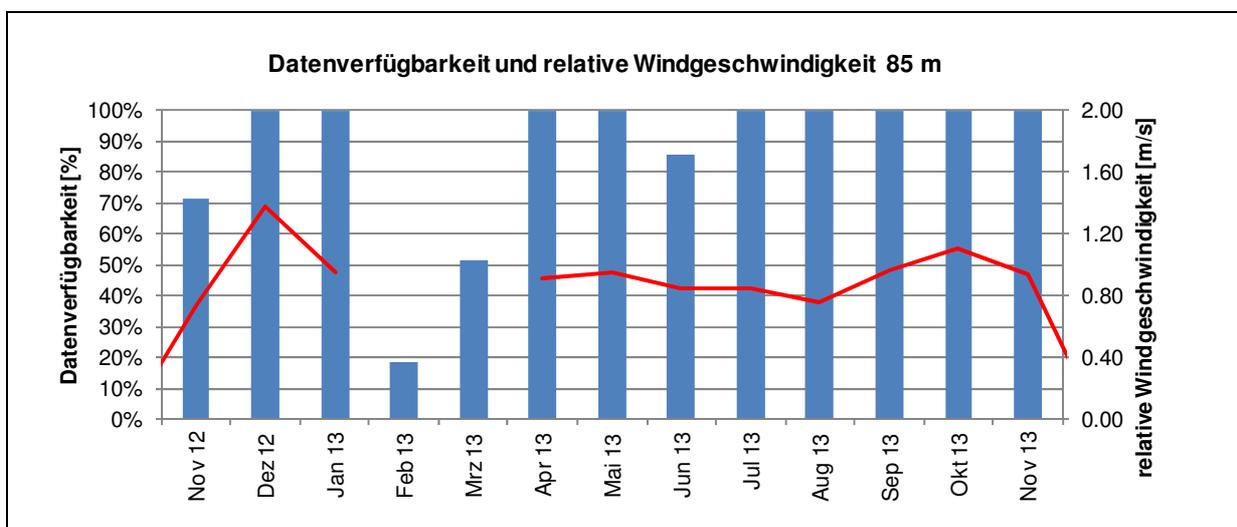


Abbildung 12: Darstellung der monatlichen Datenverfügbarkeit und relativen Windgeschwindigkeit nach Datenfilterung für das Anemometer v3 auf 85 m ü. Grund.

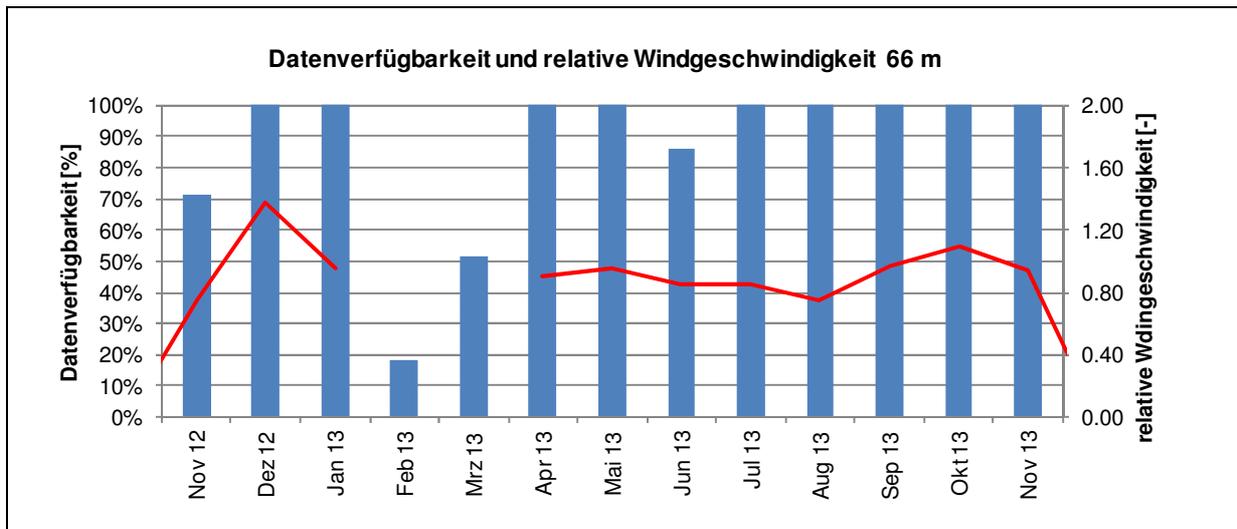


Abbildung 13: Darstellung der monatlichen Datenverfügbarkeit und relativen Windgeschwindigkeit nach Datenfilterung für das Anemometer v4 auf 66 m ü. Grund.

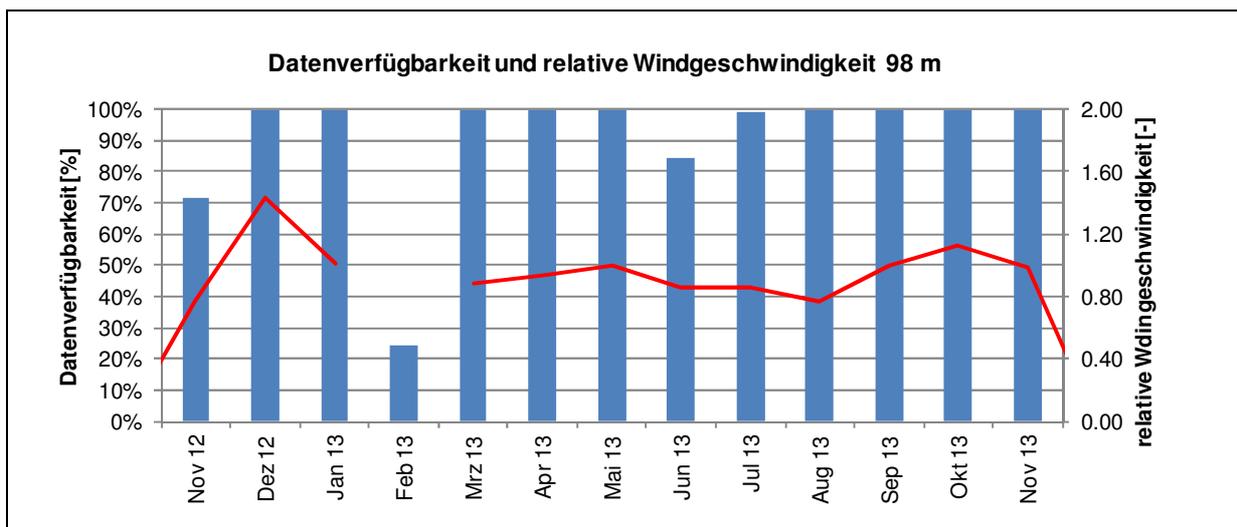


Abbildung 14: Darstellung der monatlichen Datenverfügbarkeit und relativen Windgeschwindigkeit nach Datenfilterung für das Ultrasonic-Anemometer auf 98 m ü. Grund.

Es fällt auf, dass die Datenverfügbarkeit in den Monaten November und Juni im Vergleich zu den übrigen Monaten deutlich schlechter bei unter 90% liegt. Bei den Anemometern v2, v3 und v4 liegen die Verfügbarkeiten zusätzlich im März bei 50 %. Verfügbarkeiten unter 30% treten im Februar auf. Folglich kann kein zusammenhängendes Intervall von 12 Monaten mit Datenverfügbarkeiten von mindestens 90% gefunden werden. Auch die anderen Messhöhen weisen in den kritischen Monaten keine bessere Datenverfügbarkeit auf, so dass diese nicht zum „Auffüllen“ der fehlenden Daten herangezogen werden können. Auch liegt kein repräsentativer Langzeitdatensatz in einer genügend hohen zeitlichen Auflösung vor, um die fehlenden Daten mittels MCP zu ergänzen. Die getesteten MERRA-Datensätze eignen sich auf Grund der schlechten Korrelationseigenschaften nicht für eine MCP. Dies resultiert in einer erhöhten Unsicherheit der meteorologischen Eingangsdaten. Der auf ein Langzeitniveau zu extrapolierende Zeitraum wird aufgrund der oben dargestellten Erkenntnis zwischen November 2012 und September 2013 gewählt.



Windmessung Straubenhardt - LIDAR:

Auf die LIDAR-Daten wurden neben den im Anhang beschriebenen Filtern orig, multi und real weitere Filter untersucht. Es wurde innerhalb eines jeden 10-Minuten-Intervalls die Datenverfügbarkeit betrachtet. Da die Datenverfügbarkeit insgesamt sehr gering ist würde das Aussortieren dieser Daten zu einem sehr hohen Datenverlust führen. Der Filter wird daher nicht angewendet. Die Datensätze wurden auf Windgeschwindigkeiten kleiner 0.01 m/s und 50 m/s untersucht. Im Folgenden sind die Verfügbarkeiten der drei Lidarmessungen nach Messhöhe dargestellt. Die zweite Lidarmessung weist im Messzeitraum über alle Höhen Verfügbarkeiten unter 30 % auf. Diese Messung bietet keinen belastbaren Datensatz und kann daher nicht weiter verwendet werden.

Messhöhe [m]	Verfügbarkeit [%]	Windgeschwindigkeit [m/s]
220	78.1	10.3
200	81.6	9.9
180	84.5	9.5
160	87.6	8.9
140	90.8	8.3
120	94.3	7.7
100	99.4	6.9
80	100.0	6.3
60	99.9	5.3
50	99.7	4.6
40	99.4	3.8

Tabelle 14: Verfügbarkeitsprüfung der LIDAR-Daten und absolute Windgeschwindigkeiten für den gesamten Messzeitraum 17.01.2013 - 05.02.2013.

Messhöhe [m]	Verfügbarkeit [%]	Windgeschwindigkeit [m/s]
200	28.5	4.7
180	30.1	4.7
160	31.4	4.6
140	32.6	4.5
120	35.2	4.4
100	37.8	4.2
98	38.0	4.2
80	40.7	4.0

Tabelle 15: Verfügbarkeitsprüfung der LIDAR-Daten und absolute Windgeschwindigkeiten für den gesamten Messzeitraum 24.04.2013 - 16.05.2013.



Messhöhe [m]	Verfügbarkeit [%]	Windgeschwindigkeit [m/s]
200	93.2	5.7
180	94.6	5.7
160	95.5	5.6
140	96.2	5.4
125	96.5	5.3
120	96.8	5.1
100	96.9	4.8
89	97.1	4.7
80	97.1	4.5
70	97.1	4.3
60	97.1	4.0
40	97.1	3.0

Tabelle 16: Verfügbarkeitsprüfung der LIDAR-Daten und absolute Windgeschwindigkeiten für den gesamten Messzeitraum 28.06.2013 - 30.09.2013.

Da die LIDAR-Daten zur Profilvalidierung herangezogen wurden, wurden sie anschließend einem sametime-Filter (alle Messhöhen enthalten einen gültigen Messwert) unterzogen. Das Ergebnis wird als konsistenter Datensatz bezeichnet.

Um die Datenverfügbarkeit nicht zu stark zu reduzieren, wurde das konsistente Windprofil der drei LIDAR-Messperioden nur bis 140 m ü. Grund bestimmt. Der konsistente Datensatz zeigt dabei eine Datenverfügbarkeit von ca. 95.3 % und beinhaltet lediglich die Zeiträume 1 und 3 der Lidarmessung.

Insgesamt kann die LIDAR-Messung nur als bedingt repräsentativ eingestuft werden, da sie nicht das ganze Jahr umfasst können mögliche saisonale Effekte unter Umständen nicht erkannt werden.

6.1.2 Angewandte Kalibriereinstellungen auf den Rohdatensatz

Die gemessene Windgeschwindigkeit der Anemometer des Typs Thies First Class liegt in mV vor und muss erst über die Kalibrierungsfaktoren in physikalische Werte transformiert werden. Ebenfalls ist die Windwindrichtung mit einem Offset zu versehen. Die angewandten Kalibrierungseinstellungen sind in der folgenden Tabelle vermerkt.

Anemometer		Kalibrierfaktoren		Quelle	Datum
Höhe	Nummer	Offset	Slope		
V _{mea,1}	16515	0.04584	0.2481	Kalibrierschein	19.10.2012
V _{mea,2}	16514	0.04575	0.2658	Kalibrierschein	19.10.2012
V _{mea,1}	16513	0.04580	0.2472	Kalibrierschein	19.10.2012
V _{mea,4}	16512	0.04592	0.2486	Kalibrierschein	19.10.2012
Windfahnen					
dir _{mea,1}	---	217°		Installationsbericht	---
dir _{mea,2}	---	296°		Installationsbericht	---

Tabelle 17: Verwendete Kalibrierwerte mit Quellenangabe. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.



6.1.3 Vergleich der Messhöhen untereinander

Nach den im Abschnitt 6.1.1 beschriebenen Prüfungen werden die aufgezeichneten Windgeschwindigkeiten der unterschiedlichen Messhöhen (Messhöhe v1 = 99.5 m, Messhöhe v2 = 97,67 m, Messhöhe v3 = 85 m, Messhöhe v4 = 66 m und Messhöhe v5 = 98 m) untereinander verglichen, um so sicherzustellen, dass die zu vergleichenden Windgeschwindigkeiten während des untersuchten Messzeitraums nun keine augenscheinlichen Auffälligkeiten, verursacht durch z. B. Vereisungen, Lagerschäden etc., aufzeigen.

In Abbildung 15 und Abbildung 16 sind die Monatsmittelwerte der Messstation als absoluter und relativer Vergleich gegenübergestellt. Aus dieser Darstellung erkennt man, dass der Verlauf der Windgeschwindigkeiten für die unterschiedlichen Höhen von Oktober bis Dezember und von April bis September synchron ist. Die Datenerfassung scheint in diesen Zeiträumen recht fehlerfrei zu sein. Im Bereich Januar bis April ist der Verlauf nicht synchron. Die Datenerfassung ist in diesem Zeitraum fehlerhaft durch Vereisung und geringere Datenverfügbarkeit.

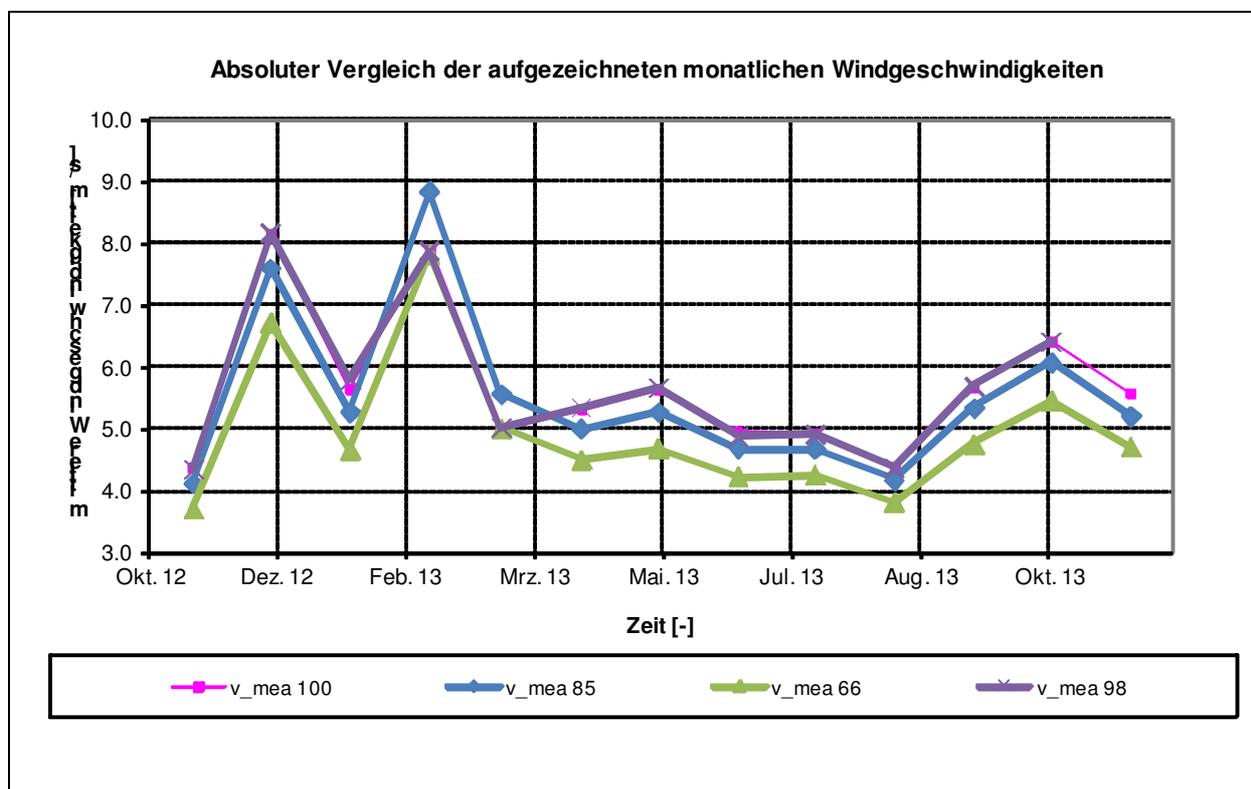


Abbildung 15: Absoluter Vergleich der Windgeschwindigkeiten der Windmessung Straubenhardt.

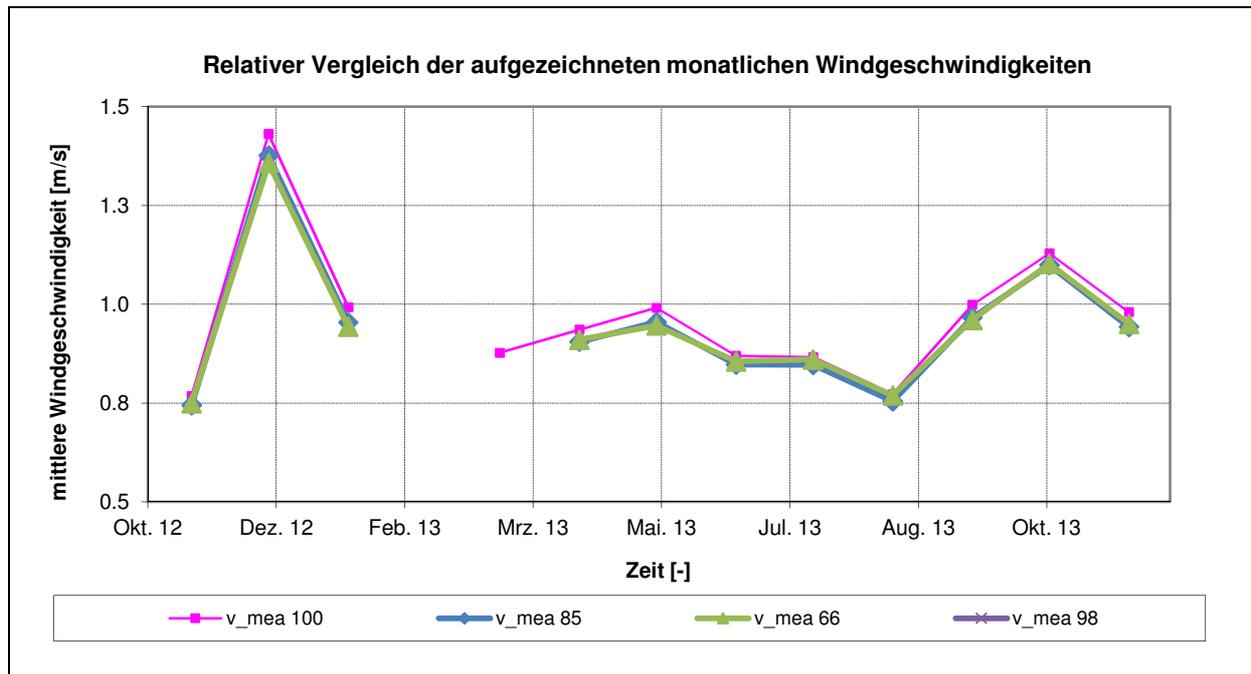


Abbildung 16: Relativer Vergleich der Windgeschwindigkeiten der Windmessung Straubenhardt

6.2 Standardkorrelationsuntersuchungen der meteorologischen Daten

Am Standort Straubenhardt wurde eine Windmessung innerhalb des geplanten Windparkgebietes durchgeführt. Die vorhandenen Daten werden einer Korrelationsuntersuchung mit Reanalysedaten unterzogen. Die im Abschnitt 0 aufgezeigten Langzeitdaten wurden für die Auswahl von geeigneten Langzeitreihen herangezogen und auf Verwendbarkeit geprüft. Unplausible Datenreihen werden bereits zuvor von der Betrachtung ausgeschlossen. Dazu werden die Datenverfügbarkeit betrachtet, Inkonsistenzen ermittelt und die Datensätze auf mögliche Trends untersucht. Letztere können bei geringer Ausprägung unter Umständen behoben werden.

Der Vergleich der Reanalysedaten mit den Daten der Windmessung Straubenhardt zeigt eine befriedigende Regression auf.

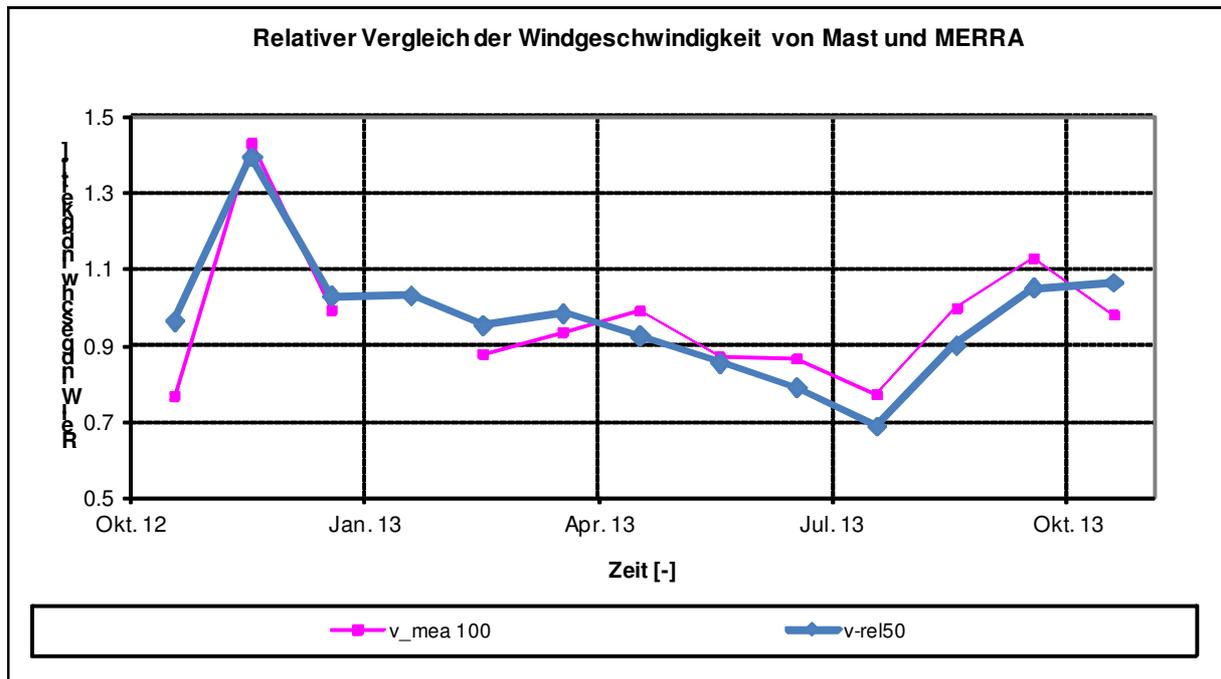


Abbildung 17: Vergleich der relativen Windgeschwindigkeit der Windmessung Straubenhardt mit den absoluten Windgeschwindigkeiten von Reanalysedaten.

Im zweiten Schritt werden die Korrelationseigenschaften der scheinbar geeigneten Langzeitreihen mit der Windmessung untersucht. Die Ergebnisse sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.

Korrespondierende Daten aus der		Korrelationsuntersuchung	
Windmessung	Meteorologie	Untersuchter Zeitraum	Regression
Straubenhardt	Merra 2	01.12.2012 - 30.11.2013	85.8%

Tabelle 18: Korrelationsuntersuchung der Windmessdaten mit dem ausgewählten Langzeitdatensatz (nur Datensatz mit „best fit“ dargestellt).

Die Ergebnisse der hier gezeigten Korrelationsuntersuchungen werden mit befriedigend bezeichnet. Der MERRA-Datensatz der Koordinate 8.668° Ost, 49.0° Nord scheint für den Langzeitbezug der Vor-Ort-Windmessung geeignet.

6.3 Extrapolation der meteorologischen Daten

Für die weitere Berechnung wird der oben als geeignet bewertete Langzeitdatensatz der MERRA-Reanalysedaten vom Gitterpunkt 8.668° Ost / 49.0° Nord für die Extrapolation der Daten der Windmessung herangezogen.

Als Bezugszeitraum wurde Dezember 1993 bis November 2013 gewählt. Die Konsistenz der Langzeitdaten ist hierbei gewährleistet, wie in den folgenden Abbildungen zu erkennen ist.

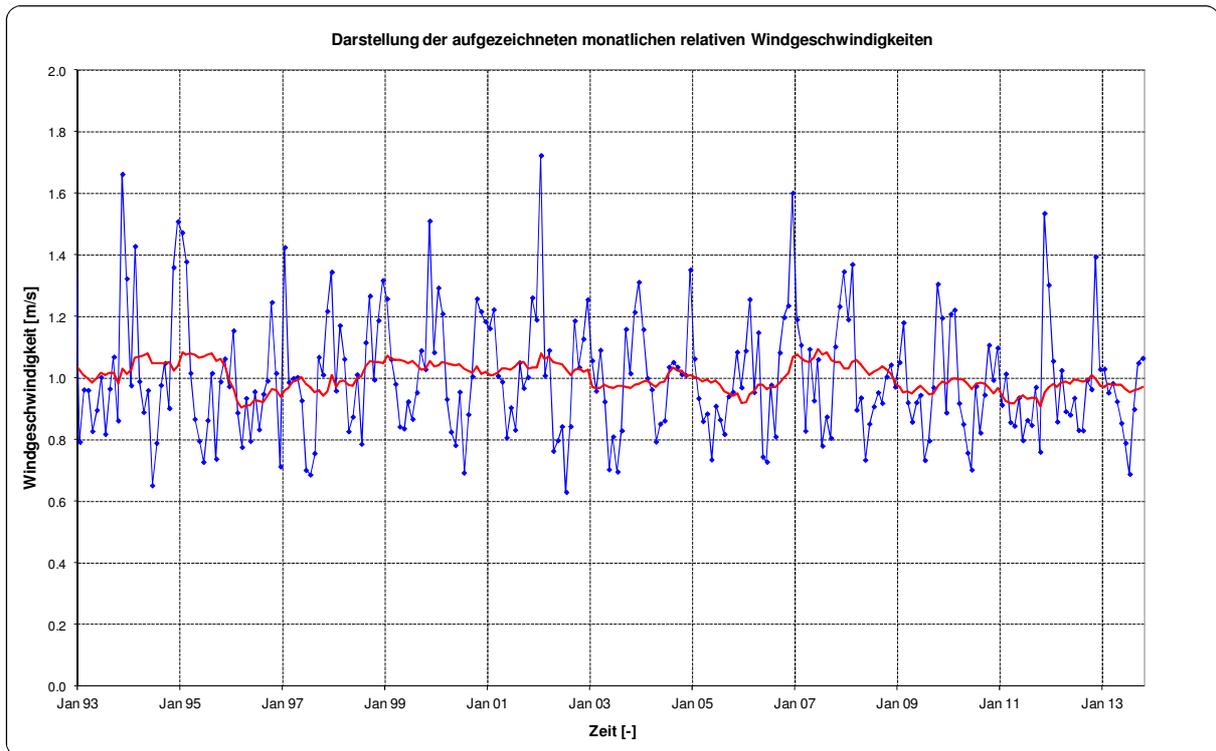


Abbildung 18: Relative Windgeschwindigkeit des Langzeitdatensatzes über den Bezugszeitraum Dezember 1993 bis November 2013.

Die für die Skalierung der Winddaten für die Langzeitextrapolation ermittelten Skalierfaktoren (s. Tabelle 19) ergeben sich aus dem Verhältnis der mittleren relativen Windgeschwindigkeit im Bezugszeitraum und der mittleren relativen Windgeschwindigkeit im Korrelationszeitraum des jeweiligen meteorologischen Langzeitdatensatzes. Skaliert wird damit die Windstatistik.

Windmessung	Meteorologie	Korrelationszeit	Skalierter Zeitraum	Skalierfaktor
Mast Straubenhardt	MERRA 2	01.12.2012 – 30.11.2013	01.12.1993 – 30.11.2013	1.0313

Tabelle 19: Skalierungsergebnisse für die Langzeitextrapolation der Windmessdaten.

6.4 Generierte Windstatistik für die Ertragsermittlung und Modelleinsatz in Wind-Sim

Auf Basis der Eingangsdaten aus Abschnitt 0 wird nachfolgend die Windstatistik für die Modellierung des Windpotentials und der Energieerträge am Standort gewählt und gegebenenfalls angepasst.

Aufgrund der Geländekomplexität kam für die Modellierung das Berechnungsmodell Wind-Sim [24] zum Einsatz. Eine Modellbeschreibung kann dem Anhang 15.1 entnommen werden. Auswahlkriterium für das Modell war die Komplexität des zu untersuchenden Standorts, da ab einer Geländesteilheit von ca. 30% komplexe Strömungsverhältnisse auftreten,

Die Berechnung des Windpotenzials wurde in zwei Modellierungsschritten durchgeführt: Im ersten Modellierungsschritt wurde ein Gebiet von 39.1 km x 40.3 km mit einer Auflösung von 100 m x 100 m berechnet, welches die Untersuchungsregion umfasst. Zweck dieser ersten Modellierung ist es, einen Rahmen für eine deutlich feinere Auflösung, wie sie für ein Windgutachten nötig ist, zu erstellen und diese Randbedingungen vorzugeben. In einem zweiten Schritt wurde das Modellgebiet auf 8 km x 6 km verkleinert und über eine Box in Box-Modellierung mit einer Auflösung von 20 m x 20 m berechnet. Die Windstatistik der Messung am Standort wird in dieses feine Modell implementiert und zur Berechnung des Windpotenzials und der Energieerträge am Standort verwendet. Nachfolgend ist die am Standort der Windmessung eingesetzte Windstatistik dargestellt.

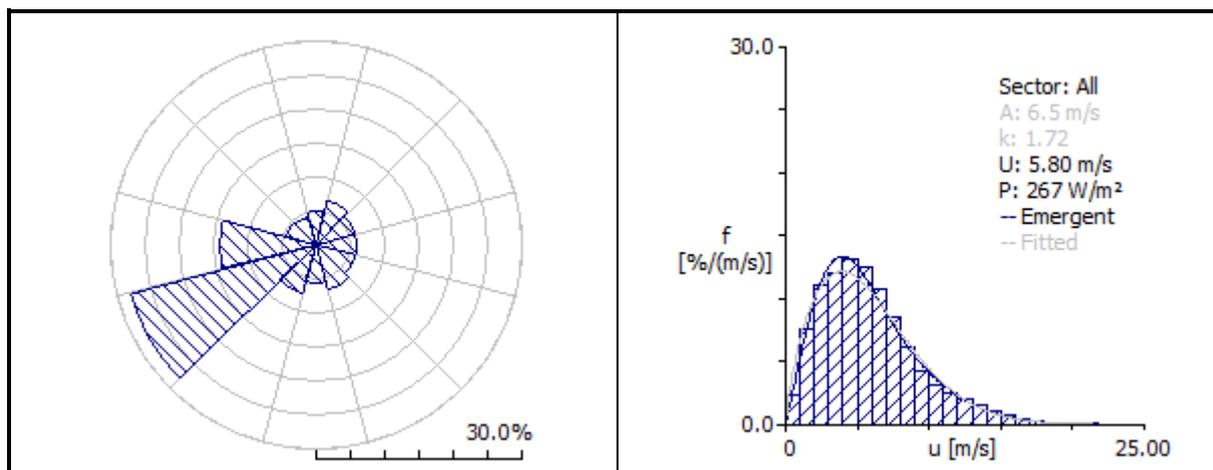


Abbildung 19: Am Standort der Windmessung in das Modell implementierte Windstatistik für die Höhe $z = 99.5$ m.



7 Plausibilisierung des Modells

7.1 Plausibilitätsprüfung mit vorhandenen Ertragsdaten

Um das Modell zu plausibilisieren und die Langzeitextrapolation bzw. die Meteorologie zu bestätigen, sollten Vergleichsberechnungen durchgeführt werden. Die Ertragsdaten müssen zu diesem Zweck gesichtet und untereinander kreuzweise verglichen werden. Stark abweichende Daten werden so erkannt und aussortiert (Plausibilitätstests).

Für die vergleichende Ertragsberechnung sollten Produktionsdaten von Windparks aus dem näheren Umfeld verwendet werden. Für die Vergleichsberechnungen sind dieselben meteorologischen Eingangsdaten bzw. Modellparameter wie für den Standort selbst zu verwenden.

Werden für den jeweilig untersuchten Windpark Verfügbarkeiten angegeben, so werden diese für die Korrektur der Ertragsdaten verwendet. Stehen für die Berechnung keine WEA-Verfügbarkeiten bereit, wird für die Vergleichsberechnungen ein Erfahrungswert für den jeweiligen untersuchten Anlagentyp angenommen (Verfügbarkeitskorrektur). Zusätzlich können, falls lange Einspeisewege ersichtlich sind, Ertragsverluste aufgrund von Leitungs- und Trafoverlusten berücksichtigt werden. Sind weitere Einschränkungen der Validierungsanlagen bekannt (z.B. nächtliche Schallreduktion) so ist dies zu berücksichtigen.

Da meist von den Windkraftanlagen selbst nur kurze Zeiträume der Ertragsdaten vorhanden sind, ist eine Langzeitindizierung meist nötig. Dazu werden sog. Windindizes herangezogen (vgl. die nachfolgenden Abschnitte).

Stehen die WEA im Park, so dass sich eine gegenseitige Beeinflussung der WEA untereinander im Energieertrag auswirkt, so wird für die Vergleichsberechnung dieser Minderertrag durch Abschattung mittels des in Abschnitt 15.1.2 beschriebenen Modells berechnet.

Nachfolgend wird die Formel für den Vergleich dargestellt (siehe Formel [7.1]). In dieser Formel bezeichnet $E_{\text{berechnet}}$ den durch das verwendete Modell berechneten Energieertrag, in dem der Parkwirkungsgrad einbezogen wird. $E_{\text{produziert}}$ steht wiederum für den realen Ertragswert, in den zuvor die Verfügbarkeit mit einberechnet wird.

$$\text{Vergleich} = \frac{E_{\text{berechnet}}}{E_{\text{produziert}}} \quad [7.1]$$

Es soll an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass bei allen Vergleichsuntersuchungen ein rückwirkender Zeitraum untersucht wird, bzw. Korrelationen und Extrapolationen erstellt werden. Ändert sich das langjährige Windklima zukünftig, so ist dieses Berechnungsschema höheren Unsicherheiten unterworfen.

Fehler bei den WEA-Spezifikationen verursachen Fehler bei der Vergleichsberechnung, die sich auf die eingestellten Parameter der Ertragsberechnung auswirken und so das Ergebnis verändern. Der Auftragnehmer kann diese Daten nicht detailliert genug überprüfen, so dass keine Haftung für die Richtigkeit der Vergleichsberechnung übernommen werden kann. Die verwendeten Leistungskennlinien sind in Abschnitt 5.2 unter den jeweiligen Windparks aufgeführt.

Alle nachfolgenden Vergleiche wurden mit dem gleichen Berechnungsschema ermittelt, das auch für den neuen Windparkstandort verwendet wird. Dies bedeutet zum Beispiel, dass für jeden Standort eine Dichtekorrektur der Leistungskennlinie durchgeführt wurde, die Vergabe der Rauigkeiten einheitlich geschehen ist, etc.



7.1.1 Langzeitnormierung mittels BDB-Index der Betreiber Datenbasis

Beim BDB-Index, auch Keiler-Häuser-Index genannt, handelt es sich um einen statistischen monatlichen Mittelwert, der die Relation von gemeldeten Erträgen eines Monats zu den langjährigen mittleren Erträgen der meldenden WEA beschreibt [11]. Der BDB-Index wird in Deutschland für 25 Regionen herausgegeben. Das 100%-Niveau der langjährigen mittleren Erträge wird dabei auf Basis von Langzeit-Wetterdaten des World-Wind-Atlas der Firma Sander in der aktuell gültigen Version des BDB-Index V2011 für die Jahre 1996 bis 2009 festgelegt (= Bezugszeitraum).

Zur Langzeitkorrektur der zur Modellvalidierung herangezogenen Ertragsdaten wird der BDB-Index der Region 24 verwendet. Der Index dieser Region erzielte die beste Regression mit den Ertragsdaten der betrachteten Validierungswindparks. Die benachbarte Region 25 wurde ebenfalls untersucht, konnte jedoch zu keiner Verbesserung der Qualität des Langzeitbezuges beitragen.

7.1.2 Langzeitnormierung mittels vorhandener Meteorologie

Für die Eignung eines Meteo-Index werden die meteorologischen Langzeitdaten aus den Abschnitten 4.1.1 und 4.2.1 untersucht. Voraussetzung ist das Vorliegen einer Datenreihe in mindestens monatlicher Auflösung. Da Winddaten nicht direkt mit Energieertragsdaten von WEA vergleichbar sind (kubische Abhängigkeit des Ertrags von der Windgeschwindigkeit), wird mittels einer Potenzierung der Windgeschwindigkeitsverlauf an den Verlauf der Ertragsdaten angepasst.

Es wurden die Regressionen der aus den meteorologischen Daten abgeleiteten Meteo-Indizes mit den Ertragsdaten der Validierungswindparks untersucht. Der MERRA-Reanalysedatensatz vom Gitterpunkt 8.668° O / 49.0° N zeigt dabei die besten Korrelationseigenschaften zur untersuchten Windkraftanlage Schömberg. Die Regression zur Windkraftanlage beträgt dabei 81.5%.

Die Daten, die die Grundlage dieses Meteo-Index bilden, scheinen über den Zeitraum 1996 bis 2009 konsistent und prinzipiell zur Erstellung eines Windindex geeignet (vgl. nachfolgende Abbildung). Dieser Zeitraum wird gewählt, um eine Vergleichbarkeit des Langzeitergebnisses mit den mittels BDB-Index langzeitkorrigierten Ertragsdaten zu geben. Die Betrachtung von längeren Zeiträumen (z.B. dem 20-Jahreszeitraum 1992 - 2011 oder dem 30-Jahreszeitraum 1982 - 2011), kann den Bezugszeitraum 1996 – 2009 als ausreichend lang bestätigen.

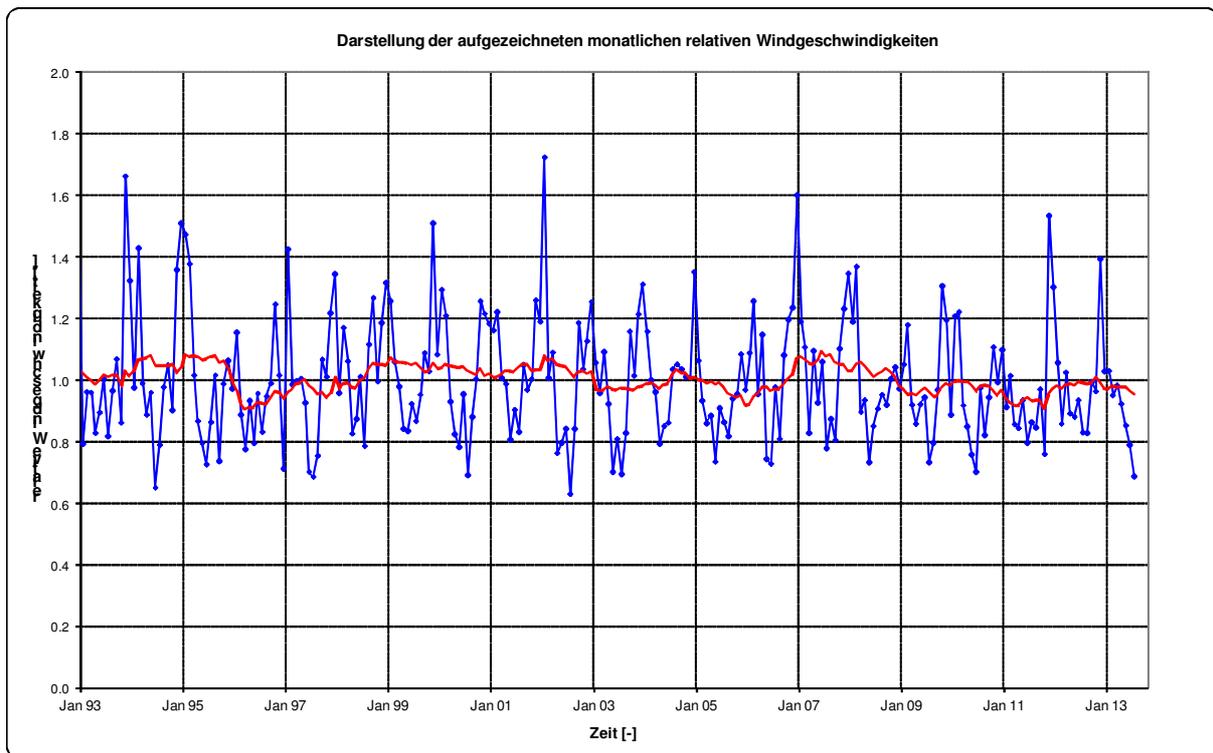


Abbildung 20: Darstellung des langjährigen Verlaufs der MERRA-Daten.

7.2 Plausibilitätsprüfung mit vorhandenen Windmessdaten

7.2.1 Standortbezogene Windmessung

Diese Methode dient bedingt zur Prüfung des Modells. Eine Voraussetzung für die Anwendbarkeit ist jedoch eine hinreichende Belastbarkeit der Höhenextrapolation. Dies setzt eine Windmessung voraus, die über eine ausreichende Anzahl und Güte von Anemometern verfügt, die zudem in einen vertikalen Abstand zueinander angebracht sind, so dass eine Windprofilberechnung durchgeführt werden kann.

Bei einem guten Modellfit müssten die generierten Atlanten, und damit die Windprofile im direkten Vergleich kaum oder nur geringfügig voneinander abweichen. Ein schlechter Modellfit weist hohe Unterschiede in den Atlanten bzw. im direkten Vergleich der generierten Windprofile auf. Als Vergleichsberechnung werden die Berechnungsergebnisse der standortspezifischen Windmessungen für den Referenzpunkt verwendet. Die hierfür erhaltenen Ergebnisse werden im nachfolgenden Abschnitt miteinander verglichen und bewertet. Dies ermöglicht eine bessere Einschätzung der Verwendbarkeit der erzeugten Atlasstationen im Vergleich zur herkömmlichen Untersuchung des vertikalen Geschwindigkeitsverlaufes. Die Güte der Übereinstimmung der Ergebnisse wird höhenabhängig dargestellt. Die Güte wird wie folgt definiert:

$$v_{val-profile} = \frac{v_{mast-high}}{v_{mast-low}} \quad [7.2]$$

In dieser Formel bezeichnet $v_{mast-high}$ die Windgeschwindigkeit für den Referenzpunkt basierend auf der standortspezifischen Windmessung mit der höchsten Messung (Top). $v_{mast-low}$ steht wiederum für die berechnete Windgeschwindigkeit für den Referenzpunkt basierend auf der niedrigsten Messung der Windgeschwindigkeit (Höhe des Anemometers).



7.3 Ergebnisse der Plausibilitätsprüfung

Zur Plausibilisierung des Windprofils zur geplanten Nabenhöhe wurden die Messdaten der Lidarmessung am Standort Straubenhardt verwendet. Aus der Lidarmessung wurde nach Filterung der Messung 1 und 3 (keine Langzeitkorrektur, Sametime-Filterung) das in der folgenden Tabelle dargestellte Windprofil ermittelt. Zusätzlich wird das aus diesen Daten mittels des für den Standortraum generierten Modells berechnete Windprofil gezeigt, welches mit der Windstatistik der Messhöhe bei 141 m der Lidarmessung Straubenhardt berechnet wurde. Auch das Verhältnis der Messhöhen zueinander nach Formel [7.2] ist angegeben.

Messhöhe	Messung		Modell		Differenz Modell - Messung
	v	V _{val-profile}	v	V _{val-profile}	
[m]	[m/s]	[-]	[m/s]	[-]	[m/s]
140	5.90	1.00	5.90	1.00	0.00
120	5.55	1.06	5.65	1.04	-0.10
100	5.24	1.12	5.39	1.09	-0.15
80	4.86	1.21	5.10	1.16	-0.24
60	4.24	1.39	4.77	1.24	-0.53
40	3.14	1.88	4.32	1.37	-1.18

Tabelle 20: Vergleich zwischen gemessenen und modellierten Windgeschwindigkeiten am Standort Straubenhardt.

Die Abweichungen zwischen Messung und Modell zwischen 100 m und 140 m sind gering. Die Extrapolation von der obersten Messhöhe der Windmessung zur geplanten Nabenhöhe wird somit durch das Modell gut wiedergegeben. Insgesamt wird durch das Modell ein steileres Windprofil berechnet, welches die Messwerte vor allem im niedrigen Höhenbereich schlecht wiedergeben kann. Da es sich um einen Waldstandort handelt ist das Vermögen des Programms das Windprofil in niedrigen Höhen exakt zu treffen begrenzt. Folglich kann das Modell die lokale Situation am Standort der Windmessung hinreichend genau abbilden.

Für die Validierung des Berechnungsmodells wurden Ertragsdaten der Windkraftanlage Schömberg herangezogen.

Wie in Abschnitt 5.2 beschrieben, standen von der Validierungsanlage Schömberg die monatlichen Ertragsdaten inkl. der Angabe der Verfügbarkeiten zur Verfügung.

Die beiden herangezogenen Indizes (BDB-Index und aus Merra-Daten gebildeter Merra-Index) werden untereinander verglichen. Anschließend erfolgt ein Abgleich der beiden betrachteten Indizes mit den Validierungsdaten. Dabei wird der monatliche Verlauf bewertet. Im Rahmen dieses Gutachtens wird der BDB-Index für den Langzeitbezug der verfügbaren Ertragsdaten herangezogen, da dieser deutlich bessere Regressionseigenschaften zu den Erträgen der Validierungsanlagen zeigt. Der Merra-Index kann den Langzeitbezug mittels BDB-Daten jedoch bestätigen. Die Abweichungen der langzeitkorrigierten Erträge betragen 0.6 %.

Die Regression und die Standardabweichung geben hierbei die Qualität des verwendeten Index an. Liegt die r^2 bei 100% bzw. die Standardabweichung bei 0%, so hat der Index die Monatsschwankungen der Erträge ausgeglichen und einen gleichmäßigen Mittelwert gefordert.

Die Regression liegt bei der Windkraftanlage Schömberg bei 89.5 % und die Standardabweichung bei 19.9 %. Die Monatsschwankungen können somit kaumwieder gegeben werden.



Die Validierungswindkraftanlage liegt ca. 8 km vom untersuchten Standort entfernt. Sie weist eine größere Standorthöhe und ähnliche Anströmbedingungen wie der geplante Windparkstandort Straubenhardt auf. Auch die Umgebung um die Validierungsanlage Schömberg ist von ausgedehnten Waldkomplexen geprägt. Die geringe Nabenhöhe der Vergleichsanlage lässt jedoch auf einen stärkeren Waldeinfluss bei der Vergleichsanlage schließen, welcher durch das Modell nicht ausreichend wiedergegeben werden kann. Folglich kann die Windkraftanlage durch die geringe Nabenhöhe und die größere Höhenlage nicht als repräsentativ für den Standort gesehen werden und wird daher nicht zur Einstellung des Modells verwendet.

Das Modell überschätzt die langzeitkorrigierten Erträge der WEA Schömberg stark. Auf Grund der relativ großen Entfernung liegt die WEA jedoch nicht mehr im feinaufgelösten Berechnungsmodell, sondern nur im Grobmodell, welches als Randbedingung für die Modellierung verwendet wurde. Daher ist die Validierungsberechnung mit zusätzlichen Unsicherheiten behaftet.



8 Ergebnisse der Windgeschwindigkeits- und Ertragsermittlung

Die nachfolgend dargestellten Berechnungsergebnisse für den Referenzpunkt basieren auf den in Abschnitt 0 dargestellten Eingangsdaten.

8.1 Windgeschwindigkeitsstatistiken

In den folgenden beiden Tabellen werden Windgeschwindigkeitsstatistiken für einen Referenzpunkt ausgegeben. Dieser Referenzpunkt entspricht der Position 464'366.7 RW / 5'407'985.5 HW (UTM Zone 32)

Referenzpunkt	UTM 32, WGS 84; RW 464366.7 m, HW 5407985.5 m (Fußpunkthöhe ca. 556.2 m)		
	Ergebnisse der Windprofilberechnung		
Höhe ü. Grund	v	A	k
[m]	[m/s]	[m/s]	[-]
60	5.2	5.8	1.74
66	5.3	5.9	1.73
70	5.3	6.0	1.73
80	5.5	6.2	1.73
85	5.5	6.2	1.73
90	5.6	6.3	1.73
98	5.8	6.5	1.73
99.5	5.8	6.5	1.73
100	5.8	6.5	1.73
110	5.9	6.6	1.72
120	6.1	6.8	1.73
130	6.2	7.0	1.74
140	6.4	7.2	1.74
141	6.4	7.2	1.75
142.5	6.4	7.2	1.75
150	6.5	7.3	1.75

Tabelle 21: Berechnete Windgeschwindigkeitsstatistiken für unterschiedliche Höhen am Referenzpunkt.



Referenzpunkt	UTM 32, WGS 84; RW 464366.7 m, HW 5407985.5 m (Fußpunkthöhe ca. 556.2 m)			
	Ergebnisse der Windgeschwindigkeitsstatistiken			
Sektor	hi (v)	v	A	k
[deg]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]
345 - 015	4.9	3.5	3.9	1.99
015 - 045	6.7	3.9	4.5	2.20
045 - 075	5.8	4.5	5.1	2.15
075 - 105	6.1	5.4	6.1	2.56
105 - 135	5.8	5.8	6.6	2.64
135 - 165	6.8	7.8	8.9	2.25
165 - 195	5.5	8.4	9.4	2.58
195 - 225	7.9	6.9	7.8	1.95
225 - 255	27.4	8.1	9.1	1.96
255 - 285	14.0	6.5	7.4	2.04
285 - 315	4.7	4.4	4.9	1.89
315 - 345	4.3	3.6	4.0	1.62
Summe / Mittelwert	100	6.4	7.2	1.75

Tabelle 22: Berechnete Windgeschwindigkeitsstatistiken für 12 Sektoren am Referenzpunkt für eine Höhe von 141 m.



8.2 Jahresenergieerträge für den Windparkstandort Straubenhardt

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Berechnung für den Standort Straubenhardt dargestellt.

8.2.1 Parkkonfiguration VI: Siemens SWT-3.0-113 mit 3.0 MW

Eingangsdaten für die Ermittlung der Jahresenergieerträge						
Anzahl und WEA-Typ - Konfiguration	12 x Siemens SWT-3.0-113; nächtliche Schallreduzierung V14-12 Level 1, V14-13 Level 2, V14-14 Level 4				VI	
Nennleistung	3.0 MW; Schallreduziert: Level 2, 2.77 MW; Level 1, 2.9 MW; Level 4, 2.48 MW					
Nabenhöhe	142.5 m					
Leistungskennlinie	Berechnet (bis 20 m/s): LK für SWT-3.0-113, 3.0 MW, Doc E-W-CTO-40-0000-6695-00, 26.03.2014; LK für SWT-3.0-113, schallreduziert: Doc E-W-CTO-40-0000-6695-00, 26.03.2014					
Schubbeiwertkennlinie	Berechnet (bis 20 m/s): cT für SWT-3.0-113, 3.0 MW, Doc E-W-CTO-40-0000-6695-00, 27.06.2013; cT für SWT-3.0-113, schallreduziert: Doc E-W-CTO-40-0000-6695-00, 27.06.2013					
Gesamte Leistung des Windparks	36 MW					
Ermittelte Jahresenergieerträge für den Windpark						
Freie Anströmung (Einzel-WEA)			Ergebnisse im Windpark			
WEA-Nr.	v	Ertrag	Capacity factor	E _{f, Wind}	Ertrag	h _{Park}
[-]	[m/s]	[MWh/a]	[-]	[kWh/m ² /a]	[MWh/a]	[-]
V14-01	6.0	7'647	26%	694	6'955	91.0%
V14-02	6.2	8'188	29%	767	7'688	93.9%
V14-03	6.5	8'745	32%	832	8'342	95.4%
V14-04	6.3	8'280	29%	756	7'581	91.6%
V14-05	6.5	8'820	33%	861	8'631	97.9%
V14-06	6.4	8'505	31%	814	8'162	96.0%
V14-10	6.8	9'452	35%	911	9'141	96.7%
V14-11	6.4	8'677	30%	797	7'994	92.1%
V14-12	5.9	7'300	27%	699	7'011	96.0%
V14-13	6.4	8'451	31%	800	8'020	94.9%
V14-14	6.4	8'279	31%	816	8'186	98.9%
V14-15	6.0	7'768	26%	692	6'937	89.3%
Mittelwert aller WEA		8'343	30.0%	786	7'887	94.5%
Gesamter Park		100'113		9'438	94'648	

Tabelle 23: Eingangsdaten und Ergebnisse der Berechnung für den Standort Straubenhardt Konfiguration VI.

Die nächtliche Schallreduktion der WEA V14-12 auf 2.9 MW, der V14-13 auf 2.77 MW und der V14-14 auf 2.48 MW wurde berücksichtigt, ebenso die Beschränkung auf 20 m/s.



9 Unsicherheitsanalyse

Nachfolgend werden die Unsicherheiten der Ertragsbestimmung für den Standort dargestellt. Dabei werden wie nach FGW Technischer Richtlinie, Teil 6 [9] gefordert, folgende vier Bereiche hinsichtlich ihrer Standardunsicherheit bewertet:

- Die meteorologischen Eingangsdaten, die sog. Winddatenbasis
- Die Modellierung des Windfeldes
- Die Modellierung des Parkwirkungsgrades
- Die Eingangsdaten der WEA

und anschließend zu einer kombinierten Gesamtunsicherheit zusammengefasst.

9.1 Meteorologische Eingangsdaten U_{MET}

Im Folgenden werden die wesentlichen Unsicherheitsparameter der meteorologischen Eingangsdaten, der sog. Winddatenbasis, genannt. Generell wird berücksichtigt, dass die Unsicherheit im Wind in eine Unsicherheit für Erträge umzurechnen ist.

Die Unsicherheit des Langzeitbezuges ist dabei nach FGW Technischer Richtlinie, Teil 6 [9] detailliert anzugeben. Neben dem Langzeitbezug spielen jedoch noch weitere Einflussgrößen eine Rolle bei der Unsicherheit der meteorologischen Eingangsdaten: Am Standort selbst wurde eine Windmessung durchgeführt. Die Anemometer wurden von einem anerkannten Prüflabor nach DKD Vorschriften kalibriert. Die Masthöhe der Windmessung steht zur geplanten Nabenhöhe der WEA im Verhältnis von 100 zu 141 m. Für die Profilvalidierung wurde eine Lidarmessung durchgeführt. Der Messmast am Standort Straubenhardt entspricht den Vorschriften der IEC und IEA. Für die Windmessung am Standort Straubenhardt existiert kein vollständiger Messbericht nach FGW Technischer Richtlinie, Teil 6. Die Länge des Messzeitraumes beträgt nach IEC geforderte 12 Monate, jedoch fehlt der Monat Februar. Das Langzeitklima wurde durch eine Extrapolation (vgl. Abschnitt 6.3) mit den meteorologischen Langzeitdaten aus Abschnitt 0 bestimmt. Die Unsicherheit der horizontalen Extrapolation ist entfernungsabhängig. Der Standort der Windmessung ist der Startpunkt. Je weiter sich ein WEA-Standort von diesem Startpunkt entfernt, desto höher wird die Unsicherheit eingestuft. Zusätzlich gehen hier die Fußpunkthöhen der geplanten WEA ein.

9.2 Modellierung Windfeld U_{MOD}

Diese Unsicherheit beinhaltet jegliche Art der mit den topographischen Eingangsdaten sowie die mit der analytischen und numerischen Modellierung zur Übertragung der Eingangsdaten auf Position und Nabenhöhe der WEA verbundenen Unsicherheiten. Dabei müssen die Datengrundlagen der Höhen- und Rauigkeitsmodelle berücksichtigt werden. Die Komplexität des Geländes und die Landnutzung in der Standortumgebung spielen ebenfalls eine wichtige Rolle: je komplexer sich ein Standort gestaltet, desto höher sind die Unsicherheiten der Ertragsberechnung anzusetzen (vgl. hierzu Abschnitt 15.2).

9.3 Modellierung Parkwirkungsgrad U_{FAR}

Die Berechnungsunsicherheit des Parkwirkungsgrades hängt in erster Linie vom geplanten Windparklayout (Anzahl der geplanten WEA, Abstand der Anlagen, Lage der WEA im Windpark zueinander) ab. Zusätzlich müssen einerseits die standortcharakteristischen Gegebenheiten (Turbulenz, Windbedingungen, Topographie etc.) und die Unsicherheit des verwendeten Modells berücksichtigt werden.



9.4 Eingangsdaten WEA U_{WEA}

Wie im Abschnitt 3 beschrieben, werden die verwendeten Leistungskennlinien näher betrachtet. Die Leistungskennlinien sollten dem Stand der IEC 61400-12-1 [7][12] entsprechen.

9.5 Kombinierte Unsicherheit des Ertrags U_{COM}

Die aus den vier Teilbereichen kombinierte Gesamtunsicherheit berechnet sich wie folgt:

$$U_{COM} = \sqrt{U_{MET}^2 + U_{MOD}^2 + U_{FAR}^2 + U_{WEA}^2} \quad [9.1]$$

Sie gilt für den Langjahresertrag. Jahreszeitliche Schwankungen sind mit diesem Wert nicht erfasst. Auf Basis der vorliegenden und zugänglichen Eingangsdaten wurden die vorangegangenen Unsicherheiten für die Windgeschwindigkeitsbestimmung ermittelt.

Analysierte Unsicherheit	Standardunsicherheit
	VI
Meteorologische Eingangsdaten	10.2 %
Modellierung Windfeld	7.2 %
Modellierung Parkwirkungsgrad	2.2 %
Eingangsdaten WEA	8.8 %
Kombinierte Standardunsicherheit	15.4 %

Tabelle 24: Darstellung der kombinierten Unsicherheiten.

Die hier dargestellten Unsicherheiten sollen einen Anhaltswert für die Stabilität der berechneten Energieerträge liefern. Sie stellen jedoch keinen absoluten Unsicherheitswert für die erzielten Energieerträge dar. Die Abschläge von den berechneten Energieerträgen obliegen dem Auftraggeber bzw. dem Investor oder Teilhaber an diesem Projekt.

9.6 Überschreitungswahrscheinlichkeit und Risikobetrachtung

Die Gesamtunsicherheit der Ertragsprognose wird nicht pauschal festgelegt, sondern anhand einer detaillierten Analyse aller im Abschnitt 9 dargestellten Standardunsicherheiten bewertet. Auf Basis dieser festgelegten Unsicherheiten und den berechneten Energieerträgen des Windparks wird eine Wahrscheinlichkeitsverteilung für das Erreichen der prognostizierten Erträge errechnet.

Das heißt, dass die Wahrscheinlichkeitsfunktion einen Wert definiert, mit der die ausgewiesenen Erträge überschritten werden, die sog. Überschreitungswahrscheinlichkeit (auch P-Wert). Dieser Formalismus ermöglicht dadurch eine Risikoabschätzung der dargestellten Erträge.

Eine detaillierte Darstellung der Überschreitungswahrscheinlichkeiten (P-Werte) und der mittleren Ertragssumme des geplanten Windparks wird in den nachfolgenden Tabellen dargestellt. Der P-50-Wert stellt denjenigen Wert dar, dessen Überschreitungswahrscheinlichkeit bei $\geq 50\%$ für den prognostizierten Ertrag liegt. Ebenso sind die weiteren hier dargestellten P-Werte zu interpretieren. Die gebräuchlichsten P-Werte stellen die P-50, P-75 und P-90 Werte dar.



9.6.1 Überschreitungswahrscheinlichkeitsfunktion für Parkkonfiguration VI

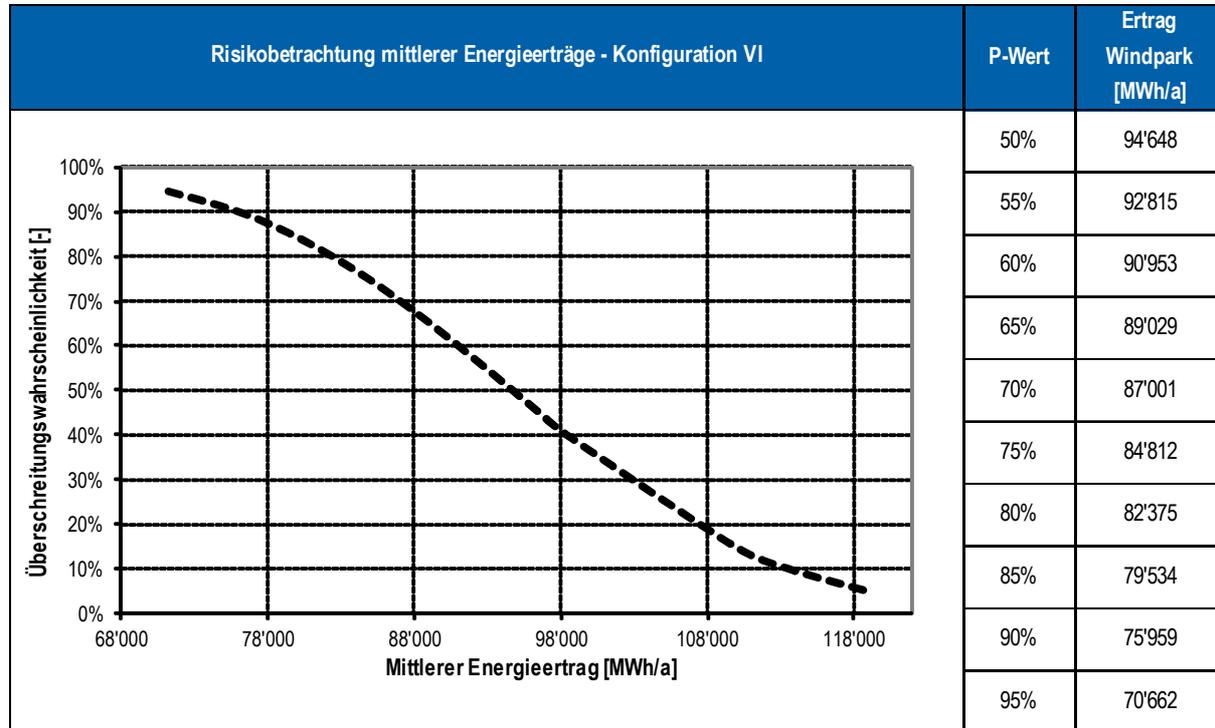


Tabelle 25: Darstellung der Überschreitungswahrscheinlichkeit und der mittleren Erträge des Parks.



10 Verlustbetrachtung

Die Intention eines Windgutachtens ist die Vorhersage der mittleren und langfristigen Windbedingungen an einem (geplanten) Windparkstandort sowie daraus abgeleitet des zu erwartenden Jahresenergieertrag für eine bestimmte Windparkkonfiguration, also einer Kombination aus Koordinaten, Typ einer Windkraftanlage (Leistungskennlinie) und Nabenhöhe.

Von dem so bestimmtem Ertrag sind weitere Verluste abzuziehen, die sich aus dem Betrieb des Windparks ergeben, und damit je nach Detailgrad der Analyse, den zur Verfügung stehenden Ertrag am Netzeinspeisepunkt (=Nettoertrag) prognostizieren. Dabei sind zwei Arten von Verlusten zu unterscheiden. Zum einen entstehen Verluste immer dann, wenn die Windkraftanlage nicht in Betrieb ist und damit keinen Strom erzeugen kann. Diese Verluste an sich sind dann abhängig von der vorherrschenden Windgeschwindigkeit und sie sind kumulativ. Davon zu unterscheiden sind Betriebsverluste, die im laufenden Betrieb entstehen und damit parallel wirksam werden, z.B. Abschattungsverluste durch Nachbarwindkraftanlagen und elektrische Verluste. Im Folgenden sind die Verluste durch fledermausbedingte Abschaltung, Schattenwurf, Schall und Turbulenz dargestellt. Weitere Verluste werden nicht berücksichtigt.

10.1 Abschätzung der Ertragsverluste aufgrund von Schallreduktionen

Nachfolgend sind die Verluste aufgrund der Schallreduktion dargestellt. Diese Verluste wurden in der Ertragsberechnung berücksichtigt und sind im ausgewiesenen Ertrag bereits enthalten. Die Verluste, welche durch die nächtliche Schallreduzierung hervorgerufen werden sind in folgender Tabelle dargestellt.

WEA am Standort Straubenhardt	Freie Anströmung (Brutto)				Im Park (Netto)
	Mittlerer Jahresertrag ohne Schallreduktion	Mittlerer Jahresertrag mit Schallreduktion	Verluste durch Schallreduktion		Mittlerer Jahresertrag mit Schallreduktion
	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[-]	[MWh/a]
V14-01	7'647	7'647	0	0.0%	6'955
V14-02	8'188	8'188	0	0.0%	7'688
V14-03	8'745	8'745	0	0.0%	8'342
V14-04	8'280	8'280	0	0.0%	7'581
V14-05	8'820	8'820	0	0.0%	8'631
V14-06	8'505	8'505	0	0.0%	8'162
V14-10	9'452	9'452	0	0.0%	9'141
V14-11	8'677	8'677	0	0.0%	7'994
V14-12	7'334	7'300	34	0.5%	7'011
V14-13	8'551	8'451	100	1.2%	8'020
V14-14	8'535	8'279	256	3.0%	8'186
V14-15	7'768	7'768	0	0.0%	6'937

Tabelle 26: Übersicht zu den mittleren Jahresenergieerträgen unter Berücksichtigung der nächtlichen schallreduzierten Betriebsweise der geplanten Anlagen im Windpark Straubenhardt (Konfiguration VI).



10.2 Abschätzung der Ertragsverluste aufgrund fledermausbedingter Abschaltung

Durch den Auftraggeber wurden folgende Restriktionen hinsichtlich der Abschaltung der geplanten Anlagen bei Fledermausaktivität mitgeteilt [26]. Es handelt sich hierbei um vorsorgliche Vorgaben für das erste Betriebsjahr:

- Zeitraum: 01.06. – 31.08.
- Tageszeit: eine Stunde vor Sonnenuntergang bis Sonnenaufgang
- Windgeschwindigkeit: ≤ 4.8 m/s (Juni); ≤ 4.4 m/s (Juli); ≤ 5.6 m/s (August)
- Temperatur: ≥ 15.2 °C (Juni); ≥ 13.8 °C (Juli); ≥ 16.8 °C (August);
- Kein Niederschlag

Somit wurde die Abschaltung der geplanten Anlagen in dem Zeitraum zwischen 01. Juni und 31. August jeweils von einer Stunde vor Sonnenuntergang bis Sonnenaufgang bei Windstärken unter 5.6 m/s durchgeführt. Die Einschaltwindgeschwindigkeit wurde als konservativer Ansatz für alle 3 Monate mit demselben Wert gewählt.

Zur Berücksichtigung der Restriktion hinsichtlich der Temperatur wurden MERRA Reanalysedaten verwendet (siehe hierzu Abschnitt 4.2.1). Die Temperaturen wurden auf die geplante Nabenhöhe am Standort Windpark Straubenhardt umgerechnet. Anschließend wurde der zeitliche Anteil mit einer Temperatur ≥ 13.8 °C in den geforderten Abschaltzeiträumen ermittelt und in monatlicher Auflösung in der Berechnung der Ertragsverluste berücksichtigt. Der Wert wurde als konservativer Ansatz für alle 3 Monate gewählt.

Zeiten mit Niederschlag, in denen Fledermäuse nicht oder eingeschränkt aktiv sind, konnten aufgrund fehlender aussagekräftiger Eingangsdaten nicht berücksichtigt werden.

Für die Berechnungen wurden die im Rahmen dieses Addendums verwendeten Leistungskennlinien für die Tages- sowie Nachtstunden angepasst. Um die mitgeteilten Restriktionen zum Schutz von Fledermäusen zu berücksichtigen, wurde die Einschaltgeschwindigkeit der jeweiligen Leistungskennlinie auf 5.6 m/s geändert. Die Berechnung der Erträge während der fledermausbedingten Abschaltung der Anlagen fand mit Hilfe dieser modifizierten Leistungskennlinien für den angegebenen Dämmerungs- sowie Nachtzeitraum statt.

Da die Anlagen in der geplanten Konfiguration in den Nachtstunden bereits schallreduziert betrieben werden, ist an dieser Stelle eine genauere Betrachtung der Nacht- und Dämmerungsstunden hinsichtlich der zu verwendenden Leistungskennlinie notwendig.

Die nächtliche Schallreduktion gilt für den Zeitraum von 22 Uhr bis 6 Uhr. Diese insgesamt 8 Stunden wurden mit den schallreduzierten Leistungskennlinien in den entsprechenden Modi betrachtet. Die restlichen Stunden des Abschaltzeitraumes am Tag bzw. in den Dämmerungsstunden bis 22 Uhr wurden mit der Leistungskennlinie für die Tagesstunden berücksichtigt. Die Erträge mit fledermausbedingter Abschaltung wurden entsprechend den Anteilen an dem Abschaltzeitraum gewichtet berechnet.

Die nachfolgenden Tabellen zeigen die mittleren Jahresenergieerträge für den geplanten Windpark Straubenhardt vor bzw. nach erfolgter Abschaltung aufgrund Fledermausaktivität bei freier Anströmung, die entstandenen Verluste sowie die Ergebnisse mit Parkwirkung inkl. Schallreduktion und fledermausbedingter Abschaltungen.

Die Betriebsbeschränkung hinsichtlich der Abschaltgeschwindigkeit von 20 m/s aufgrund der Standsicherheit ist in allen nachfolgenden Ergebnissen bereits berücksichtigt.



WEA am Standort Straubenhardt	Freie Anströmung (Brutto)				Im Park (Netto)
	Mittlerer Jahresertrag ohne Fledermaus-Absch. (inkl. Schallreduktion)	Mittlerer Jahresertrag mit Fledermaus-Absch. (inkl. Schallreduktion)	Verluste durch Fledermausabschaltung		Mittlerer Jahresertrag mit Fledermaus-Absch. (inkl. Schallreduktion)
	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[-]	[MWh/a]
V14-01	7'647	7'612	35	0.5%	6'919
V14-02	8'188	8'151	37	0.4%	7'648
V14-03	8'745	8'717	28	0.3%	8'311
V14-04	8'280	8'244	37	0.4%	7'539
V14-05	8'820	8'792	28	0.3%	8'601
V14-06	8'505	8'470	34	0.4%	8'127
V14-10	9'452	9'419	33	0.3%	9'106
V14-11	8'677	8'638	39	0.5%	7'955
V14-12	7'300	7'258	42	0.6%	6'968
V14-13	8'451	8'414	37	0.4%	7'980
V14-14	8'279	8'244	35	0.4%	8'151
V14-15	7'768	7'734	35	0.4%	6'894

Tabelle 27: Übersicht zu den mittleren Jahresenergieerträgen unter Berücksichtigung der fledermausbedingten Abschaltung der geplanten Anlagen im Windpark Straubenhardt (Konfiguration VI).

Eine Zusammenfassung für die Jahresenergie im Windpark stellt die folgende Tabelle dar.

Windpark Straubenhardt	Mittlerer Jahresertrag		Verlust durch Fledermausabschaltung
	ohne Fledermausabschaltung	mit Fledermausabschaltung	
	[MWh/a]	[MWh/a]	[-]
Freie Anströmung (Brutto)	100'113	99'692	0.4%
Im Park (Netto)	94'648	94'199	0.5%

Tabelle 28: Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse zu den Ertragsverlusten durch Fledermausabschaltung für den Standort Straubenhardt, Konfiguration VI.



10.2.1 Ertragsverluste durch Schattenwurf

Im unabhängigen Schattenwurfgutachten MS-1309-173-BW Rev. 7 vom 07.10.2014 wurden an drei Immissionsorten Überschreitungen der zulässigen Richtwerte hinsichtlich Schattenwurf festgestellt. Daher müssen einige WEA über einen gewissen Zeitraum abgeschaltet werden. Die Verluste auf Grund dieser Abschaltung werden im Folgenden dargestellt.

Aus dem Schattenwurfgutachten ergibt sich, dass am Immissionsort A an 7 Tagen im Februar, an einem Tag im März und an 8 Tagen im Oktober die maximal zulässigen Schattenminuten am Tag überschritten werden. An den entsprechenden Tagen verursachen die Anlagen V14-13 und V14-14 den Schatten am Immissionsort A. Es findet kein gleichzeitiger Schattenwurf durch die genannten WEA am Immissionsort statt, so dass folglich immer nur eine WEA abgeschaltet werden muss. Es wurde davon ausgegangen, dass jeweils die Anlage V14-14 abgeschaltet wird, da es sich hierbei um die Anlage handelt, die am Ende des Schattenwurfzeitraums den Schatten hervorruft. Damit ergeben sich Abschaltzeiten der Anlage V14-14 von insgesamt 76 Minuten (Februar), 4 Minuten (März) und 82 Minuten (Oktober). Daraus ergibt sich, nach jahreszeitlicher Gewichtung, ein Verlust dieser Anlage im Jahresertrag von 0.1%.

Desweiteren sind die maximal zulässigen Schattenstunden pro Jahr an den Immissionsorten E und F mit 158 Minuten bzw. 535 Minuten überschritten. Zu Abschätzung der Ertragsverluste wurde zunächst die Anlage ermittelt, die am Ende des Jahres für den Schattenwurf maßgeblich ist. Anschließend wurden die entsprechenden Minuten der Abschaltung dieser Anlagen aufsummiert. Es ergeben sich Abschaltzeiten der Anlage V14-10 von 158 Minuten im Dezember (Immissionsort E) und 398 Minuten im November (Immissionsort F) sowie der Anlage V14-11 von 137 Minuten im Oktober (Immissionsort F). Daraus ergibt sich, nach jahreszeitlicher Gewichtung, ein Verlust der Anlagen im Jahresertrag von 0.2% (V14-10) bzw. 0.1% (V14-11).

Unter Berücksichtigung des Jahresenergieertrags aller Anlagen im Park ergibt sich ein Ertragsverlust aufgrund der Abschaltungen wegen Schattenwurf von weniger als 0.1%.



11 Hinweise zur Erstellung des Gutachtens

Im Nachfolgenden werden die Berechnungsgrundlagen stichpunktartig dargestellt, die es bei der Ergebnisbewertung zu berücksichtigen gilt.

- Von den dargestellten Berechnungsergebnissen wurden keine Abschläge (Sicherheitsabschlag, Leitungs-, Netz- und Trafoverluste, Abschlag für technische Nichtverfügbarkeit, etc.) einberechnet. Diese Abschläge sind vom Auftraggeber selbst vorzunehmen.
- Das Windgutachten gilt für einen Betriebszeitraum der geplanten Anlagen von 20 Jahren. Es ist darauf hinzuweisen, dass bei allen Langzeitextrapolationen ein rückwirkender Zeitraum herangezogen wird. Ändert sich das langjährige Windklima zukünftig, so ist dieses Berechnungsschema höheren Unsicherheiten unterworfen.
- Es wurde eine Überprüfung der RIX-Faktoren des Modells durchgeführt. Demnach ist das verwendete Modell WAsP für die Berechnung der Erträge nicht geeignet. Es wurde ein geeignetes CFD-Modell (WindSim) verwendet.
- Die Standorte der beiden Windmessungen (Mast und Lidar) liegen beide auf einer kleinen Lichtung im Wald. Der Wald wird als homogen angesehen, daher wird für die Berechnung keine zusätzliche Waldmodellierung durchgeführt.
- Die Lidarmessung wurde nicht über ein vollständiges Jahr durchgeführt. Saisonale Effekte können nicht ausgeschlossen werden.
- Falls die verwendeten Validierungsanlagen mit Leistungsreduktionen (z.B. schallreduzierter Betrieb, Schattenabschaltung, etc.) betrieben werden, die dem Gutachter nicht bekannt sind, kann dies zu einer Fehleinschätzung des hier berechneten Windparks führen.
- Nach der FGW-Richtlinie für Windenergieanlagen Teil 6 [9] sollte die oberste Messhöhe von Windmessung mindestens 2/3 der Nabenhöhe betragen. Diese Anforderung wird aktuell an Validierungsanlagen nicht gestellt. Dennoch soll an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass die Nabenhöhe der Validierungsanlage deutlich unterhalb von 2/3 der am Standort Straubenhardt geplanten Nabenhöhe liegt.
- Schallreduzierungen gelten in den Nachtstunden von 22 – 6 Uhr.
- Verluste aufgrund von Betriebsbeschränkungen werden in der vorliegenden Untersuchung berücksichtigt.
- Der ermittelte Energieertrag ergibt sich durch die Angabe des Anlagenherstellers einer angepassten Leistungskennlinie mit einer Abschaltgeschwindigkeit von 20 m/s (anstatt 25 m/s) basierend auf den Ergebnissen einer standortspezifischen Lastberechnung (Teilbereich F).
- Für die Betriebsbeschränkungen durch Fledermäuse wurden als meteorologische Eingangswerte die Reanalysedaten des MERRA Knotens 8.668° O / 49.000° N verwendet. Die Verhältnisse am Standort Straubenhardt können hiervon jedoch abweichen und stellen damit eine gewisse Unsicherheit dar. Im Anbetracht, dass keine meteorologischen Daten vor Ort bekannt sind, stellen sie jedoch eine gute und praktikable Grundlage von langjährigen meteorologischen Verhältnissen dar.
- Im durch den Auftraggeber zur Verfügung gestellten Fledermausgutachten [26] werden Empfehlungen zur Abschaltung der Anlagen zum Schutz der Fledermausaktivität am Standort Straubenhardt gegeben. Diese Abschaltungen sind parametrisiert hinsichtlich Niederschlag, Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe und Temperatur in Nabenhöhe für die Monate Juni, Juli und August zwischen 1 Stunde vor Sonnenuntergang bis Sonnenaufgang. Als konservativer Ansatz für alle 3 Monate die Geschwindigkeit der Fledermausbedingten Abschaltung auf 5.6 m/s und die Temperatur auf 13.8°C gesetzt.
- Die Ermittlung der zu erwartenden Ertragsverluste durch Schattenabschaltung basieren auf den Ergebnissen des Schattenwurfgutachtens MS-1309-173-BW, Rev 07. Es ist zu beachten, dass es sich bei den ermittelten Schattenwurfbelastungen um ein worst case-Szenario handelt. Bei der Berechnung wurde der mittlere Jahresgang der Energieerträge anhand des Merra-Index berücksichtigt. Es ist zu beachten, dass die tatsächlichen Ertragsdefizite von der tatsächlich vorherrschenden Windklimatologie sowie den jahres- und tageszeitlichen Schwankungen der Windgeschwindigkeiten abhängig sind.
- Das Gutachten wurde nach FGW-Richtlinie für Windenergieanlagen Teil 6 [9] Rev.8 erstellt. Es wurde keine Prüfung auf Konformität mit der aktuellen Rev. 9 der FGW-Richtlinie durchgeführt.



12 Abweichungen gegenüber den anerkannten Normen und Richtlinien

Im Nachfolgenden werden die Abweichungen des Gutachtens gegenüber den anerkannten Normen und Richtlinien stichpunktartig dargestellt.

- Zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung standen die Messdaten von 12 nicht zusammenhängenden Monaten zur Verfügung, da im Februar alle Daten fehlen. Der empfohlene Messzeitraum von einem zusammenhängenden Jahr ist damit nicht gewährleistet.
- Es lagen keine Kalibrierprotokolle zur Auswertung der Temperatur und des Luftdrucks für die Ermittlung der mittleren Luftdichte vor.
- Die mittlere Luftdichte wurde nicht aus Temperatur- und Luftdruckaufzeichnungen des Messmastes bestimmt, sondern über Daten von meteorologischen Stationen abgeleitet.
- Das Logbuch der Mastmessung lag nur in einer unvollständigen Form vor und umfasste nicht die gesamte Messperiode.
- Laut DIN EN 61400-12-1 [12] sind vorrangig vermessene Leistungskennlinien und Schubbeiwerte für die Modellierung von Vergleichsanlagen zu verwenden. Vom Anlagentyp Seewind 750/52 der Windkraftanlage Schömberg war jedoch nur eine berechnete Leistungskennlinie verfügbar.



13 Maßnahmen zur Steigerung der Belastbarkeit des Gutachtens

Derzeitige Belastbarkeit des Berichtes

Einstufung: A (Gutachten)



Unsicherheit: 15.40% (leicht erhöht)

Meteorologische Eingangsdaten

Die Repräsentativität der meteorologischen Eingangsdaten kann nur ausreichend bestätigt werden.

Die Validierungsanlage weist eine geringe technische Übereinstimmung (Rotor, Nabenhöhe, Leistung) mit der Planung auf. Die Validierungsdaten liegen als monatliche Erträge mit Verfügbarkeiten vor.

Das langjährige Windaufkommen ist ausreichend stabil berechnet und überprüft worden und kann mit dem derzeitigen Kenntnisstand nicht stärker stabilisiert werden.

Modellierung Windfeld

Die RIX-Analyse (Steigungsanalyse) und die Prüfung der Geländeeigenschaften weisen überhöhte Werte auf. Der vorliegende Standort kann als komplex bezeichnet werden. Es wurde eine geeignete 3D-Berechnung durchgeführt.

Eingangsdaten WEA

Die verwendete Leistungskennlinie entstammt einer Berechnung. Vermessene Leistungskennlinien könnten wesentlich zur Absenkung der Unsicherheiten beitragen.

Modellierung Parkwirkungsgrad

Der Parkwirkungsgrad beträgt 97.2% und entspricht für die gegebene Planung einen akzeptablen Wert. Keine weiteren Maßnahmen erforderlich.

Durch Veränderungen des Parklayouts kann die Unsicherheit nicht reduziert werden.

AAA	AA+	AA	AA-	A+	A	A-	BBB	BB	B	C
8 – 10%		10 – 12%		12 – 16%			16 - 20%			> 20%
Gutachten						Prognose			Abschätzung	

Optionen ² zur Belastbarkeitssteigerung des Berichtes (Indikativangabe)	
Einstufung Unsicherheit	 Option 1 A+ 14.1%
Option 1	Verwendung einer vermessenen Leistungskennlinie, Validierung mit Messdaten aus der Umgebung

² Die aufgezeigten Optionen stellen eine Auswahl an Möglichkeiten dar, um die Unsicherheit der Berechnung zu verringern. Neben weiteren Optionen sind auch Zwischenstufen denkbar.



Das vorliegende Gutachten wurde nach bestem Wissen und Gewissen und nach allgemeinen Regeln der Technik angefertigt. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass das durch den Auftraggeber bzw. Dritte zur Verfügung gestellte Material (Schriften, Aufzeichnungen, Daten, Diagramme, etc.) vom Auftragnehmer nicht auf Richtigkeit geprüft werden konnte, daher hierfür keine Fehlerfreiheit garantiert und keine Haftung übernommen werden kann.

Die ermittelten Ergebnisse sind nur im Kontext mit dem gesamten Gutachten und unter besonderer Berücksichtigung der Hinweise zu den Ergebnissen zu verstehen. Daher wird bei einer auszugsweisen Vervielfältigung keine Haftung oder Gewähr für die Ergebnisse übernommen.



14 Literaturverzeichnis

- [1] IEC 60050-415: Internationales Elektrotechnisches Wörterbuch, Berlin (D), 1999
- [2] Troen, Ib; Petersen, Erik L.; European Wind Atlas, Commission of the European Communities, Directorate-General for Science, Research and Development, Brussels, Belgium; Risø National Laboratory, Roskilde (DK), 1989
- [3] BWE-Windgutachterbeirat: Standard zur Erstellung von Windgutachten, Version 2.0, Kassel (D), 03.02.2005
- [4] Jensen, N.O. A Note on Wind Generator Interaction. Risø-M-2411, Risø National Laboratory, Roskilde (DK), 1984
- [5] Katic, I., J. Højstrup, and N.O. Jensen (1986). A Simple Model for Cluster Efficiency. Proceedings of EWEC'86 European Wind Energy Association, Conference and Exhibition, Rome, 7-9 October 1986. Eds. W. Palz and E. Sesto. Published by A. Raguzzi, Rome, Vol. I, 407-410
- [6] IEC 61400-1: Wind Turbines – Part 1: Design Requirements, International Electrotechnical Commission, Geneva (CH), Aug. 2005
- [7] IEC 61400-12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines, Geneva (CH), Dec. 2005
- [8] Albers, H. Klug, D. Westermann: Outdoor comparison of cup anemometers, DEWI, Wilhelmshaven (D), 2000
- [9] Fördergesellschaft Windenergie e.V.: Teil 6: Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen, Kiel (D), Rev. 08, 19.05.2011
- [10] DWD: Winddaten für Windenergienutzer, Version 6, 2. Auflage, Potsdam (D), 2012
- [11] Keiler, Häuser: Windindex V2011, Münster 2012
- [12] DIN EN 61400-12-1: Windenergieanlagen – Teil 12-1: Messung des Leistungsverhaltens einer Windenergieanlage (IEC 61400-12-1:2005); Deutsche Fassung EN 61400-12-1:2006; Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik; Frankfurt am Main; Juni 2006
- [13] TÜV SÜD Industrie Service GmbH, AN-WG-1309-480-BW-DE (UPDATE 3) vom 27.09.2013, Regensburg
- [14] Wirsol Wind GmbH, Beauftragung WP Straubenhardt, Waghäusel, 27.09.2013
- [15] TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Cordula Englert und Daniela Pfab: Checkliste Standortbesichtigung: Straubenhardt vom 10.12.2009, Regensburg, 2009
- [16] Wirsol Wind GmbH, Eryk Lach, Koordinaten WP Straubenhardt, per Mail, Waghäusel, 24.09.2013
- [17] AAWCS-002: Ermittlung des Windpotentials und Bestimmung des Energieertrages. QM Arbeitsanweisung der Abteilung Wind Cert Services, Rev. 06
- [18] AAWCS-008: Georeferenzierung, QM Arbeitsanweisung der Abteilung Wind Cert Services, Rev. 00
- [19] AAWCS-009: Rauigkeiten, QM Arbeitsanweisung der Abteilung Wind Cert Services, Rev. 00
- [20] Thomas Dirksen, Installationsbericht der WM Straubenhardt



- [21] Baden-Württemberg TK50: Landesamt für Geoinformation und Landentwicklung Baden-Württemberg, TOP10 Ortsplan 1:10'000 Baden-Württemberg, Version1, 2008
- [22] Landesamt für Geoinformation und Landentwicklung Baden-Württemberg, Digitales Geländemodell DGM25, 2009
- [23] EADS Deutschland GmbH, Informationen zum Geogrid®-Viewer V6, 2008
- [24] WindSim 5.1., WindSim AS Tønsberg (N) 2010.
- [25] Ishihara, T., Yamaguchi, A., Fujino, Y., Development of a New Wake Model Based on a Wind Tunnel Experiment, Global Wind Power, 2004 (http://windeng.t.u-tokyo.ac.jp/posters/2004_gwp_poster.pdf)
- [26] Wirsol Windpark Straubenhardt GmbH & Co. KG, Eryk Lach, Fledermausgutachten für den Standort Straubenhardt, per E-Mail, 15.10.2014
- [27] Berechnete Leistungskennlinie für SWT-3.0-113, 3.0 MW, Doc E-R-WP-CTO-40-0000-2382-01, 19.01.2012; LK für SWT-3.0-113, schallreduziert: Doc E W CTO-40-0000-5679-00, 27.06.2013



15 Anhang

15.1 Das Modell WindSim

15.1.1 Das Berechnungsmodell

WindSim [24] ist eine Benutzersoftware und baut auf die CFD Software Phoenics auf. Sie wurde speziell für die Berechnung der Windströmung und des Ertrags entwickelt. Die TÜV SÜD Industrie Service GmbH ist lizenzierter Benutzer von WindSim und verwendete für die hier durchgeführten Berechnungen dieses Programm.

WindSim basiert auf der Navier-Stokes Gleichung und betrachtet stationäre / instationäre Strömungen, kompressible / inkompressible Strömungen und Newton'sche Fluide. Außerdem beinhaltet WindSim das k-ε Turbulenzmodell und beruht auf der Finite-Elemente-Methode zur Integration der Differentialgleichungen. Zur Berechnung werden als Anfangswerte verschiedene Randbedingungen vorgegeben, daraufhin werden die Gleichungen des Strömungsfeldes iterativ gelöst.

WindSim ist aus sechs Modulen aufgebaut. Diese Module (Terrain, Windfeld, Objekte, Resultate, Windpotenzial, Energie) werden nacheinander abgearbeitet und die Ergebnisse bauen aufeinander auf.

Im Folgenden sollen die Navier-Stokes Gleichungen ausführlich beschrieben werden, welche die Grundlage für die Modellierung mit WindSim bilden.

Die Navier-Stokes Gleichungen beschreiben die Bewegung von Fluiden wie Gasen und Flüssigkeiten. Diese Gleichungen bilden die Grundlage für z.B. die Simulation der Aerodynamik von Fahrzeugen, Flugzeugen, die Strömungsmodellierung von Wettersystemen und Meeresströmungen, die Modellierung der Luftströmung einer Klimaanlage in einem Raum oder der Luftströmung über eine Landschaft zur Berechnung des Energieertrages von Windparks. Die Navier-Stokes Gleichungen sind nicht-lineare partielle Differentialgleichungen. Sie stellen keine direkte Verbindung zwischen den Lösungsvariablen her sondern verknüpfen die Lösungsvariablen durch ihre Veränderungen. Die Lösung der inkompressiblen Navier-Stokes Gleichungen ist ein Geschwindigkeitsfeld und beschreibt die Geschwindigkeit des Fluides an einem Ort zu einer Zeit. Die Navier-Stokes Gleichungen modellieren die Bewegung von Newton'schen Fluiden, deren Viskosität unabhängig von der Fließgeschwindigkeit ist. Beispiele dafür sind Wasser und Luft. Für Nicht-Newton'sche Fluide müssen die Gleichungen kompliziert abgeändert werden und der Lösungsaufwand erhöht sich durch eine höhere Anzahl von Variablen.

Die Navier-Stokes Gleichungen (Impulsgleichungen) sind nachfolgend in kartesischer Koordinatenform abgebildet:

$$\begin{aligned} \rho \left(\frac{\partial u}{\partial t} + u \frac{\partial u}{\partial x} + v \frac{\partial u}{\partial y} + w \frac{\partial u}{\partial z} \right) &= k_x - \frac{\partial p}{\partial x} + \eta \left(\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial z^2} \right) \\ \rho \left(\frac{\partial v}{\partial t} + u \frac{\partial v}{\partial x} + v \frac{\partial v}{\partial y} + w \frac{\partial v}{\partial z} \right) &= k_y - \frac{\partial p}{\partial y} + \eta \left(\frac{\partial^2 v}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial z^2} \right) \\ \rho \left(\frac{\partial w}{\partial t} + u \frac{\partial w}{\partial x} + v \frac{\partial w}{\partial y} + w \frac{\partial w}{\partial z} \right) &= k_z - \frac{\partial p}{\partial z} + \eta \left(\frac{\partial^2 w}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial z^2} \right) \end{aligned} \quad [15.1]$$

Die Navier-Stokes Gleichungen werden aus Newtons Gesetz $F = m \cdot a$ abgeleitet. Die Variablen u , v , w sind die Geschwindigkeitsanteile in x , y und z Richtung. Die linke Seite der Gleichungen beschreibt die Beschleunigungsanteile und die rechte Seite der Gleichungen enthält mit $k_{x,y,z}$ einen spezifischen Volumenkraftanteil z.B. Schwerkraft, Corioliskraft, Fliehkraft pro Volumen und die Reibungsanteile durch Viskosität.



Beim Herleiten der Gleichungen wurden folgende Annahmen berücksichtigt:

$\rho = \text{const.} \rightarrow$ inkompressible Strömung

$\eta = \text{const.} \rightarrow$ Newton'sches Fluid

Eine zusätzliche Gleichung für den Druck p zum Schließen des Systems ist nötig (Kontinuitätsgleichung).

Die Lösung der obigen Navier-Stokes Gleichung für die Geschwindigkeit ergibt somit ein Geschwindigkeitsfeld, welches als Vektor v angegeben wird (Inkompressibler Fall d.h. Dichteänderung entlang der Teilchenbahn verboten).

$$\vec{v} = \begin{pmatrix} u(x, y, z, p, t) \\ v(x, y, z, p, t) \\ w(x, y, z, p, t) \end{pmatrix} \quad [15.2]$$

Der Einfluss der Temperatur wird in diesem Gleichungssystem nicht berücksichtigt, aber thermodynamische Gleichungen können prinzipiell als Erweiterung zu den dynamischen Grundgleichungen angegeben werden. Das Differentialgleichungssystem müsste - um die Natur korrekt abzubilden - um die jeweiligen Gleichungen und Terme erweitert werden.

Um eine CFD-Berechnung durchzuführen, muss das kontinuierliche Volumen über der Geländeoberfläche in diskrete Teilvolumina aufgeteilt werden. Die Navier-Stokes Gleichung wird für jeden Zellenmittelpunkt unter Einbeziehung der Ergebnisse der Nachbarzellen gelöst. Dadurch wird ein kontinuierlicher Luftstrom im Untersuchungsgebiet simuliert. Weiterhin muss der Luftstrom nach oben gedeckelt sein. Dadurch wird für jeden der berechneten 12 Sektoren ein Windtunnel simuliert. Für die Höhe der oberen Deckschicht wird der maximale Höhenunterschied des untersuchten Geländes ermittelt, der senkrecht zum betrachteten Luftstrom diesen blockiert. Für schlüssige Ergebnisse darf diese Blockierung nur maximal 5% darstellen, wodurch die Gesamthöhe des Modellvolumens bestimmt ist.

In der Höhe werden meist zwischen 20 und 30 Zellen berechnet, wobei der Abstand der Zellen uneinheitlich ist. In Bodennähe liegen diese enger zusammen als am vertikalen Modellrand.

Für ein geschlossenes System müssen weiterhin bestimmte Randbedingungen angenommen werden. Als obere Randbedingung wird ein konstanter Windvektor gewählt. Dies bedeutet, dass bei einer vertikalen Windgeschwindigkeit größer null ein Luftmassenaustritt durch die Deckenschicht des Modells gestattet ist. Dies ist in komplexen Gebieten zu bevorzugen. Als seitliche Randbedingung können Berechnungsergebnisse von vorherigen Berechnungen gewählt werden. Dies liefert genauere Ergebnisse als ein einfaches logarithmisches Windprofil. Dazu wird die Berechnung des Windpotenzials in zwei bis drei Schritten durchgeführt: Im ersten Modellierungsschritt wird ein großes Gebiet, z.B. von 70 km x 70 km mit einer Auflösung von 100 m x 100 m berechnet, welches die Untersuchungsregion umfasst. Zweck dieser ersten Modellierung ist es, einen Rahmen für eine deutlich feinere Auflösung, wie sie für ein Windgutachten nötig ist, zu erstellen und dieser Randbedingungen vorzugeben. In einem zweiten Schritt wird das Modellgebiet verkleinert und über eine Box in Box-Modellierung mit einer deutlich feineren Auflösung berechnet.

Im Untersuchungsgebiet wird der Luftstrom für 12 unterschiedliche Sektoren je 30° berechnet. Für jeden Sektor wird eine bestimmte Anzahl von Schritten (Iterationen) für jeden Zellenmittelpunkt durchgeführt. Die variablen Parameter in der Navier-Stokes Gleichung sind alle drei Komponenten des Windgeschwindigkeitsvektors (u_1, v_1, w_1), die kinetische Energie (KE) und die Dissipationsrate (EP). Das Ergebnis ist stationär (konvergiert), falls sich für das gesamte Gebiet von einer Iteration zur nächsten keine Veränderung der berechneten Werte ergibt. Dies wird anhand eines ausgewählten Zellenwertes (spot value) und anhand der

Summe aller Veränderung von einer Iteration zur nächsten für alle Zellen im Untersuchungsgebiet überprüft. Dies ist beispielhaft für einen Sektor in der nachfolgenden Abbildung dargestellt: Es werden die relativen Größen für die Windgeschwindigkeitsvektoren (u_1 , v_1 , w_1), die kinetische Energie (KE) und die Dissipationsrate (EP) mit der Anzahl der Iterationen gezeigt. Wie man aus der Abbildung erkennen kann, zeigen die relativen Größen im Bereich von ca. 0 – 100 Iterationen stark abweichende Werte auf. Im Bereich von 100 – 200 Iterationen nähern sie sich einem stabilen Wert an. Ab ca. 200 Iterationen ändert sich das Ergebnis kaum oder nicht mehr. Die rechte Seite der Abbildung stellt die Residuen (Fehler) mit der Änderung der Iterationen dar. In dem Bereich 0 – 30 Iterationen ist der Fehler noch maximal. Ab 30 – 150 Iterationen ist ein starker Abfall des Fehlers zu erkennen. Ab 150 – 200 Iterationen nimmt der Fehler für alle Werte weiter ab und wird ab ca. 200 Iterationen minimal.

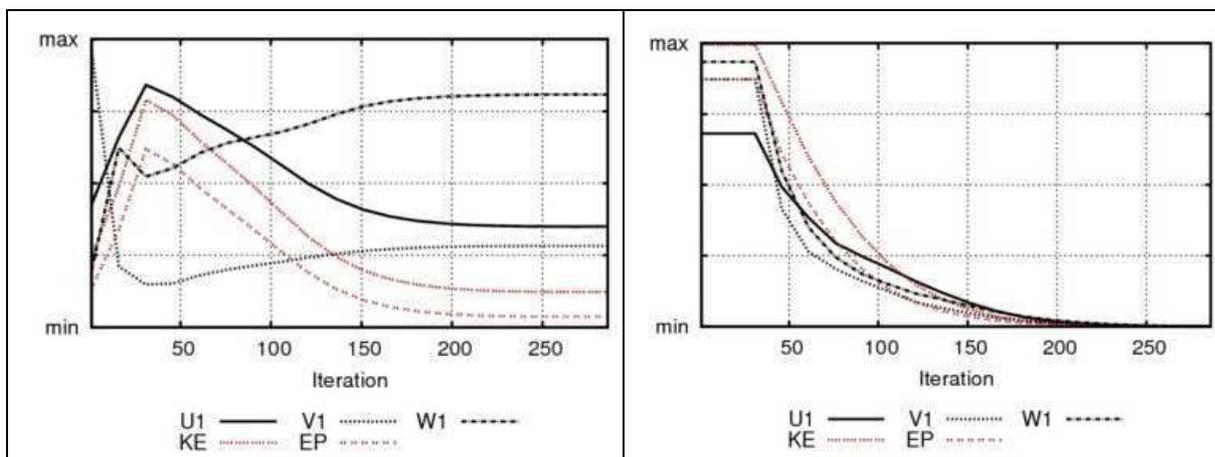


Abbildung 21: Darstellung der relativen Größen und deren Änderung mit der Anzahl der Iterationen (links) und Darstellung des Residuums für die jeweilige relative Größe in Abhängigkeit der Iterationen (rechts).

Eine geeignete Anzahl an Iterationen (Berechnungen) ist demnach notwendig, um Werte konvergieren zu lassen und den Fehler zu minimieren.

15.1.2 Das verwendete Windpark-Modell

Für die Ermittlung der Reduktion des Energieertrages einer abgeschatteten WEA durch eine im Windpark stromaufwärts vorgelagerte WEA stehen in WindSim drei Parkmodelle zur Verfügung. Bei allen dreien handelt es sich um analytische Methoden, die nicht CFD-basiert sind. Die drei verfügbaren Modelle berechnen jeweils ein normalisiertes Windgeschwindigkeitsdefizit, welches auf der im Modul „Windfeld“ implementierten Winddatenbasis aufbaut.

Wake model 1

Das ausgewählte Windpark-Modell basiert auf dem so genannten Jensen-Modell, welches eine lineare Ausbreitung der Nachlaufströmung mittels des „wake decay“ Faktors k beschreibt. Wobei dieser Faktor mit zunehmender Umgebungsturbulenz steigt, typische Werte sind 0.04 bis 0.075. Das Windgeschwindigkeitsdefizit wird mittels des Schubbeiwerts c_t rechnerisch mit der nachfolgenden Formel bestimmt [5]:

$$v_x = \frac{1 - \sqrt{1 - c_t}}{1 + \left(\frac{2kx}{D}\right)^2} \quad [15.3]$$

mit



$$k = A \cdot \log\left(\frac{h}{z_0}\right),$$

$$A = 0.5$$

Des Weiteren bezeichnet D den Rotordurchmesser und h die Nabenhöhe des jeweiligen WEA-Typen und z_0 gibt die Rauigkeitslänge an.

Der Parkwirkungsgrad (η_{farm}) beschreibt das Verhältnis des von der gestörten (abgeschatteten) WEA (E_{wake}) zur frei angeströmten WEA produzierten Energieertrages (E_{free}).

$$\eta_{farm} = \frac{E_{wake}}{E_{free}} \quad [15.4]$$



15.2 Anpassungen des Modells

15.2.1 Modellkorrekturen und Parametrisierung

Zusätzlich zu den im vorangegangenen Kapitel beschriebenen Anpassungen können weitere Korrekturen angewendet werden. Abhängig von bestimmten Standortfaktoren kann das Modell des Europäischen Windatlas zu modellarisch als richtig anzunehmenden, jedoch in der Realität nicht zu beobachtenden Berechnungsergebnissen führen.

Aufgrund langjähriger Erfahrung mit Berechnungen durch das europäische Windatlas-Modell hat die TÜV SÜD Industrie Service GmbH eine Reihe von Indikatoren entwickelt, welche zur Erkennung dieser modellarischen Über- bzw. Unterbewertungen beitragen. Im Programm WAsP sind Routinen implementiert, die zur Korrektur von Berechnungen verwendet werden. Korrekturen können dabei je nach Bedarf sektoriell auf die beiden Kanäle Windgeschwindigkeit und Windrichtung angewendet werden. Ziele dieser Anpassung können dabei meteorologische Stationen und Windmessungen sowie geplante WEA Standorte sein.

Beispiele für korrigierende Eingriffe:

- Tunnel- und Kanalisierungseffekte (Ergänzung des Orographiemodells)
- Abschattungseffekte (Ergänzung des Orographie- oder Hindernismodells)
- Ergänzende Modellierung komplexer Hindernisse (Hindernismodell)
- Komplexe orographische Verhältnisse (wie an Steilküsten, Mittelgebirgs- und Gebirgslagen)
- Andere lokale oder regionale Einflüsse oder Ergebnisse anderer Modelle
- Leeseitige Standorte hinsichtlich der Hauptwindrichtung

Die Anwendung von korrigierenden Eingriffen wird nur unter komplexen Umständen, wie oben angegeben, und unter eingehender Betrachtung der Gesamtheit des Projektes durchgeführt. Die Anwendung von Korrekturen erfolgt unter mehreren Abwägungen:

- Genaue Betrachtung der meteorologischen Eingangsdaten
- Berücksichtigung der orographischen Bedingungen
- Betrachtung der klimatologischen Verhältnisse

Diese Anwendung der Korrekturfaktoren sollte nur nach reiflicher Überlegung und von Experten auf dem Gebiet der Windenergieermittlung durchgeführt werden.

15.2.2 Orographisch komplexe Gebiete (Bewertung RIX und Δ RIX)

Bei komplex gegliedertem Gelände neigt das Modell des Europäischen Windatlas zu Fehlbewertungen von Windgeschwindigkeiten. Dies tritt vor allem in orographisch stark gegliedertem Gelände auf, welches den Anforderungen des linearen Strömungsmodells nicht mehr entspricht. Diese Art von Gelände tritt vor allem in Mittelgebirgs- und Gebirgslagen, ggf. in Gebieten mit Bruchkanten und Steilhängen wie bspw. Küstengebieten auf.

Der Auftragnehmer bewertet gemäß den Vorschlägen des europäischen Windatlas den Grad an Komplexität des Geländes mit dem „ruggedness index“ (RIX). Die Berechnung des RIX-Wertes erfolgt mehrmalig sektorweise in einem bestimmten Umkreis, innerhalb dessen der Längenanteil der Steigung ermittelt wird, die über einem kritischen Schwellenwert liegt.

Dabei können RIX-Werte am Herkunftsgebiet (bspw. der meteorologischen Daten) und am Anwendungsgebiet (bspw. an einem Standort) berechnet werden. Ist die Berechnung beider Werte im Modellgebiet möglich, kann die Differenz als Δ RIX-Wert ausgegeben werden. Der Δ RIX-Wert gilt letztlich als Indikator für die Unterschiedlichkeit der Komplexität des orographischen Eingangsdatensatzes und damit auch als Indikator für die Belastbarkeit der Be-



rechnungsergebnisse. Fehlbewertungen treten vor allem an orographisch komplexen Geländeformen auf, an denen die Annahmen des Modells des Europäischen Windatlas gestört sind. Große Unterschiede in den RIX-Werten können zu hohen Fehlbewertungen der berechneten mittleren Windgeschwindigkeiten führen.

Die Genauigkeit der Vorhersage hängt von der Relation der RIX-Werte beider Standorte, also dem Δ RIX-Wert, ab. Bei RIX-Werten nahe 0% folgt die Strömung den Gegebenheiten der Oberflächengestalt. Bei RIX-Wert ungleich 0% können Strömungsabrisse und Fehlbewertungen des Modells auftreten. Bei einem Δ RIX-Wert nahe 0% können die durch die Orographie geprägten Anströmbedingungen als vergleichbar gewertet werden. Bei einem Δ RIX-Wert ungleich 0% können verschiedene Fälle unterschieden werden:

- Das Herkunftsgebiet (z. B. die meteorologische Station) und der vorherzusagende Standort (z. B. die geplante WEA) sind mit erhöhten RIX-Werten bewertet worden, die jedoch in ihrer Ausprägung vergleichbar sind. Damit liegen vergleichbare Strömungsverhältnisse vor. Die Modellfehler sind signifikant aber gleichartig in ihrem Auftreten. Die Aussagekraft des Modells sollte weiterhin gegeben sein, da die beiden Fehler sich aufheben.
- Das Herkunftsgebiet der meteorologischen Daten ist als orographisch komplex (erhöhter RIX-Wert), der vorherzusagende Standort als wenig komplex (geringer RIX-Wert) bewertet worden. Folglich ist der Δ RIX-Wert ungleich 0%. Die Modellfehler sind dann als signifikant und ungleich anzunehmen, es findet eine Unterschätzung der Windgeschwindigkeit mit einem signifikant negativen Fehler statt.
- Das Herkunftsgebiet der meteorologischen Daten ist als orographisch weniger komplex (geringer RIX-Wert) als der vorherzusagende Standort (erhöhter RIX-Wert) bewertet worden. Der Modellfehler ist dann als signifikant und ungleich anzunehmen, es findet eine Überschätzung der Windgeschwindigkeit mit einem signifikant positiven Fehler statt.

Werden aufbereitete Statistiken als meteorologische Eingangsdaten verwendet, wie sie z.B. für den deutschen Raum vom Deutschen Wetterdienst (DWD) angeboten werden, liegen diese häufig außerhalb des Modellgebietes und eine Berechnung des Δ RIX-Werts im gleichen Modell ist nicht möglich. In diesem Fall wird nur der vorherzusagende Standort selbst anhand der ermittelten RIX-Werte bewertet. Es ist jedoch ein Vergleich mit den dokumentierten RIX-Werten der meteorologischen Stationen möglich.

Überschreiten die RIX-Werte am Untersuchungsstandort einen Schwellenwert, kann eine 3D-Modellierung empfohlen werden.

15.3 Standortbesichtigungen und notwendige Begutachtungen

Den Ausgangspunkt der Berechnungen bildet eine Standortbesichtigung des geplanten Windparkgeländes und eventuell am Standort vorhandener Windmessungen. Hinzu kommt die Besichtigung von nahe liegenden meteorologischen Stationen, um so die Anströmbedingungen für die im Einsatz befindliche Sensorik aufzuzeichnen und mittels der vorhandenen Daten wenn nötig zu korrigieren. Zusätzlich werden, soweit Windkraftanlagen im Betrachtungsraum vorhanden sind, die zu Validierungszwecken herangezogen werden können, diese ebenfalls besichtigt.

15.3.1 Begutachtung des Windparkgeländes

Die Standortbesichtigung dient zur Kartierung der nahen und unmittelbaren Umgebung. Nach der Lokalisierung der Anlagenstandorte wird die unmittelbare und nähere Umgebung kartiert. In unmittelbarer Umgebung werden potenzielle Hindernisse und Waldkomplexe ausgemacht, vermessen und kartiert, in näherer Umgebung wird die Landnutzung und Orographie aufgenommen. Alle Daten werden in ein standardisiertes Protokoll zur späteren Verar-



beutung eingetragen. Auf Grundlage der erhaltenen Informationen und nach Sichtung der gemessenen Daten erfolgt eine gutachterliche Bewertung der Standortumgebung.

Bei der Standortbesichtigung und Begutachtung werden folgende Methoden und Prüfungen angewendet:

- Feststellung der Koordinaten der geplanten Anlagenstandorte durch GNSS – GPS
- Aufnahme von geokodierten Panorama-Fotos zur Dokumentation der Umgebung
- Kartierung der unmittelbaren Umgebung zur Aufnahme von Hindernissen
- Kartierung der näheren Umgebung zur Aufnahme der allgemeinen Orographie und Landnutzung
- Genaue Beschreibung der Umgebung hinsichtlich Orographie, Landnutzung und weiterer Geofaktoren

15.3.2 Begutachtungen von Windmessungen

Die Standortbesichtigung und Begutachtung einer Windmessung dient zur exakten Lokalisierung des Standortes, der Inspektion sämtlicher Messgeräte sowie der genauen Kartierung der nahen und unmittelbaren Umgebung.

Der Standort der Windmessung wird zunächst genau lokalisiert und ihre Ausstattung an Messgeräten (Hersteller und Typ) aufgenommen. Die Montage der Messgeräte am Mast wird genau vermessen und jeder Messdurchgang protokolliert. Die Messgeräte werden mit den Angaben aus dem Mess- und Installationsbericht verglichen. Nach der genauen Lokalisierung wird die unmittelbare und nähere Umgebung des Standortes kartiert. In unmittelbarer Umgebung werden potenzielle Hindernisse ausgemacht, vermessen und kartiert, in näherer Umgebung wird die Landnutzung und Orographie aufgenommen. Alle Daten werden in ein standardisiertes Protokoll zur späteren Verarbeitung eingetragen. Auf Grundlage der erhaltenen Informationen und nach Sichtung der gemessenen Daten erfolgt eine gutachterliche Bewertung der Windmessung und ihrer Windmessdaten.

Bei der Standortbesichtigung und Begutachtung werden folgende Methoden und Prüfungen angewendet:

- Feststellung der Koordinaten des genauen Standortes durch GNSS – GPS
- Aufnahme von geokodierten Panorama-Fotos zur Dokumentation der Umgebung
- Kartierung der unmittelbaren Umgebung zur Aufnahme von Hindernissen
- Kartierung der näheren Umgebung zur Aufnahme der allgemeinen Orographie und Landnutzung
- Genaue Beschreibung der Umgebung hinsichtlich Orographie, Landnutzung und weiterer Geofaktoren
- Aufzeichnung aller Messgeräte und Protokollierung der Art und Montage
- Laservermessung der Höhenanbringung von Messgeräten
- Vermessung aller die Messgeräte beeinflussenden Hindernisse oder anderer störender Faktoren
- Überprüfung der Funktionalität des verwendeten Datenloggers – soweit möglich
- Vor-Ort-Überprüfung der Angaben aus dem Messbericht oder Installationsprotokoll



15.3.3 Begutachtungen von meteorologischen Stationen

Die Begutachtung einer meteorologischen Station dient zur gutachterlichen Bewertung der meteorologischen Station, der gemessenen Daten und damit zur Einstufung ihrer Verlässlichkeit.

Der Standort der meteorologischen Station wird zunächst genau lokalisiert und die Ausstattung an Messgeräten (Hersteller und Typ) aufgenommen. Die Montage der Messgeräte am Mast wird genau vermessen und jeder Messdurchgang protokolliert. Nach der genauen Lokalisierung wird die unmittelbare und nähere Umgebung der meteorologischen Station kartiert. In unmittelbarer Umgebung werden potenzielle Hindernisse ausgemacht, vermessen und kartiert. In näherer Umgebung wird die Landnutzung und Orographie aufgenommen. Alle Daten werden in ein standardisiertes Protokoll zur späteren Verarbeitung eingetragen. Auf Grundlage der erhaltenen Informationen und nach Sichtung der gemessenen Daten erfolgt eine gutachterliche Bewertung der meteorologischen Station und ihrer gemessenen Winddaten.

Bei der Standortbesichtigung und Begutachtung werden folgende Methoden und Prüfungen angewendet:

- Feststellung der Koordinaten des genauen Standortes durch GNSS – GPS
- Aufnahme von geokodierten Panorama-Fotos zur Dokumentation der Umgebung
- Genaue Beschreibung der Umgebung hinsichtlich Orographie, Landnutzung und weiterer relevanter Geofaktoren
- Dokumentation der Messgeräte sowie ihrer Anbringung
- Laservermessung der Höhenanbringung von Messgeräten
- Vermessung aller die Messgeräte beeinflussenden Hindernisse oder anderer störender Faktoren

15.3.4 Begutachtungen von vorhandenen nahe liegenden Windkraftanlagen

Die Begutachtung und Standortbesichtigung von in der Nähe des Standortes gelegenen Windkraftanlagen dient zur gutachterlichen Bewertung ihrer Daten und der Eignung zu Validierungszwecken. Dabei werden die Standorte genau lokalisiert und der Typ der Windenergieanlage oder des Windparks festgestellt. In näherer Umgebung wird die Landnutzung und Orographie aufgenommen. Alle Daten werden in ein standardisiertes Protokoll zur späteren Verarbeitung eingetragen. Auf Grundlage der erhaltenen Informationen und nach Sichtung der gemessenen Daten erfolgt eine gutachterliche Bewertung der aufgezeichneten Validierungsdaten der Windenergieanlage oder des Windparks.

Bei der Standortbesichtigung einer Windkraftanlage oder eines Windparks kommen folgende Methoden zum Einsatz:

- Feststellung der Koordinaten des Standortes bzw. der genauen Standorte durch GNSS – GPS
- Fotografische Aufnahme der Anlage bzw. der Anlagen sowie eines geokodierten Panoramas
- Kartierung der unmittelbaren Umgebung zur Aufnahme von Hindernissen
- Kartierung der näheren Umgebung zur Aufnahme der allgemeinen Orographie und Landnutzung
- Genaue Beschreibung der Umgebung hinsichtlich Orographie, Landnutzung und weiterer Geofaktoren

15.4 Panorama-Fotos am Messstandort des Windparks Straubenhardt

Nord



Nordost



Ost



Südost



Süd



Südwest



West



Nordwest





15.5 Auszüge der verwendeten Leistungskennlinien

15.5.1 Leistungskennlinie Konfiguration VI

SIEMENS

Power Curve, Noise Settings, Rev. 0, SWT-3.0-113

Document ID: E W CTO-40-0000-5679-00

GBI / 2013.06.27

Restricted

Siemens corporate proprietary information

SWT-3.0-113

Power Curve, Noise Settings, Rev. 0

The calculated power curve data are valid for standard air density conditions of 15 deg.C air temperature, 1013 hPa air pressure and 1.225 kg/m³ air density, clean rotor blades, substantially horizontal, undisturbed air flow, normal turbulence intensity and normal wind shear.

Wind [m/s]	Power values [kW] at different maximum acoustic emission Settings						
	Standard setting	Setting -1dB	Setting -2dB	Setting -3dB	Setting -4dB	Setting -5dB	Setting -6dB
0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0
3	66	66	66	66	66	66	66
4	172	172	172	172	172	172	172
5	352	352	352	352	352	352	352
6	623	623	623	623	623	623	623
7	1003	1003	1003	1002	1001	999	992
8	1503	1502	1500	1494	1477	1462	1425
9	2119	2105	2089	2057	1987	1935	1847
10	2695	2648	2590	2513	2372	2277	2158
11	2942	2854	2749	2636	2473	2370	2259
12	2994	2892	2770	2648	2482	2379	2274
13	3000	2898	2772	2648	2483	2379	2276
14	3000	2897	2772	2648	2483	2379	2276
15	3000	2897	2772	2648	2483	2379	2276
16	3000	2897	2772	2648	2483	2379	2276
17	3000	2897	2772	2648	2483	2379	2276
18	3000	2897	2772	2648	2483	2379	2276
19	3000	2897	2772	2648	2483	2379	2276
20	3000	2897	2772	2648	2483	2379	2276
21	3000	2897	2772	2648	2483	2379	2276
22	3000	2897	2772	2648	2483	2379	2276
23	3000	2897	2772	2648	2483	2379	2276
24	3000	2897	2772	2648	2483	2379	2276
25	3000	2897	2772	2648	2483	2379	2276

The annual energy production data for different annual mean wind speeds in hub height are calculated from the above power curve assuming a Rayleigh wind speed distribution, 100 percent availability, and no reductions due to array losses, grid losses, or other external factors affecting the production.

Wind [m/s]	Energy [MWh]						
5.0	5415	5371	5319	5252	5135	5053	4932
5.5	6770	6697	6610	6504	6325	6202	6032
6.0	8106	8000	7872	7720	7475	7307	7085
6.5	9408	9284	9090	8891	8574	8361	8088
7.0	10670	10485	10263	10012	9623	9364	9041
7.5	11844	11619	11347	11046	10586	10283	9914
8.0	12919	12653	12334	11984	11458	11113	10702
8.5	13907	13602	13237	12840	12252	11867	11417
9.0	14798	14457	14048	13608	12961	12541	12057
9.5	15592	15217	14768	14287	13588	13136	12620
10.0	16288	15883	15396	14879	14133	13652	13109



15.5.2 Leistungskennlinie der Validierungsanlage Seewind 750/52

Für den Standort Schömberg luftdichtkorrigierte Leistungskennlinie, interpolierte ct-Wert

v	P	ct
[m/s]	[kW]	[-]
3	4	0.1
3.5	16	0.45
4	29	0.8
4.5	50	0.81
5	72	0.819
5.5	99	0.835
6	128	0.85
6.5	161	0.835
7	194	0.819
7.5	239	0.799
8	284	0.779
8.5	327	0.76
9	370	0.74
9.5	419	0.71
10	468	0.68
10.5	521	0.65
11	574	0.62
11.5	622	0.585
12	670	0.55
12.5	697	0.52
13	724	0.49
13.5	750	0.46
14	777	0.43
14.5	788	0.405
15	790	0.379
15.5	785	0.349
16	778	0.319
16.5	770	0.3
22	750	0.17



15.6 Prüfkriterien zur Qualitätsverbesserung der Datenbelastbarkeit von Windmessdaten

Um zu gewährleisten, dass die für die weitere Untersuchung verwendeten Daten für die Generierung einer Windstatistik belastbar sind, werden diese verschiedenen Prüfkriterien unterzogen. Das standardisierte Verfahren, das die Datenbelastbarkeit gewährleisten soll, wird im Folgenden allgemein beschrieben. Fehlerhafte bzw. unplausible Daten werden identifiziert und aussortiert, um diese für die weitere Verwendung auszuschließen. Die absolute Sicherheit einer Fehlerfreiheit der Daten kann jedoch auch nach Anwendung aller Prüfverfahren nicht gewährleistet werden (z. B. schleichender Lagerschaden, Verkabelungsfehler, etc.).

Nach jeder Plausibilitätsprüfung wird der erhaltene Datensatz mit den Ursprungsdaten hinsichtlich der Datenanzahl und der Veränderung des Mittelwertes verglichen, um so zu gewährleisten, dass die eingegangenen Datenverluste plausibel und im Rahmen der Prüfung sind. Somit kann gewährleistet werden, dass ein unbeabsichtigtes Entfernen von echten Datensätzen während der Prüfung und Filterung vermieden wird.

Es soll darauf hingewiesen werden, dass für Daten, die nur in Form von Mittelwerten oder Statistiken vorliegen, keine Filterungen vorgenommen werden können. Die nachfolgenden Beschreibungen können für diese Formate nicht angewandt werden.

Um im Nachfolgenden die technischen Begrifflichkeiten zuordnen und verstehen zu können, werden diese vorab definiert. Unter dem Index „mittlere“ versteht man im Bereich der Windenergietechnik den Mittelwert aller Werte für einen zumeist angewendeten 600-Sekunden-Zeitraum. Die meisten Loggersysteme zeichnen mittels eines flüchtigen Speichers jeden Ein-Sekunden-Wert auf. Dieser und alle darauf folgenden Werte werden nach dem voreingestellten Intervall aufaddiert und gemittelt. Als Ausgabewert erhält man einen aus 600 Einzelwerten generierten Mittelungswert.

Als Begrifflichkeit wird das Wort „maximale“ im nachfolgenden Text verwendet. Dieser Wert gibt den maximalen Wert der 600 Einzelwerte wieder. Ebenso verhält es sich mit dem Begriff „minimale“. Dieser Wert gibt den minimalen Wert der 600 Einzelwerte aus.

Prüfung der Originaldaten (interne Benennung „orig-check“)

Die vom Auftraggeber bereitgestellten Original-Daten werden im ASCII-Textmodus gesichtet, um sicherzustellen, dass keine Formatierungsfehler vorliegen. Da die Daten zumeist als einzelne Datenpakete (häufig Monatsdateien) übergeben werden, wird zudem darauf geachtet, dass die Kanaluordnung richtig ist. Ebenso wird kontrolliert, ob die Daten vollständig sind. Im Anschluss daran werden die einzelnen Datenpakete zu einer Gesamtdatei zusammengefügt.

Prüfung der konvertierten Datei (interne Benennung „conv-check“)

Diese so vorab geprüften Daten werden in eine hausinterne standardisierte Form gebracht und als eine kompakte Zeitreihe abgelegt (konvertierter Datensatz in physikalischen Einheiten). Vor der elektronischen Kontrolle wird die Plausibilität zunächst vom Bearbeiter visuell mittels eines geeigneten Programms auf Unstimmigkeiten geprüft.

Prüfung der Datei hinsichtlich chronologischer Mehrfachnennung (interne Benennung „multi-check“)

Als erstes Prüfverfahren werden mehrfach auftretende Daten aus der Zeitreihe entfernt, um Mehrfachbewertungen zu vermeiden. Wiederholt auftretende Daten werden gesondert untersucht. Im Falle der Gleichartigkeit (identische Datensätze treten mehrfach auf) werden diese



Daten verworfen. Sollten unterschiedliche Daten zum selben Zeitstempel vorhanden sein, wird mit diesen gesondert verfahren.

Prüfung der zu filternden Datei (interne Benennung „real-check“)

Als weitere Prüfung werden die aufgezeichneten physikalischen Daten einem Realwert-Abgleich unterzogen. Hierzu wird der Wertebereich der gespeicherten Windrichtung geprüft und der Realwertbereich festgelegt, z.B. $0^\circ < \text{Windrichtung} \leq 360^\circ$. Die mittlere Windgeschwindigkeit kann entsprechend geprüft werden, wie z.B. $0 \text{ m/s} \leq \text{mittlere Windgeschwindigkeit} \leq 50 \text{ m/s}$. Sollten dennoch Maxima $> 50 \text{ m/s}$ auftreten, werden diese gesondert betrachtet. Durch diese Prüfungen entstehende Datenlücken führen zu einer Minderung der Datenverfügbarkeit. Die Datenbelastbarkeit wird jedoch durch das Aussortieren von unplausible Werten verbessert.

Prüfung der zu filternden Datei (interne Benennung „ice-check“)

Sollten in den Daten vermehrt Null-Werte enthalten sein, die als Folge von Vereisung, Lagerschaden, etc. auftreten, wird das im Absatz zuvor beschriebene Verfahren mit identischen oder veränderten Bereichsgrenzen für die maximale Windgeschwindigkeit nochmals angewandt. Dadurch können auch faktisch richtige Werte aussortiert werden. Daher wird dieser Filter nur zusammen mit der Bedingung angewendet, dass mehrfach hintereinander auftretende Null-Werte vorhanden sind. Falls Daten öfter als dreimal hintereinander mit dem identischen Wert gespeichert wurden, werden diese angezeigt.

Prüfung der zu filternden Datei (interne Benennung „calm-check“)

Sind in der Folge nach Anwendung des obig beschriebenen Verfahrens weiterhin sehr viele Null-Werte in den Daten enthalten, wird die Untersuchung erneut auf die mittlere Windgeschwindigkeit angewendet: z.B. $\text{Offset} < \text{mittlere Windgeschwindigkeit} \leq 50 \text{ m/s}$. Wie ebenfalls im obigen Abschnitt beschrieben, müssen zudem die Null-Werte zeitlich mehrfach in direkter Folge auftreten. Bei der Anwendung dieses Filters werden nun mit hoher Wahrscheinlichkeit auch „echte“ Werte entfernt. Die Anwendung dieses Kriteriums verursacht also einen Datenverlust von für die Windmessung belastbarer Daten. Eine Prüfung hinsichtlich des Nutzens der Anwendung dieses Filters ist unerlässlich. Eine Aussortierung von diesen Werten ist verknüpft mit der Logik und der Erfahrung des Anwenders.

Zusätzlich zu den hier beschriebenen standardisierten Prüfungen, können weitere Filterkriterien angewandt werden:

Prüfung der zu filternden Datei (interne Benennung „same-check“)

Wie bei den beiden vorherigen Prüfungen angesprochen, werden lediglich Null-Werte entfernt, die mehrfach hintereinander auftreten. Da ein Großteil der Datenlogger einen 10-Minuten-Mittelwert aus 600 Einzelwerten generiert, ist die statistische Wahrscheinlichkeit der Wiederholung eines Wertes auf mehrere Nachkommastellen sehr gering (Betrachtung von mittleren Windgeschwindigkeiten $> 0 \text{ m/s}$). Der verbliebene Datensatz wird auf ein gehäuftes Auftreten von gleichen Windgeschwindigkeiten in direkt aufeinander folgenden Mittelwerten untersucht. Entdeckte Fälle werden nicht aus dem Datensatz entfernt, sondern zur näheren Untersuchung kopiert. Nach einer Beurteilung durch den Bearbeiter können die entsprechenden Zeitreihen manuell entfernt werden.



Prüfung der zu filternden Datei (interne Benennung „plaus-check“)

Ein weiteres Untersuchungskriterium ist die logische Abfolge von Maximal-, Mittel- und Minimalwert. Nur in Ausnahmefällen stimmt der Mittelwert mit einem oder gar beiden überein. Wird bei der Untersuchung festgestellt, dass der Mittelwert den Maximalwert über- bzw. den Minimalwert unterschreitet, kann von einem Fehler ausgegangen werden. Innerhalb der Untersuchung werden die Datensätze jedoch zunächst nicht gelöscht, sondern kopiert. Bei gehäuftem Auftreten dieses Phänomens wäre es möglich, dass ein Vertauschen der Spalten vorgelegen hat. Dies könnte in der Folge behoben werden. Die bereits vorher beschriebenen Filter müssten demzufolge erneut angewandt werden.

Prüfung der zu filternden Datei (interne Benennung „profile-check“)

Zum Schluss der Prüfung des zu verwendenden Datensatzes wird das Windprofil der unterschiedlichen Messhöhen ausgewertet. Unter Berücksichtigung des logarithmischen Windprofils steigt die mittlere Windgeschwindigkeit mit zunehmendem Abstand zur Erdoberfläche an. Die mittleren Windgeschwindigkeiten werden also mit einer hohen statistischen Wahrscheinlichkeit von oben nach unten abnehmen. Aufgrund unterschiedlicher meteorologischer Effekte (Inversionswetterlage, Druckänderungen, etc.) können die Messwerte von diesem Schema abweichen. Diese Untersuchung erfolgt zunächst nur informativ. Weist eine tiefer gelegene Messung einen sehr hohen Prozentsatz an Daten auf, die höher sind als diejenigen einer höher gelegenen Messung, so sollte dies kontrolliert werden.

Zusätzliche Prüfung der zu filternden Datei (Interne Benennung „add-check“)

Falls bei der Untersuchung weitere spezifische Unregelmäßigkeiten innerhalb der Datensätze bemerkt wurden, werden diese in der Folge unter der internen Bezeichnung „add-check“ genauer spezifiziert.



15.7 Tabelle Laservermessung der Windmessungen

WINDMESSUNG STRAUBENHARDT	
Vermessung der einzelnen Anemometerhöhen	
Anemometer	Mittelwert
V1	99.4
V2	98.8
V3	85.8
V4	66
V5	98.8
Vermessung der einzelnen Windfahnenhöhen	
Windfahne	Mittelwert
1 SE	98.8
2 SE	66

ANMERKUNG: Alle Höhenangaben in Meter über Grund.



15.8 Zusätzliche Informationen zu der Windmessung Straubenhardt

Zusätzliche Angaben zu der Windmessung	
Teil 1: Allgemeine Informationen über die Windmessung	
Name der Windmessung (Land)	Straubenhardt (Baden Württemberg)
Koordinaten (RW / HW)	464534 / 5408047
Höhe ü. NN	575 m
Messhöhen ü. Grund	99.5 m / 85 m / 66 m / 98 m
Beginn Auswertungszeitraum	29.10.2013
Ende Auswertungszeitraum	01.12.2013

Teil 2: Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeiten (v) und Datenverfügbarkeiten (hi)								
Monat	v (99.5m)	hi (99.5m)	v (85m)	hi (85m)	v (66m)	hi (66m)	v (98m)	hi (98m)
[-]	[m/s]	[-]	[m/s]	[-]	[m/s]	[-]	[m/s]	[-]
Oct 2012	0.4	0.9%	0.3	0.4%	0.3	1.1%	0.0	7.3%
Nov 2012	4.4	71.4%	4.1	71.4%	3.7	71.4%	4.3	71.4%
Dec 2012	8.1	100.0%	7.6	100.0%	6.7	100.0%	8.2	100.0%
Jan 2013	5.6	100.0%	5.3	100.0%	4.7	100.0%	5.8	100.0%
Feb 2013	7.9	26.2%	8.8	18.2%	7.8	18.2%	7.9	24.1%
Mar 2013	5.0	100.0%	5.6	51.6%	5.0	51.6%	5.0	99.9%
Apr 2013	5.3	100.0%	5.0	100.0%	4.5	100.0%	5.3	100.0%
May 2013	5.6	100.0%	5.3	100.0%	4.7	100.0%	5.7	100.0%
Jun 2013	4.9	85.8%	4.7	85.8%	4.2	85.8%	4.9	84.8%
Jul 2013	4.9	100.0%	4.7	100.0%	4.3	100.0%	4.9	99.3%
Aug 2013	4.4	100.0%	4.2	100.0%	3.8	100.0%	4.4	100.0%
Sep 2013	5.7	100.0%	5.3	100.0%	4.7	100.0%	5.7	100.0%
Oct 2013	6.4	100.0%	6.1	100.0%	5.5	100.0%	6.4	100.0%
Nov 2013	5.6	100.0%	5.2	100.0%	4.7	100.0%	5.6	100.0%
Dec 2013	3.2	100.0%	3.0	100.0%	2.6	100.0%	3.2	100.0%
All Data	5.6	91.0%	5.3	86.8%	4.8	86.6%	5.6	90.7%

Teil 3: Richtungsunabhängige Messwerte der Windmessung					
Höhe ü. Gr.	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Energiedichte	Verfügbarkeit
[m]	[m/s]	[m/s]	[-]	[W/m ²]	[-]
99.5	5.6	6.3	1.79	234	91.0%
85	5.3	6.0	1.83	200	86.8%
66	4.8	5.4	1.86	142	86.6%
98	5.6	6.3	1.79	235	90.7%



Teil 4: Richtungsabhängige Messwerte der Windmessung					
Höhe Anemometer: 99.5 m			Höhe Windfahne: 98 m		
Sektor	Häufigkeit	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Turbulenzintensität
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]	[%]
0	4.9	3.1	3.6	1.93	19.0
30	6.8	3.4	3.9	2.08	18.0
60	5.9	3.8	4.3	2.10	16.0
90	5.7	4.2	4.7	2.18	16.0
120	5.8	4.7	5.3	2.36	16.0
150	7.2	6.5	7.3	2.05	13.0
180	6.0	7.0	7.8	2.04	13.0
210	7.7	5.9	6.7	1.97	16.0
240	27.2	7.3	8.3	2.21	16.0
270	13.7	5.9	6.7	2.11	18.0
300	4.7	3.8	4.2	1.93	18.0
330	4.4	3.3	3.7	1.83	19.0

Höhe Anemometer: 85 m			Höhe Windfahne: 98 m		
Sektor	Häufigkeit	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Turbulenzintensität
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]	[%]
0	4.9	3.1	3.5	2.01	20.0
30	6.9	3.4	3.8	2.17	20.0
60	5.6	3.7	4.2	2.11	17.0
90	5.3	4.1	4.7	2.28	18.0
120	5.5	4.2	4.7	2.55	19.0
150	7.0	6.3	7.1	2.07	15.0
180	6.0	6.7	7.6	2.08	14.0
210	8.0	5.7	6.4	1.95	17.0
240	27.8	6.9	7.8	2.19	18.0
270	14.1	5.4	6.2	2.16	20.0
300	4.7	3.6	4.0	2.03	20.0
330	4.3	3.2	3.6	1.90	20.0



Höhe Anemometer: 66 m			Höhe Windfahne: 66 m		
Sektor	Häufigkeit	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Turbulenzintensität
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]	[%]
0	5.9	3.0	3.4	2.12	22.0
30	6.9	3.2	3.6	2.15	22.0
60	5.2	3.6	4.1	2.30	20.0
90	4.8	3.8	4.2	2.55	22.0
120	5.0	3.9	4.4	2.42	21.0
150	8.8	5.9	6.7	2.17	15.0
180	6.1	5.5	6.2	1.93	16.0
210	13.7	5.6	6.3	2.02	18.0
240	25.5	5.9	6.7	2.17	22.0
270	9.7	4.3	4.9	2.28	24.0
300	3.7	3.1	3.5	2.09	24.0
330	4.7	2.9	3.3	1.97	23.0

Höhe Anemometer: 98 m			Höhe Windfahne: 98 m		
Sektor	Häufigkeit	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Turbulenzintensität
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]	[%]
0	4.6	2.9	3.3	1.80	25.0
30	5.7	3.3	3.7	1.96	20.0
60	6.6	3.5	4.0	2.13	18.0
90	6.4	4.1	4.6	2.14	17.0
120	5.7	4.5	5.0	2.34	17.0
150	5.4	5.0	5.7	2.25	16.0
180	7.6	6.9	7.8	2.20	13.0
210	4.9	6.3	7.1	1.88	15.0
240	12.9	6.4	7.3	2.08	16.0
270	27.2	7.3	8.3	2.18	17.0
300	9.1	5.1	5.8	2.16	19.0
330	4.2	3.5	3.9	1.89	20.0



15.9 Kalibrierprotokolle

Anhang
Annex

16515

1 Detailed Calibration Results

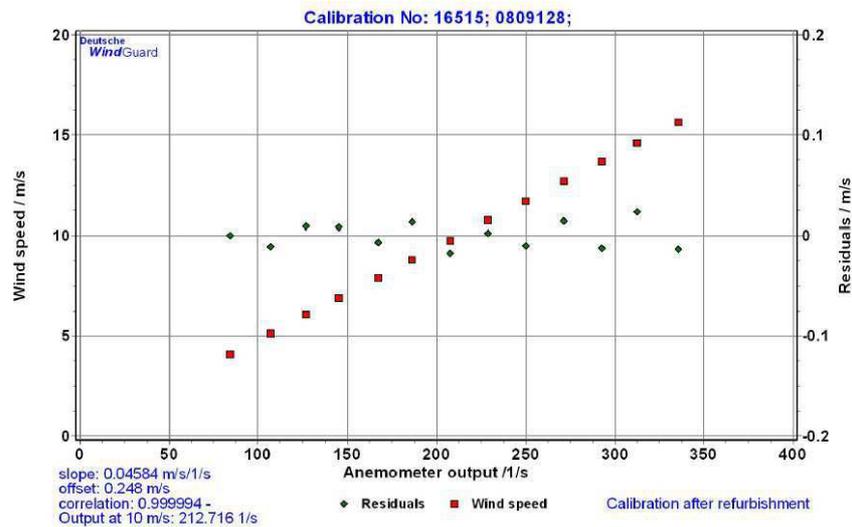
DKD calibration no.	16515
Serial no. 1	0809128
Serial no. 2	
Date	19.10.2012
Air temperature	23.0 °C
Air pressure	1011.2 hPa
Humidity	48.5 %



Linear regression analysis

Slope	0.04584 (m/s)/(1/s) ± 0.00005 (m/s)/(1/s)
Offset	0.2481 m/s ± 0.011 m/s
St.err(Y)	0.011 m/s
Correlation coefficient	0.999994

Remarks no



Deutsche WindGuard Wind Tunnel Services is accredited by MEASNET and by the Deutsche Akkreditierungsdienst – DAkkS (German Accreditation Service). Registration: D-K-15140-01-00

Anhang
Annex

16514

1 Detailed Calibration Results

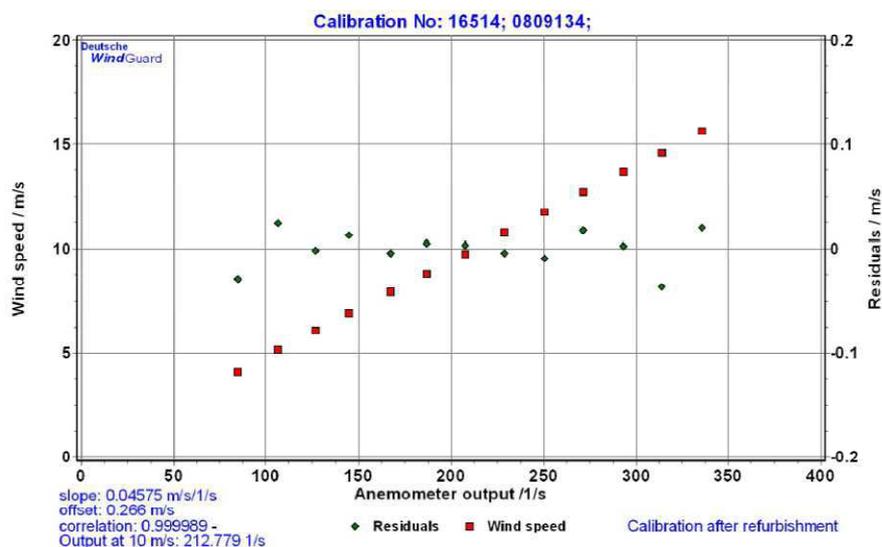
DKD calibration no.	16514
Serial no. 1	0809134
Serial no. 2	
Date	19.10.2012
Air temperature	23.0 °C
Air pressure	1011.1 hPa
Humidity	48.4 %



Linear regression analysis

Slope	0.04575 (m/s)/(1/s) ±0.00007 (m/s)/(1/s)
Offset	0.2658 m/s ±0.015 m/s
St.err(Y)	0.015 m/s
Correlation coefficient	0.999989

Remarks	no
----------------	----



Deutsche WindGuard Wind Tunnel Services is accredited by MEASNET and by the Deutsche Akkreditierungsdienst – DAkkS (German Accreditation Service). Registration: D-K-15140-01-00

Anhang
Annex

16513

1 Detailed Calibration Results

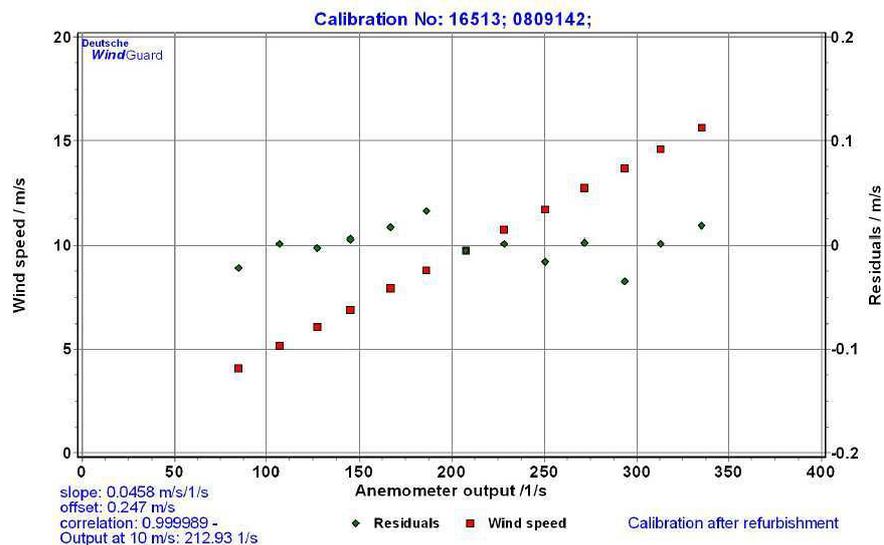
DKD calibration no.	16513
Serial no. 1	0809142
Serial no. 2	
Date	19.10.2012
Air temperature	23.0 °C
Air pressure	1011.0 hPa
Humidity	48.4 %



Linear regression analysis

Slope	0.04580 (m/s)/(1/s) ±0.00006 (m/s)/(1/s)
Offset	0.2472 m/s ±0.014 m/s
St.err(Y)	0.014 m/s
Correlation coefficient	0.999989

Remarks	no
---------	----



Deutsche WindGuard Wind Tunnel Services is accredited by MEASNET and by the Deutsche Akkreditierungsdienst – DAkkS (German Accreditation Service). Registration: D-K-15140-01-00

Anhang
Annex

16512

1 Detailed Calibration Results

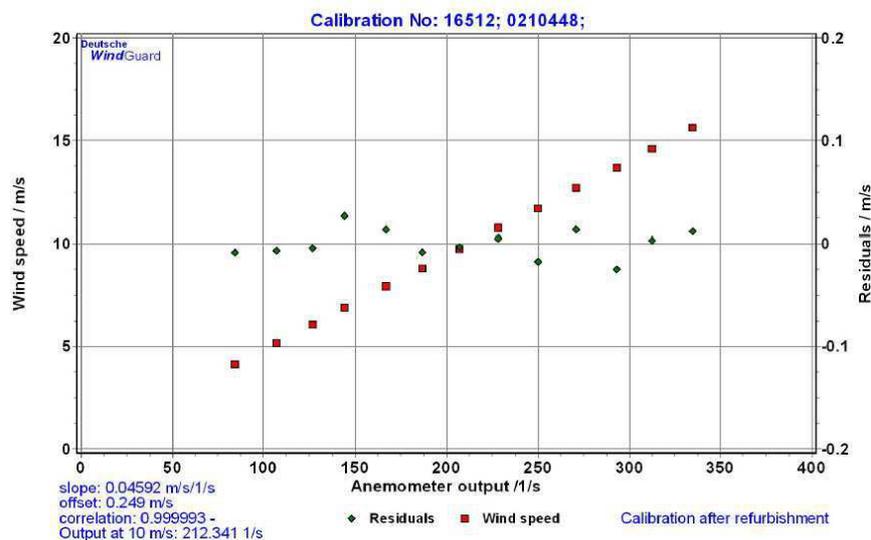
DKD calibration no.	16512
Serial no. 1	0210448
Serial no. 2	
Date	19.10.2012
Air temperature	22.9 °C
Air pressure	1011.0 hPa
Humidity	48.4 %



Linear regression analysis

Slope	0.04592 (m/s)/(1/s) ± 0.00005 (m/s)/(1/s)
Offset	0.2486 m/s ± 0.012 m/s
St.err(Y)	0.012 m/s
Correlation coefficient	0.999993

Remarks	no
---------	----



Deutsche WindGuard Wind Tunnel Services is accredited by MEASNET and by the Deutsche Akkreditierungsdienst – DAkkS (German Accreditation Service). Registration: D-K-15140-01-00



15.10 Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Einheit	Bedeutung
A	[m/s]	Skalenparameter der Weibullverteilung
c_p	[-]	Leistungsbeiwert
c_t	[-]	Schubbeiwert
D	[m]	Rotordurchmesser
E	[MWh]	Energieertrag, Jahresenergieertrag
E_f	[kWh/m ² /a]	Energiefluss, Mittlere Energiedichte
frei	[-]	freie Anströmungsbedingungen
h_i	[%]	Häufigkeit im Intervall i
h_{Park}	[%]	Wirkungsgrad, Parkwirkungsgrad
HW	[-]	Hochwert
I	[-]	Turbulenz, Turbulenzintensität
IEC	[-]	International Electrotechnical Commission
k	[-]	Formparameter der Weibullverteilung
LK	[-]	Leistungskennlinie
Mode	[-]	Modus, Einstellung
N	[-]	Nord, nördlich
NH	[m]	Nabenhöhe
NN	[-]	Normal Null
O	[-]	Ost, östlich
P	[kW]	Leistung
P_f	[W/m ²]	Mittlere Leistungsdichte, Leistungsfluss
r	[kg/m ³]	Luftdichte
RIX	[%]	ruggedness index
RW	[-]	Rechtswert
S	[-]	Süd, südlich
Sek, sec	[deg]	Windrichtungssektor
SN	[-]	Seriennummer
U	[-]	Unsicherheit
v	[m/s]	Windgeschwindigkeit
W	[-]	West, westlich
wake	[-]	Nachlaufströmung
WEA	[-]	Windenergieanlage
x	[-]	Entfernung
z	[m]	Höhe ü. Grund
z_0		Rauigkeitslänge

Zeichen/Erstelldatum: IS-FSW-RGB/DP / 09.04.2015

Standort: Straubenhardt (BW)

Bericht Nr.: MS-1309-173-BW-de

Revision: 12



Industrie Service

Teilbereich B

60%-Referenzertragsnachweis

Rev. 04 vom 23.09.2014

PRÜFBERICHT



Industrie Service

**Mehr Sicherheit.
Mehr Wert.**

Ausweisung des 60%-Referenzertrag-Nachweises

für den Standort

STRAUBENHARDT (BADEN-WÜRTTEMBERG)

Datum: 23.09.2014
Revision: 04

Unsere Zeichen:
IS-FSW-RGB/DP

Das Dokument besteht aus
18 Seiten.
Seite 1 von 18

**Bericht Nr.: MS-1309-173-BW-de
Revision 04**

Datum: 23.09.2014

Die auszugsweise Wiedergabe des
Dokumentes und die Verwendung
zu Werbezwecken bedürfen der
schriftlichen Genehmigung der
TÜV SÜD Industrie Service GmbH.

Die Prüfergebnisse beziehen
sich ausschließlich auf die
untersuchten Prüfgegenstände.



DIN EN ISO/IEC 17025/2005
Akkr.-Nr.: D-PL-14153-02



Sitz: München
Amtsgericht München HRB 96 869
USt-IdNr. DE129484218
Informationen gemäß § 2 Abs. 1 DL-InfoV
unter www.tuev-sued.de/impresum

Aufsichtsrat:
Karsten Xander (Vorsitzender)
Geschäftsführer:
Ferdinand Neuwieser (Sprecher),
Dr. Ulrich Klotz, Thomas Kainz

Telefon: +49 941 460212-0
Telefax: +49 941 460212-29
www.tuev-sued.de/is
TÜV®

TÜV SÜD Industrie Service GmbH
Windenergieanlagen - Wind Cert Services
Ludwig-Eckert-Str. 8
93049 Regensburg
Deutschland



Industrie Service

Auftraggeber:

Wirsol Windpark Straubenhardt GmbH & Co. KG

Herr Simon Schunter

Schwetzingen Straße 22-26

D-68753 Waghäusel

Auftragnehmer:

TÜV SÜD Industrie Service GmbH

Abteilung Wind Cert Services

Ludwig-Eckert-Str. 8

93049 Regensburg

Angebot Nr.:

AN-WG-1406-272-BW

Berichtart:

60%-Referenzertrag-Nachweis

Standortbezeichnung:

Straubenhardt

Land:

Baden-Württemberg, Deutschland

Bericht Nr.:

MS-1309-173-BW-de

Revision:

04

Ausstellungsdatum:

23.09.2014

Status:

Endbericht

Vertraulichkeitsstufe:

A B C

Verteiler:

2 x Auftraggeber

1 x Auftragnehmer

Bericht verfasst von:

M.Sc Geoökol. Daniela Pfab
(Abteilung Wind Cert Services)

prüfzeichnungsberechtigt

Bericht geprüft von:

Dipl.-Geoökol. Martina Hunner
(Abteilung Wind Cert Services)



Haftungsausschluss

Der vorliegende Bericht wurde sorgfältig und fachgerecht nach bestem Wissen und Gewissen und nach allgemeinen Regeln der Technik angefertigt. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass das durch den Auftraggeber bzw. Dritte zur Verfügung gestellte Material (Daten, Schriften, Aufzeichnungen, Diagramme, etc.) zur Erstellung der Dienstleistung nicht vollständig auf Richtigkeit geprüft werden kann. Es kann daher keine Fehlerfreiheit der dargestellten Ergebnisse garantiert und keine Haftung übernommen werden. Die in diesem Bericht dargestellten Ergebnisse sind nur im Kontext mit dem gesamten Gutachten und unter besonderer Berücksichtigung der Hinweise und der berechneten Unsicherheiten zu den Ergebnissen zu verstehen.



Ausgehändigte Berichte

Revision	Datum	Titel des Berichts
o. Nr.	23.09.2013	Unterlagenanforderung
o. Nr.	07.10.2013	Agenda der Standortbesichtigung
o. Nr.	14.10.2013	Protokoll der Standortbesichtigung
00	06.11.2013	Unabhängiges Windgutachten
01	15.01.2014	Unabhängiges Windgutachten
02	Noch nicht ausgestellt	Schall-/Schattenwurfgutachten
03	19.09.2014	Addendum Windgutachten
04	23.09.2014	60%-Referenzertrag-Nachweis

Änderungsverzeichnis

Revision	Datum	Zusammenfassung der Änderungen
00	06.11.2013	Vollständiger Endbericht
01	15.01.2014	Vollständiger Endbericht nach 12 Monaten Messung
02	Noch nicht ausgestellt	Vollständiger Endbericht
03	19.09.2014	Änderung Windparklayout, Änderung Konfigurationen, Änderung Schallreduzierung
04	23.09.2014	Nachweis des 60%-Referenzertrages



Definition der Vertraulichkeitsstufe

Im nachfolgenden wird die Klassifikation der jeweiligen Vertraulichkeitsstufe beschrieben. Die Definition der jeweiligen Vertraulichkeitsstufe soll dem Auftraggeber die Möglichkeit liefern, das Projekt und die auszustellende Dienstleistung gegenüber dem Zugriff Dritter zu schützen. Hierzu werden 3 Stufen (Klassifikationen) unterschieden, die im Feld Definition näher beschrieben sind. Die Vertraulichkeitsstufe wird bei der Beauftragung der Dienstleistung vorab durch den Auftraggeber festgelegt. Änderungen der Klassifikationen bedürfen der Schriftform seitens des Auftraggebers.

Stufe	Klassifikation	Definition
A	Streng vertraulich	Nur die als Empfänger namentlich unter Angabe der Firmenanschrift genannten Personen erhalten Informationen zu diesem Projekt.
B	Betriebsgeheimnis	Nur die als Auftraggeber genannte Firma und deren Beschäftigten erhalten Informationen zu diesem Projekt.
C	Geheim	Die vom Auftraggeber genannten Firmen dürfen Informationen zu diesem Projekt erhalten.

Festlegung der Vertraulichkeitsstufe

Auftraggeber	Wirsol Windpark Straubenhardt GmbH & Co. KG
Firmenanschrift; Name	Herr Simon Schunter Schwetzinger Straße 22-26 D-68753 Waghäusel
Vertraulichkeitsstufe (A-C)	C
Verteiler	1 x Auftragnehmer 2 x Auftraggeber



1 60%-Referenzertrag-Nachweis

Um nach dem EEG2009 [9] die erhöhte Vergütung zu erhalten, muss der Anlagenbetreiber nachweisen, inwieweit der Standort das Kriterium "60 Prozent des Referenzertrages" erfüllt. Mit diesem Bericht wird ein 60%-Referenzertrag-Nachweis, wie er nach dem EEG 2009 gefordert wurde, für diesen hier untersuchten Windpark beschrieben. Die Feststellung, ob der Standort das 60%-Kriterium für die erhöhte Vergütung einhält, erfolgt nach dem Vorgehen, wie es in der technischen Richtlinie TR6 der FGW Rev. 8 [2] beschrieben ist.

Die neuste Revision des EEG, das EEG 2012 [10], sieht keine Nachweispflicht des 60%-Referenzertrags vor Inbetriebnahme der Anlagen mehr vor. Der hier dargestellte 60%-Referenzertrag-Nachweis wird auf den ausdrücklichen Wunsch des Auftraggebers durchgeführt.

1.1 Berechnung des Referenzertrages

Die für die Berechnung des 60%-Referenzertrag-Nachweises herangezogene Leistungskennlinien können aus dem Pool der FGW-Homepage entnommen werden. Dieser veröffentlicht für verschiedene Fabrikate von Windkraftanlagen die berechneten Referenzerträge und stellt diese auf ihrer Homepage zur Verfügung [3]. Die Referenzerträge wurden nach dem in [1] beschriebenen Verfahren berechnet.

Dem 60%-Referenzertrag-Nachweis liegen stets die Erträge bei freier Anströmung (Einzel-WEA) zugrunde. Weitere Abzüge wurden nicht angebracht. Der Parkwirkungsgrad fließt nicht in die Berechnung ein.

Zum 60%-Referenzertrag-Nachweis ist nach folgender Gleichung zu verfahren:

$$VER = \frac{5 * E_{frei}}{R} * 100\%$$

Darin sind

VER: Verhältnis zwischen Energieertrag am Standort und Referenzertrag als ganzzahliger, gerundeter Prozentwert,

E_{frei} : Energieertrag, der für die WEA am Standort bestimmt wurde,

R: Referenzertrag derselben gemäß Zertifikat im Anhang.

1.2 Verfahren zur Berechnung des Referenzertrags mit einer Ersatzkennlinie

Nach FGW Richtlinie Teil 5 und 6 kann der 60% Referenzertragsnachweis zudem über eine eigens berechnete Ersatz-Leistungskennlinie erfolgen. Hierbei ist ein c_p gleich 0.38 zu setzen und die Leistungskurve nach folgender Formel berechnen.

$$P_v = c_p * A * \frac{\rho}{2} * v^3 \quad \text{für } P_v < P_{Nenn} \quad , \text{ sonst} \quad [1.4]$$

$$P_v = P_{Nenn}$$

Für diese Leistungskurve wird nach Formeln der Referenzertrag R_{Ersatz} berechnet. Die Parameter der Referenzverteilung (Rayleigh mit $k=2.0$) lauten hierbei $z_0=0.1$ m, $h_{ref}=30$ m bei einer Referenzwindgeschwindigkeit von $v_{ref}=5.5$ m/s [1].



1.3 Betrachtete Konfigurationen

Den hier durchgeführten Berechnungen wurde das Ertragsgutachten (Bericht Nr. MS-1309-173-BW-de, Rev. 01 vom 15.01.2014) [7] und das entsprechende Addendum (Bericht Nr. MS-1309-173-BW-de, Rev. 03 vom 19.09.2014) [8] zugrunde gelegt.

Im Vergleich zum Addendum des Ertragsgutachtens wurde dasselbe Parklayout betrachtet. Die Koordinaten wurden vom Auftraggeber mitgeteilt [11].

Desweiteren wurde die schallreduzierte Betriebsweise im Nachtzeitraum (22:00 Uhr bis 06:00 Uhr) berücksichtigt. Für Konfiguration III gilt eine nächtliche Schallreduzierung der V14-13 auf Level 3 und V14-14 auf Level 5. Für Konfiguration IV gilt eine nächtliche Schallreduzierung für V14-12 auf Level 1, V14-13 auf Level 2 und V14-14 auf Level 4.

Konfiguration	Hersteller / Typ	Modus	Leistung P	Rotordurchm. D	Nabenhöhe NH
[-]	[-]	[-]	[MW]	[m]	[m]
III	Nordex N117	0, 4, 5	Level 0: 2.4 MW Level 2 2.23 MW, Level 5 2.19 MW	117	141.0
IV	Siemens SWT-3.0-113	0, 1, 2, 4	Level 0: 3.0 MW Level 2 2.77 MW, Level 1 2.9 MW, Level 4 2.48 MW	113	142.5

Tabelle 1: Technische Daten der WEA-Typen.

In der nachfolgenden Tabelle sind die Koordinaten des betrachteten Parklayouts dargestellt.

Windpark Straubenhardt	Koordinatensystem				Höhe ü. NN ca.	
	Gauß-Krüger, DHDN , Zone 3		Geographisch, WGS 84		Fußpunkt	Blattspitze
	RW	HW	O	N	[m]	[m]
V14-01	3'465'814	5'408'949	08°32'0"	48°49'1"	596	795
V14-02	3'465'655	5'409'262	08°31'53"	48°49'12"	587	786
V14-03	3'464'512	5'409'792	08°30'56"	48°49'28"	560	759
V14-04	3'464'708	5'410'125	08°31'6"	48°49'39"	530	729
V14-05	3'464'046	5'409'825	08°30'34"	48°49'29"	551	750
V14-06	3'464'055	5'410'209	08°30'34"	48°49'42"	516	715
V14-10	3'465'975	5'408'240	08°32'9"	48°48'39"	670	869
V14-11	3'465'641	5'408'439	08°31'52"	48°48'45"	652	851
V14-12	3'465'127	5'408'383	08°31'27"	48°48'43"	621	821
V14-13	3'464'662	5'408'603	08°31'4"	48°48'50"	630	829
V14-14	3'464'173	5'408'666	08°30'40"	48°48'52"	600	799
V14-15	3'465'218	5'408'736	08°31'31"	48°48'54"	612	811

Tabelle 2: Koordinaten der geplanten Anlagen am Standort Straubenhardt. Die Angaben zur Blattspitze beziehen sich auf Konfiguration III.



1.4 Ergebnis der Berechnung

Das Ergebnis dieses Nachweises beruht auf dem in Abschnitt 1.2 angegebenen Rechenvorgang. Das Ergebnis ist auf der Basis der Ersatzwerte als endgültig anzusehen und muss nicht neu berechnet werden [2].

Als Ergebnis der Berechnungen kann für VER für alle geplanten Anlagen im Windpark Straubenhardt ein Wert von mindestens 67% von R_{Ersatz} angegeben werden. Die detaillierten Ergebnisse in 141 m Nabenhöhe sind in Tabelle 3 dieses Berichtes dargestellt sowie in 142.5 m Nabenhöhe in Tabelle 4.

Die berechneten Erträge der Spalte E_{Frei} in Tabelle 3 und Tabelle 4 wurden mit der Ersatzleistungskennlinie berechnet, die wie in Abschnitt 1.2 beschrieben erstellt wurde und in der Anlage 1 dargestellt ist. Diese wurde entsprechend dem im Ertragsgutachten [7] beschriebenen Verfahren auf die Luftdichte am Standort angepasst. Das Addendum zum Ertragsgutachten [8] wurde den hier durchgeführten Berechnungen zugrunde gelegt. Die im Ertragsgutachten [7] und im Addendum [8] aufgeführten Angaben und Hinweise sind weiterhin gültig und bleiben unberührt.

Unterschiede in den berechneten Erträgen (Ertragsberechnung vs. 60%-Referenzertrag-Nachweis) ergeben sich durch die unterschiedlichen Leistungskennlinien. Für eine Ertragsberechnung, die die Grundlage einer Wirtschaftlichkeitsberechnung bilden soll, ist stets die Leistungskennlinie heranzuziehen, die dem Kunden vom Anlagenhersteller garantiert wird. Die hier für den 60%-Referenzertrag-Nachweis eingesetzte Ersatzkennlinie ist dafür nicht geeignet.



Ausweisung des Referenzertrages

Bericht-Nr.:	MS-1309-173-BW-de, Revision 04
Angebot-Nr.:	AN-WG-1409-389-BW
Ausstellungsdatum:	23.09.2014
Eignungsnachweis:	D-PL-14153-02
Standortbezeichnung:	Straubenhardt (BW)

Auftraggeber:	Wirsol Windpark Straubenhardt GmbH & Co. KG	Prüfer:	TÜV SÜD Industrie Service GmbH
	Herr Simon Schunter Schwetzinger Straße 22-26 D-68753 Waghäusel		Abteilung Wind Cert Services Ludwig-Eckert-Str. 8 D-93049 Regensburg

Eingangsdaten für die Ersatz-Leistungskennlinie						
Anzahl und WEA-Typ		12 x Nordex N117				
Nennleistung		2.4 MW				
Rotorkreisfläche		10'751 m ²				
Leistungskennlinie		berechnete Ersatz-LK für N117 nach FGW Richtlinie Teil 5 und 6 erstellt				
Ausweisung des Referenzertrages						
WEA-Nr.	Gauß-Krüger, DHDN, Zone 3		E _{frei, Ersatz} [MWh/a]	Referenzertrag _{Ersatz} [MWh]	Verhältnis VER	60% Referenzertrags- kriterium erfüllt
	Rechtswert	Hochwert				
V14-01	465'752	5'407'226	6'435	44'782	72%	ja
V14-02	465'593	5'407'539	6'880	44'782	77%	ja
V14-03	464'451	5'408'069	7'346	44'782	82%	ja
V14-04	464'647	5'408'401	6'951	44'782	78%	ja
V14-05	463'985	5'408'102	7'390	44'782	83%	ja
V14-06	463'994	5'408'485	7'130	44'782	80%	ja
V14-10	465'913	5'406'517	7'912	44'782	88%	ja
V14-11	465'579	5'406'716	7'282	44'782	81%	ja
V14-12	465'065	5'406'660	6'183	44'782	69%	ja
V14-13	464'601	5'406'880	7'093	44'782	79%	ja
V14-14	464'112	5'406'943	7'057	44'782	79%	ja
V14-15	465'156	5'407'013	6'541	44'782	73%	ja

Tabelle 3: Ergebnisse des 60%-Referenzertrag-Nachweises gemäß EEG für Konfiguration III.

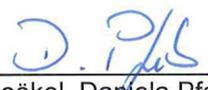


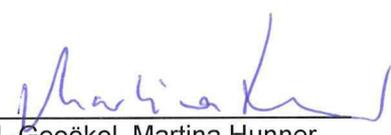
Eingangsdaten für die Ersatz-Leistungskennlinie						
Anzahl und WEA-Typ		12 x Siemens SWT-3.0-113				
Nennleistung		3.0 MW				
Rotorkreisfläche		10'028 m ²				
Leistungskennlinie		berechnete Ersatz-LK für SWT-3.0-113 nach FGW Richtlinie Teil 5 und 6 erstellt				
Ausweisung des Referenzertrages						
WEA-Nr.	Gauß-Krüger, DHDN, Zone 3		E _{frei, Ersatz}	Referenzertrag _{Ersatz}	Verhältnis VER	60% Referenzertrags- kriterium erfüllt
	Rechtswert	Hochwert	[MWh/a]	[MWh]		
V14-01	3'465'814	5'408'949	6'769	48'048	70%	ja
V14-02	3'465'655	5'409'262	7'285	48'048	76%	ja
V14-03	3'464'512	5'409'792	7'835	48'048	82%	ja
V14-04	3'464'708	5'410'125	7'377	48'048	77%	ja
V14-05	3'464'046	5'409'825	7'910	48'048	82%	ja
V14-06	3'464'055	5'410'209	7'619	48'048	79%	ja
V14-10	3'465'975	5'408'240	8'526	48'048	89%	ja
V14-11	3'465'641	5'408'439	7'750	48'048	81%	ja
V14-12	3'465'127	5'408'383	6'423	48'048	67%	ja
V14-13	3'464'662	5'408'603	7'536	48'048	78%	ja
V14-14	3'464'173	5'408'666	7'421	48'048	77%	ja
V14-15	3'465'218	5'408'736	6'871	48'048	71%	ja

Tabelle 4: Ergebnisse des 60%-Referenzertrag-Nachweises gemäß EEG für Konfiguration IV.

Die Angaben entsprechen den Anforderungen des EEG und der TR 6: "60%-Referenzertrag-Nachweis auf Grundlage der Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen". Das 60%-Referenzertrags-Kriterium ist im Windpark Straubenhardt erfüllt.

Regensburg, den 23.09.2014


M.Sc. Geoökol. Daniela Pfab
(Unterschrift)


Dipl.-Geoökol. Martina Hunner
(Unterschrift)



Anlage 1:

Ersatz-Referenzertrag und Ersatz-Leistungskurve für Nordex N117, 2.4 MW nach TR 5, Anlage D [1].

Eingangsdaten für die Ersatz-Leistungskennlinie	
Hersteller und WEA-Typ	Nordex N117
Nennleistung	2.4 MW
Rotorkreisfläche	10'751 m ²
Abschaltgeschwindigkeit	20 m/s
Berechneter Ersatz-Referenzertrag in 141 m	44'781'624 kWh

Geschwindigkeit [m/s]	Leistung [kW]
0	0
1	0
2	0
3	68
4	160
5	313
6	541
7	858
8	1281
9	1824
10	2400
11	2400
12	2400
13	2400
14	2400
15	2400
16	2400
17	2400
18	2400
19	2400
20	2400
20.01	0

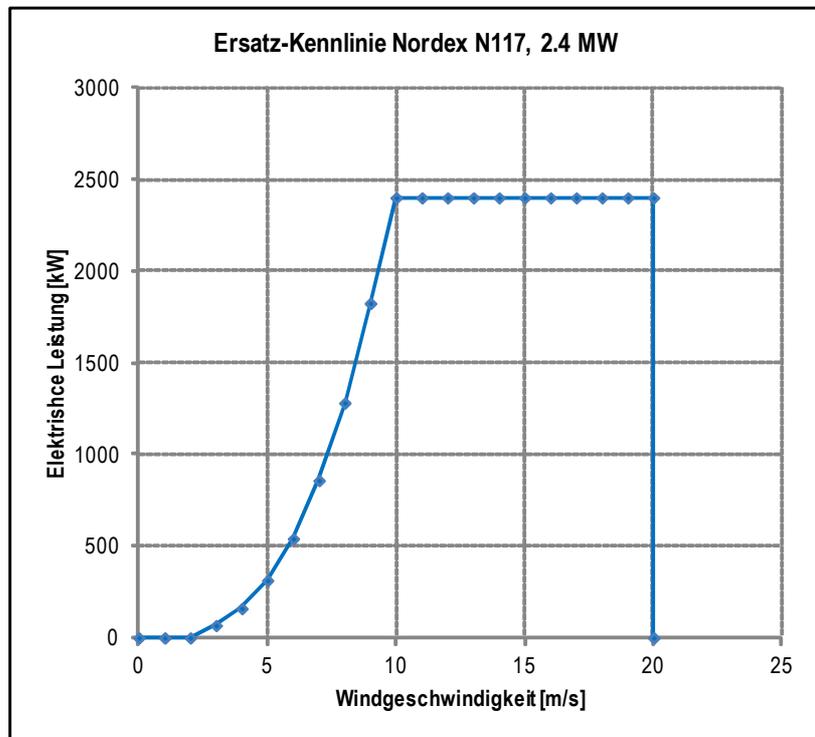


Tabelle 5: Eingangsdaten zur Berechnung der Ersatzleistungskennlinie und Darstellung der Ersatz-Leistungskennlinie der Nordex N117, Normalbetrieb.



Eingangsdaten für die Ersatz-Leistungskennlinie

Hersteller und WEA-Typ	Nordex N117
Nennleistung	2.23 MW
Rotorkreisfläche	10'751 m ²
Abschaltgeschwindigkeit	20 m/s
Berechneter Ersatz-Referenzertrag in 141 m	44'781'624 kWh

Geschwindigkeit [m/s]	Leistung [kW]
0	0
1	0
2	0
3	68
4	160
5	313
6	541
7	858
8	1281
9	1824
10	2230
11	2230
12	2230
13	2230
14	2230
15	2230
16	2230
17	2230
18	2230
19	2230
20	2230
20.01	0

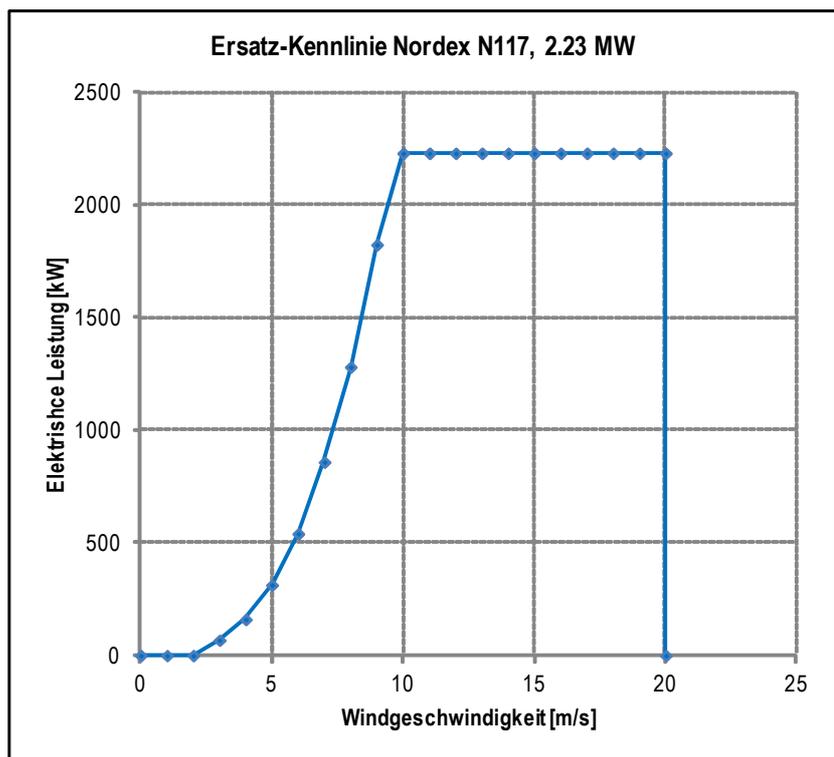


Tabelle 6: Eingangsdaten zur Berechnung der Ersatzleistungskennlinie und Darstellung der Ersatz-Leistungskennlinie der Nordex N117, 2.23MW.



Eingangsdaten für die Ersatz-Leistungskennlinie

Hersteller und WEA-Typ	Nordex N117
Nennleistung	2.19 MW
Rotorkreisfläche	10'751 m ²
Abschaltgeschwindigkeit	20 m/s
Berechneter Ersatz-Referenzertrag in 141 m	44'781'624 kWh

Geschwindigkeit [m/s]	Leistung [kW]
0	0
1	0
2	0
3	68
4	160
5	313
6	541
7	858
8	1281
9	1824
10	2190
11	2190
12	2190
13	2190
14	2190
15	2190
16	2190
17	2190
18	2190
19	2190
20	2190
20.01	0

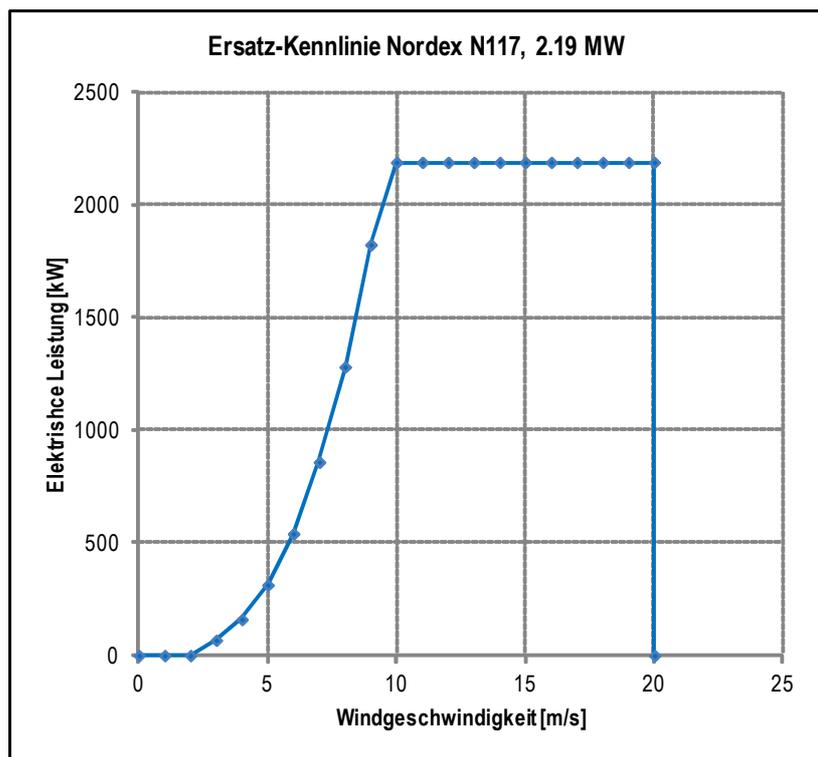


Tabelle 7: Eingangsdaten zur Berechnung der Ersatzleistungskennlinie und Darstellung der Ersatz-Leistungskennlinie der Nordex N117, 2.19MW.



Ersatz-Referenzertrag und Ersatz-Leistungskurve für Siemens SWT-3.0-113, 3.0 MW nach TR 5, Anlage D [1].

Eingangsdaten für die Ersatz-Leistungskennlinie	
Hersteller und WEA-Typ	Siemens SWT-3.0-113
Nennleistung	3.0 MW
Rotorkreisfläche	10'028 m ²
Abschaltgeschwindigkeit	25 m/s
Berechneter Ersatz-Referenzertrag in 142.5 m	48'047'944 kWh

Geschwindigkeit [m/s]	Leistung [kW]
0	0
1	0
2	0
3	63
4	149
5	292
6	504
7	801
8	1195
9	1702
10	2334
11	3000
12	3000
13	3000
14	3000
15	3000
16	3000
17	3000
18	3000
19	3000
20	3000
21	3000
22	3000
23	3000
24	3000
25	3000
25.01	0

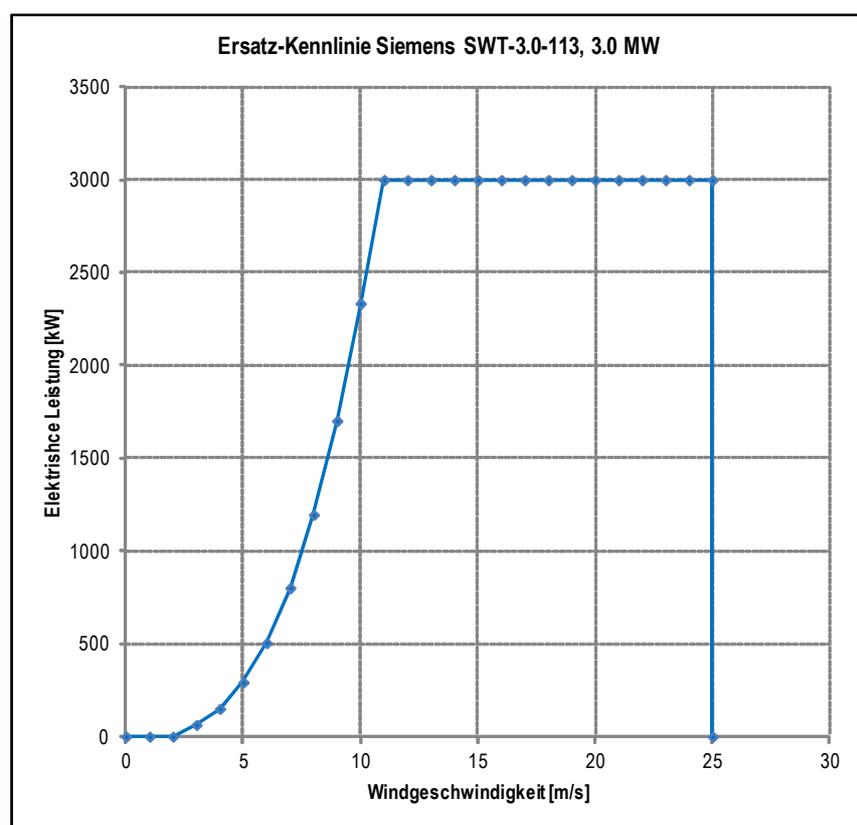


Tabelle 8: Eingangsdaten zur Berechnung der Ersatz-Leistungskennlinie und Darstellung der Ersatz-Leistungskennlinie der Siemens SWT-3.0-113, Normalbetrieb.



Eingangsdaten für die Ersatz-Leistungskennlinie

Hersteller und WEA-Typ	Siemens SWT-3.0-113
Nennleistung	2.9 MW
Rotorkreisfläche	10'028 m ²
Abschaltgeschwindigkeit	25 m/s
Berechneter Ersatz-Referenzertrag in 142.5 m	48'047'944 kWh

Geschwindigkeit [m/s]	Leistung [kW]
0	0
1	0
2	0
3	63
4	149
5	292
6	504
7	801
8	1195
9	1702
10	2334
11	2897
12	2897
13	2897
14	2897
15	2897
16	2897
17	2897
18	2897
19	2897
20	2897
21	2897
22	2897
23	2897
24	2897
25	2897
25.01	0

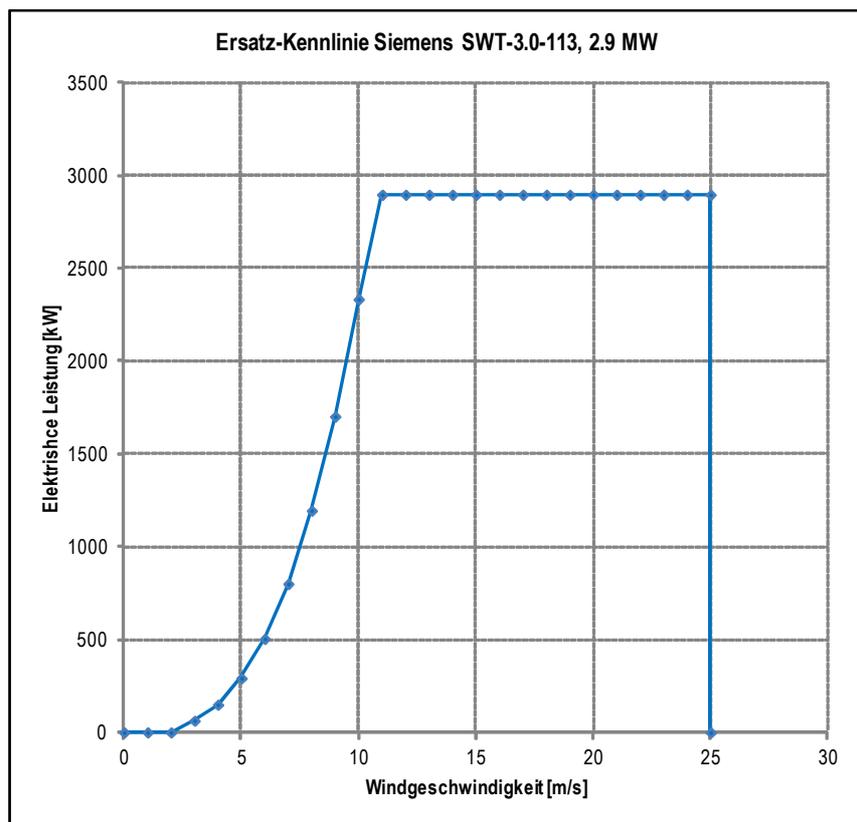


Tabelle 9: Eingangsdaten zur Berechnung der Ersatz-Leistungskennlinie und Darstellung der Ersatz-Leistungskennlinie der Siemens SWT-3.0-113, 2.9 MW.



Eingangsdaten für die Ersatz-Leistungskennlinie

Hersteller und WEA-Typ	Siemens SWT-3.0-113
Nennleistung	2.77 MW
Rotorkreisfläche	10'028 m ²
Abschaltgeschwindigkeit	25 m/s
Berechneter Ersatz-Referenzertrag in 142.5 m	48'047'944 kWh

Geschwindigkeit [m/s]	Leistung [kW]
0	0
1	0
2	0
3	63
4	149
5	292
6	504
7	801
8	1195
9	1702
10	2334
11	2772
12	2772
13	2772
14	2772
15	2772
16	2772
17	2772
18	2772
19	2772
20	2772
21	2772
22	2772
23	2772
24	2772
25	2772
25.01	0

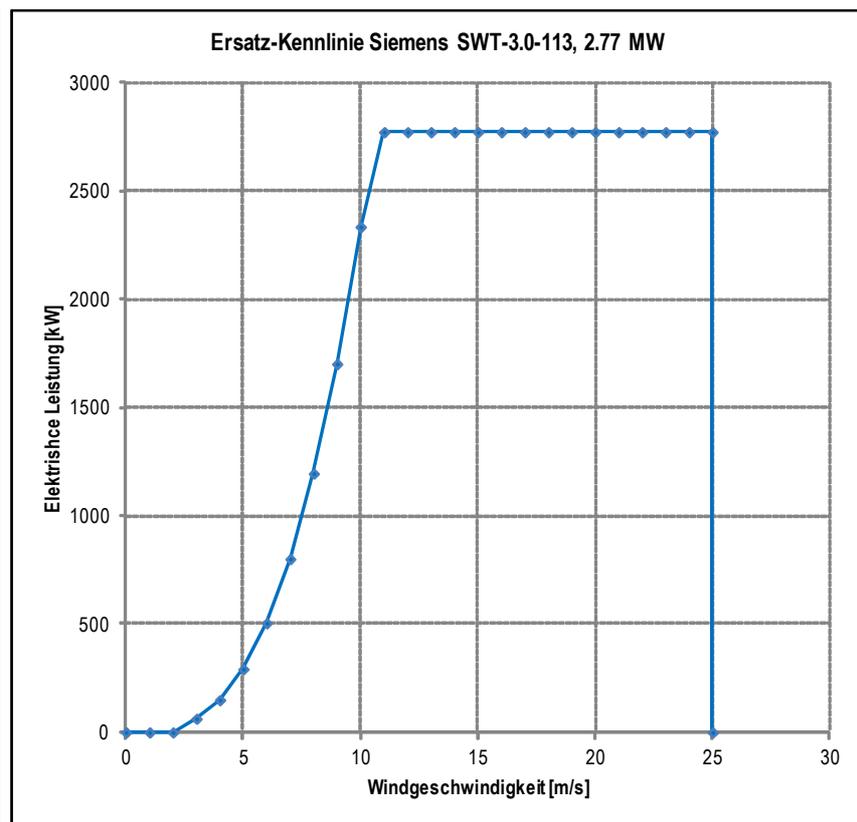


Tabelle 10: Eingangsdaten zur Berechnung der Ersatz-Leistungskennlinie und Darstellung der Ersatz-Leistungskennlinie der Siemens SWT-3.0-113, 2.77MW.



Eingangsdaten für die Ersatz-Leistungskennlinie

Hersteller und WEA-Typ	Siemens SWT-3.0-113
Nennleistung	2.48 MW
Rotorkreisfläche	10'028 m ²
Abschaltgeschwindigkeit	25 m/s
Berechneter Ersatz-Referenzertrag in 142.5 m	48'047'944 kWh

Geschwindigkeit [m/s]	Leistung [kW]
0	0
1	0
2	0
3	63
4	149
5	292
6	504
7	801
8	1195
9	1702
10	2334
11	2483
12	2483
13	2483
14	2483
15	2483
16	2483
17	2483
18	2483
19	2483
20	2483
21	2483
22	2483
23	2483
24	2483
25	2483
25.01	0

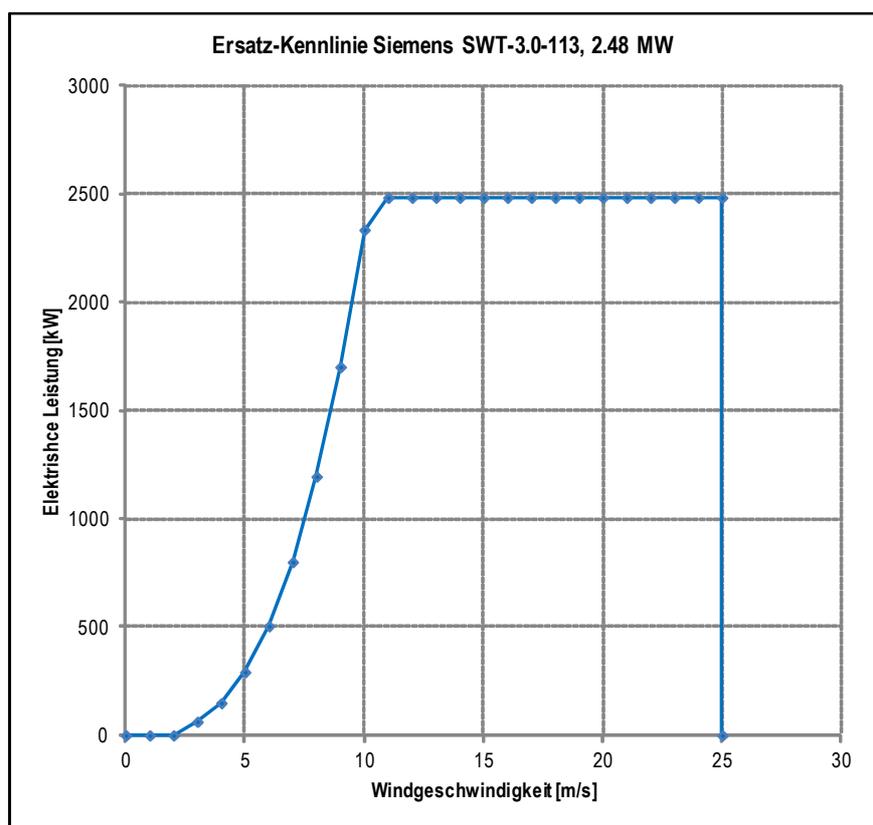


Tabelle 11: Eingangsdaten zur Berechnung der Ersatz-Leistungskennlinie und Darstellung der Ersatz-Leistungskennlinie der Siemens SWT-3.0-113, 2.48MW.



Literaturverzeichnis

- [1] Fördergesellschaft Windenergie e.V.: Teil 5: Bestimmung und Anwendung des Referenzertrages, Rev.4, Kiel, 01.06.2008
- [2] Fördergesellschaft Windenergie e.V.: Teil 6: Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen, Rev. 8, Berlin (D). 19.05.2011
- [3] Fördergesellschaft Windenergie e.V.: www.wind-fgw.de
- [4] AAWCS-003: Referenzertragsnachweis. QM Arbeitsanweisung der Abteilung Wind Cert Services
- [5] TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Angebot Angebot AN-WG-1409-389-BW, Regensburg, 16.09.2014
- [6] Wirsol Windpark Straubenhardt GmbH & Co. KG, Herr Simon Schunter, Beauftragung WP Straubenhardt, Waghäusl, 17.09.2014
- [7] TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Unabhängiges Windgutachten für den Standort Straubenhardt, MS-1309-173-BW-de, Rev. 01, 15.01.2014
- [8] TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Addendum zum unabhängigen Windgutachten für den Standort Straubenhardt, MS-1309-173-BW-de, Rev. 03, 19.09.2014
- [9] Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften, 25.10.2008
- [10] Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, 28.07.2011
- [11] Wirsol Windpark Straubenhardt GmbH & Co. KG, Eryk Lach, Neue Koordinaten für den Standort Straubenhardt, per E-Mail, 22.08.2014