



Industrie Service

**Mehr Sicherheit.  
Mehr Wert.**

# Unabhängige Ermittlung des Windpotenzials

für das Bundesland

## HESSEN (DEUTSCHLAND)

**Bericht Nr.: MS-1104-031-HE-de**

**Revision 1**

**Datum: 16.12.2011**

## Windpotenzialkarte

Datum: 16.12.2011  
Revision: 1

Unsere Zeichen:  
IS-FSW-RGB/SD/MH

Das Dokument besteht aus  
95 Seiten.  
Seite 1 von 95

Die auszugsweise Wiedergabe des  
Dokumentes und die Verwendung  
zu Werbezwecken bedürfen der  
schriftlichen Genehmigung der  
TUV SUD 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/impressum](http://www.tuev-sued.de/impressum)

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](http://www.tuev-sued.de/is)

**TUV®**

TUV SÜD Industrie Service GmbH  
Wind Cert Services  
Ludwig-Eckert-Str. 10  
93049 Regensburg  
Deutschland



Industrie Service

**Auftraggeber:**

**Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie, Landwirtschaft  
und Verbraucherschutz (HMUELV)**

Mainzer Str. 80

D-65189 Wiesbaden

**Auftragnehmer:**

**TÜV SÜD Industrie Service GmbH**

**Abteilung Wind Cert Services**

Ludwig-Eckert-Str. 10

D-93049 Regensburg

**Angebot Nr.:**

**AN-1101-004-HE**

**Berichtart:**

**Bericht zur Windpotentialkarte**

**Standortbezeichnung:**

**Bundesland Hessen**

**Land:**

**Deutschland**

**Bericht Nr.:**

**MS-1104-031-HE-de**

**Revision:**

**1**

**Ausstellungsdatum:**

**16.12.2011**

**Status:**

**Endbericht**

**Vertraulichkeitsstufe:**

A  B  C

**Verteiler:**

2 x Auftraggeber

1 x Auftragnehmer

**Bericht verfasst von:**

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Martina Hunner', written over a horizontal line.

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

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Stephanie Dix', written over a horizontal line.

**Dipl.-Geoökol. Stephanie Dix  
(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.



Industrie Service

### **Ausgehändigte Berichte**

<b>Revision</b>	<b>Datum</b>	<b>Titel des Berichts</b>
0	25.10.2011	Unabhängige Ermittlung des Windpotenzials
1	16.12.2011	Unabhängige Ermittlung des Windpotenzials

### **Änderungsverzeichnis**

<b>Revision</b>	<b>Datum</b>	<b>Zusammenfassung der Änderungen</b>
0	25.10.2011	Vollständiger Endbericht
1	16.12.2011	Redaktionelle Änderungen



### **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.

<b>Stufe</b>	<b>Klassifikation</b>	<b>Definition</b>
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	<b>Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (HMUELV)</b>
Firmenanschrift; Name	Mainzer Str. 80 D-65189 Wiesbaden Dr. Brans
Stellung in der Firma	
Vertraulichkeitsstufe (A-C)	C
Verteiler	1 x Auftragnehmer 2 x Auftraggeber
Freigegebene Vertrauenspersonen (Angabe der Firmenanschrift)	



## Inhalt

<b>0</b>	<b>Einleitung .....</b>	<b>9</b>
<b>1</b>	<b>Zusammenfassung der Ergebnisse .....</b>	<b>10</b>
<b>2</b>	<b>Topographische Eingangsdaten.....</b>	<b>11</b>
2.1	Gelände- und Rauigkeitsmodell .....	11
2.2	Hindernisse.....	12
<b>3</b>	<b>Meteorologische Daten und Eingangsdaten.....</b>	<b>13</b>
3.1	Standortunabhängige Windmessdaten von Bodenstationen .....	13
3.1.1	Meteorologische Station Fritzlar.....	13
3.1.2	Meteorologische Station Bad Marienberg.....	15
3.1.3	Meteorologische Station Bad Hersfeld .....	17
3.1.4	Meteorologische Station Walldürn.....	19
3.1.5	Meteorologische Station Lautertal-Hörigenau .....	21
3.1.6	Meteorologische Station Wasserkuppe .....	23
3.1.7	Meteorologische Station Frankfurt.....	25
3.1.8	Meteorologische Station Kahler Asten .....	27
3.2	Standortunabhängige Windmessdaten von Radiosonden .....	29
<b>4</b>	<b>Daten zur Validierung der Ergebnisse.....</b>	<b>30</b>
4.1	Produktionsdaten zur Validierung .....	30
4.1.1	Windpark Appenhain.....	30
4.1.2	Windpark Bad Endbach .....	31
4.1.3	Windpark Billertshausen .....	32
4.1.4	Windpark Breuna-Ersen.....	33
4.1.5	Windpark Burg-Gemünden.....	34
4.1.6	Windpark Dirlammen.....	35
4.1.7	Windpark Freiensteinau Nord.....	36
4.1.8	Windpark Freiensteinau Süd .....	37
4.1.9	Windpark Friedewald .....	38
4.1.10	Windpark Frischborn.....	39
4.1.11	Windpark Gilserberg .....	40
4.1.12	Windpark Hirzenhain.....	41
4.1.13	Windpark Immenhausen .....	42
4.1.14	Windpark Karben .....	43
4.1.15	Windpark Kirtorf-Erbenhausen .....	44
4.1.16	Windpark Körle .....	45
4.1.17	Windpark Limburg.....	46



4.1.18	Windpark Modautal .....	47
4.1.19	Windpark Mücke/Ober Ohmen .....	48
4.1.20	Windpark Nidda-Fauerbach .....	49
4.1.21	Windpark Nidderau-Erbstadt .....	50
4.1.22	Windpark Rixfeld .....	51
4.1.23	Windpark Roter Berg/Sontra .....	52
4.1.24	Windpark Rülfenrod .....	53
4.1.25	Windpark Schenkklengsfeld .....	54
4.1.26	Windpark Schlüchtern .....	55
4.1.27	Windpark Schlüchtern-Hohenzell .....	56
4.1.28	Windpark Ulrichstein-Wohnfeld .....	57
4.1.29	Windpark Wallroth/Hoher Berg .....	58
4.1.30	Windpark Kandrich .....	59
4.1.31	Windpark Guggenberg .....	60
4.1.32	Windpark Udenheim .....	61
4.1.33	Windpark Radlinghausen .....	62
4.1.34	Weitere Windparks .....	63
<b>5</b>	<b>Plausibilisierung des Modells .....</b>	<b>64</b>
5.1	Plausibilitätsprüfung mit vorhandenen Ertragsdaten .....	64
5.1.1	Auswahl und Qualitätsprüfung der Produktionsdaten zur Validierung .....	64
5.1.2	Langzeitnormierung mittels Windindex .....	65
5.2	Ergebnisse der Plausibilitätsprüfung .....	66
<b>6</b>	<b>Ergebnisse der Windpotenzialberechnung .....</b>	<b>69</b>
6.1	Windpotenzial auf 80 m ü. Grund .....	69
6.2	Windpotenzial auf 100 m ü. Grund .....	72
6.3	Windpotenzial auf 140 m ü. Grund .....	75
6.4	Ergebnisse für die Landschaftsräume auf 100 m ü. Grund .....	78
6.4.1	Odenwald .....	78
6.4.2	Rhein-Main Gebiet und Wetterau .....	78
6.4.3	Taunus .....	78
6.4.4	Westerwald .....	78
6.4.5	Vogelsberg .....	79
6.4.6	Rhön .....	79
6.4.7	Rothaargebirge .....	79
6.4.8	Waldecker Tafel und Kasseler Becken .....	79
6.4.9	Weitere Mittelgebirgsgebiete .....	79



<b>7</b>	<b>Weibull-Parameter und Windrichtungsverteilung .....</b>	<b>80</b>
7.1	Methodik .....	80
7.2	Ergebnisse der Weibull-Parameter und Windrichtungsverteilung .....	81
<b>8</b>	<b>Genauigkeit und Unsicherheitsanalyse .....</b>	<b>82</b>
8.1	Meteorologische Eingangsdaten $U_{MET}$ .....	82
8.2	Modellierung Windfeld $U_{MOD}$ .....	83
8.3	Wind im Wald.....	83
8.3.1	Waldfreier Standort.....	83
8.3.2	Waldnaher Standort .....	83
8.3.3	Standort innerhalb des Waldes .....	84
8.3.4	Waldwachstum und Wiederaufforstung .....	85
8.4	Komplexe Geländeformen .....	86
8.5	Kombinierte Unsicherheit der Windgeschwindigkeit .....	87
8.6	Unterschiedliche Aussagen.....	87
<b>9</b>	<b>Anwendung der Potenzialkarten.....</b>	<b>89</b>
9.1	Häufigkeitsverteilung.....	89
9.2	Leistungskennlinie .....	89
9.3	Nabenhöhe .....	90
9.4	Luftdichtekorrektur .....	90
9.5	Standortlage .....	90
<b>10</b>	<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>91</b>
<b>11</b>	<b>Anhang .....</b>	<b>92</b>
11.1	Modellierung .....	92
11.1.1	3D-Berechnungen mit Windsim.....	92
11.2	Abkürzungsverzeichnis .....	95



## **0 Einleitung**

Dieser hier vorliegende Bericht beruht auf dem Angebot mit der Nr. AN-1101-004-HE vom 14.01.2011 [11]. Der Auftraggeber hat dieses am 28.04.2011 schriftlich beauftragt [12]. Es wurden folgende Positionen des Angebotes beauftragt:

- Pos. 1 Windressourcenkarte für das Bundesland Hessen

Die hier vorgestellte Windpotenzialkarte trägt den Projektnamen Windkarte Hessen.

Die oben genannten beauftragten Auftragspositionen umfassen folgende Ergebnisse:

- Windpotenzialkarten für die Höhen 80, 100 und 140 m ü. Grund

Dieses hier vorliegende Gutachten wurde von TÜV SÜD IS erstellt, um das vorhandene Windpotenzial für das Bundesland Hessen zu ermitteln.

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 Windpotenzialanalyse für das Bundesland Hessen durchgeführt. Als Eingangsdaten wurden Messdaten von DWD-Stationen verwendet. Die Windmessungen befinden sich in räumlicher Nähe bzw. innerhalb des Bundeslandes Hessen. Zu Validierungszwecken wurden Ertragsdaten von bestehenden Windenergieanlagen in der Region herangezogen. Die Modellierung wurde mit Hilfe des CFD-Modells WindSim durchgeführt. Es wurden Windpotenzialkarten für 80 m, 100 m und 140 m über Grund mit einer horizontalen Auflösung von 100 m x 100 m erstellt. Außerdem wurden Weibull-Parameter und Windrichtungsverteilungen mit einer horizontalen Auflösung von 100 m x 100 m berechnet.

Die Potenzialkarten zeigen hohe Windgeschwindigkeiten auf den Hochlagen der Mittelgebirge, wie z.B. dem Taunus, dem Odenwald und der Rhön. Dagegen finden sich geringe Windgeschwindigkeiten in den Tallagen der Mittelgebirge, großräumig im Gebiet der Waldecker Tafel, des Kasseler Beckens sowie im Maingebiet. Für eine Höhe von 100 m ü. Grund wurde für etwa 31.0 % des Bundeslandes Hessen eine Windgeschwindigkeit von 5.5 m/s oder mehr bestimmt. In einer Höhe von 140 m ü. Grund wurde sogar eine Fläche von ca. 67.2% berechnet, für die eine Windgeschwindigkeit größer oder gleich 5.5 m/s vorgefunden wurde. Die detaillierten Ergebnisse finden sich in Abschnitt 6.

Würde man an einem Standort auf 300 m ü. NN mit einer Windgeschwindigkeit von 5.5 m/s und einem Weibull-Formparameter von 0.2 auf Nabenhöhe eine übliche 2 MW-Anlage bauen, so könnte in etwa ein mittlerer jährlicher Ertrag von 3'850 MWh/a erzielt werden.

Die räumliche Auflösung und damit die Genauigkeit der Windkarte sind hoch. Jedoch ist zu berücksichtigen, dass nicht jeder einzelne Punkt exakt beschrieben werden kann. Kleinräumige Einflüsse können nur teilweise berücksichtigt werden. Die dargestellten Ergebnisse liefern jedoch einen guten ersten Überblick über die Windverhältnisse in Hessen. Die Unsicherheiten der Windpotenzialermittlung sind im Abschnitt 8 dargestellt. Diese sind vor allem in Abhängigkeit von der Geländetypisierung, d.h. von Orographie und Landnutzung, sowie im Zusammenhang mit der Entfernung von Betrachtungspunkt und Validierungspunkt zu betrachten.

## 2 Topographische Eingangsdaten

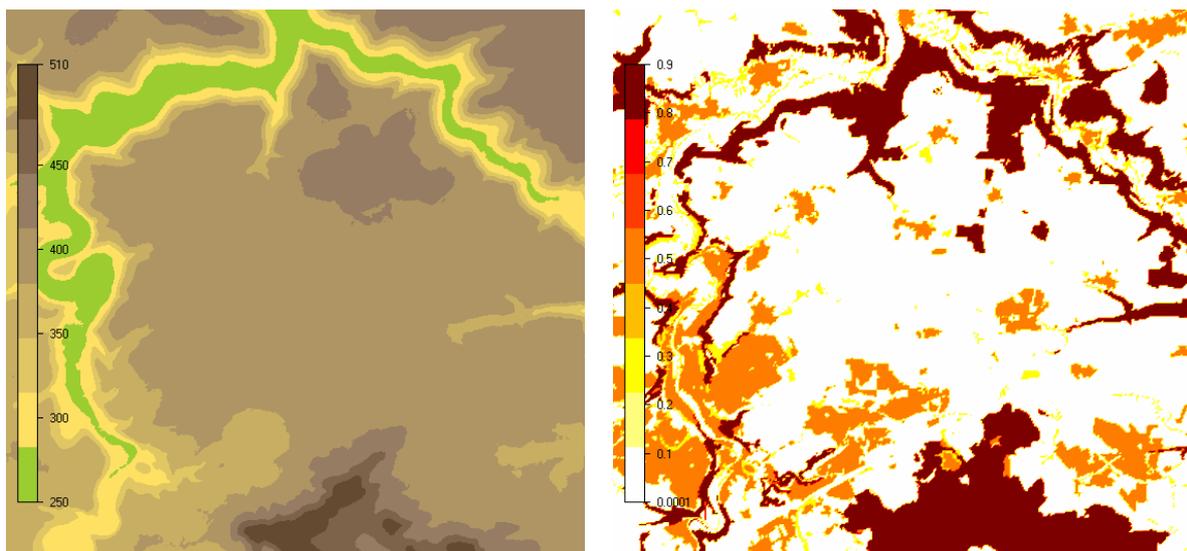
### 2.1 Gelände- und Rauigkeitsmodell

Die im Rahmen der Modellierung und der Berechnungen sowie bei der Darstellung verwendeten hochaufgelösten Geodaten wurden seitens des hessischen Ministeriums für Wirtschaft, Verkehr und Landesentwicklung im landesüblichen Koordinatensystem zur Verfügung gestellt [17]. Folgende Daten wurden bereitgestellt:

- digitales Landschaftsmodell DLM25-BW (ATKIS)
- digitales Geländemodell DGM20
- Grenzlinien
- Kreisstädte.

Es handelt sich dabei um das digitale Landschaftsmodell DLM25 (ATKIS) sowie das digitale Geländemodell DGM20. Weitere Geobasisdaten wie Grenzlinien und Kreisstädte wurden zur besseren Übersicht in der Darstellung der Windkarten verwendet.

Der Aufbau des Modells bestand aus zwei Abschnitten, der Analyse der Rauigkeiten und der Höhenstruktur. Als Grundfläche wurde dabei das Gebiet von Hessen verwendet.



**Abbildung 1: Diskretisierung der Orographie und der Rauigkeit.**

Das Rauigkeitsmodell wurde auf Grundlage des digitalen Landschaftsmodells DLM25 von Hessen generiert. In einer Rauigkeitsanalyse wurden die für die Berechnungen der Windkarte relevanten Bestandteile der Landnutzung bestimmt, bewertet und zu einem das gesamte Gebiet abdeckenden Modell weiterverarbeitet. In der nachfolgenden Tabelle sind die dabei verwendeten Rauigkeitslängen unterschiedlicher Geländeoberflächen dargestellt.



Typen von Geländeoberflächen	
z <sub>0</sub>	Beschreibung
[m]	
0.0000	Wasserflächen (Große Seen, Meer)
0.0002	Binnengewässer
0.005	Blanke Erde
0.05	Landwirtsch. Gelände mit offenem Charakter
0.2	Viele Bäume u./o. Büsche (z.B. Uferbewuchs)
0.3	Bebautes Gelände
0.5	Vorstädte
0.6	Lichter Wald
0.8	Dichter Wald, Großstädte
1.0	Sehr dichter ausladender Wald, Großstadtzentrum

**Tabelle 1: Rauigkeitswerte von Geländeoberflächen.**

Die Höheninformationen wurden aus dem digitalen Geländemodell DGM20 generiert. Dabei wurde das Höhenmodell mit einer Auflösung von 20 m für das Untersuchungsgebiet verwendet. Die Genauigkeit der horizontalen Auflösung ist abhängig von der Komplexität der Umgebung des Standortes. Die Abweichungen der mittleren Höhen können beispielsweise zwischen -5 m bei flachem Terrain, zurückzuführen auf Wasserflächen, und bis zu 50 m bei Steilhängen in Gebirgen betragen.

Mit Hilfe dieser hohen Datendichte konnten sehr präzise Berechnungen durchgeführt werden.

## 2.2 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 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.

Hindernisse werden im Rahmen einer Standortbesichtigung genau vermessen und ins Modell eingefügt. Für die Windkarte Hessen wurden keine Standortbesichtigungen durchgeführt und keine Hindernisse aufgenommen.



### 3 Meteorologische Daten und Eingangsdaten

#### 3.1 Standortunabhängige Windmessdaten von Bodenstationen

Der Deutsche Wetterdienst verfügt über ein Netzwerk von Messstationen. Die Messdaten wurden im Allgemeinen über mehrere Jahre aufgezeichnet, so dass diese Daten der Stationen als Langzeitdaten bezeichnet werden können. Nachfolgend werden die verwendeten meteorologischen Daten näher beschrieben. Diese wurden für die Windkarte Hessen neu aufbereitet.

##### 3.1.1 Meteorologische Station Fritzlar

Die Station Fritzlar gilt als offizielle Messstation in Deutschland für die Windenergienutzung [8]. Nachfolgend wird die meteorologische Station kurz beschrieben. Eine Besichtigung der Station fand nicht statt.

Der Messmast befindet sich auf einer Wiese am nordöstlichen Rand der Stadt Fritzlar. Die Wiesenfläche ist in allen Richtungen von Baumreihen, Einzelbäumen und einzelnen Gebäuden umgeben. Die Baumreihen im Südwesten reichen bis auf etwa 70 m an die Messung heran. Die Gebäude befinden sich nördlich und östlich bis südlich des Mastes in Entfernungen ab etwa 50 m. Im Westen schließt sich das Siedlungsgebiet Fritzlars an. In den übrigen Richtungen grenzen Felder und Wiesen, die von einzelnen Bäumen und Baumreihen durchzogen sind, an. Naturräumlich ist der Standort der Westhessischen Senke zuzuordnen, die außerhalb der Siedlungsgebiete vorwiegend landwirtschaftlich genutzt wird. Nur ein geringer Teil der Flächen ist bewaldet. Außerhalb der Flussniederungen, in denen die Reliefenergie niedrig ist, hat das Gelände einen hügeligen Charakter [8].

Eine Zusammenfassung bieten die nachfolgende Tabelle und anschließende Abbildungen.

Offizieller Name der Station	Fritzlar (Hessen)
Betreiber	DWD
Koordinaten (WGS 84)	51.14° N, 9.30° O
Fußpunkthöhe des Messmastes über NN (ca.)	222 m
Messhöhe (ca.)	10 m
Messperiode	---
Anemometer (Typ, Hersteller)	---; ---
Montage des Anemometers	---
Windrichtungsgeber (Typ, Hersteller)	---, ---
Montage des Windrichtungsgebers	---
Datenlogger (Typ, Hersteller)	---, ---
Mittelungsdauer	---
Blitzschutzsystem	---
Ausgewerteter Messzeitraum	01.01.1988 - 31.12.2002
Verwendete Mittelungsdauer	Aufbereitete Statistiken
Verfügbarkeit	90.58 %

**Tabelle 2:** Standard-Information über die meteorologische Basisstation [8]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.

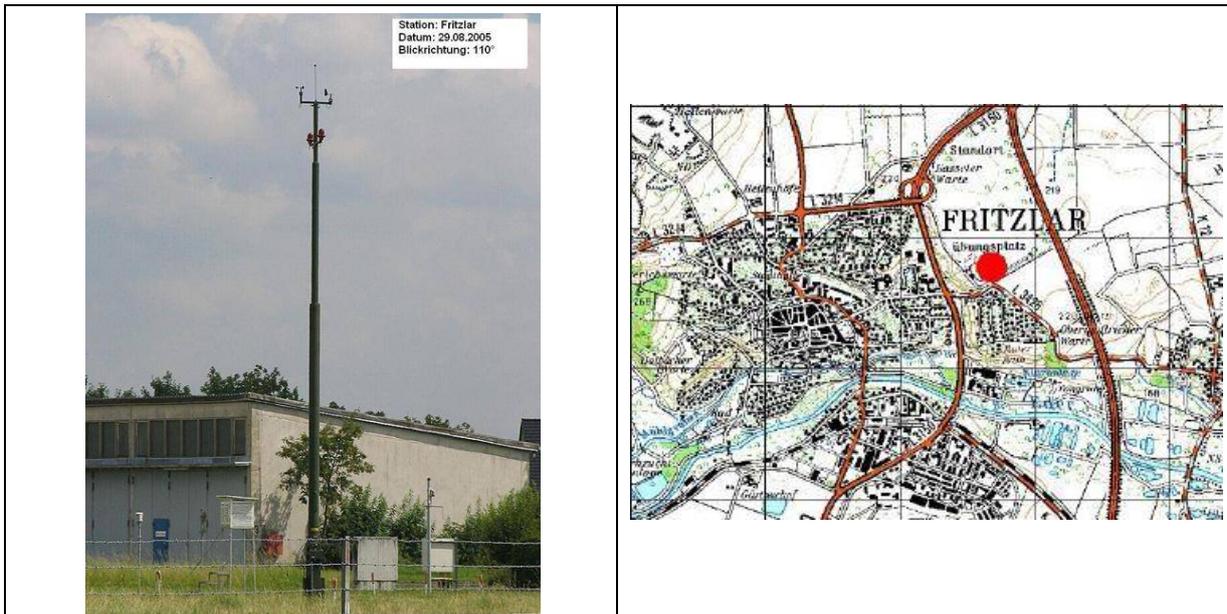


Abbildung 2: Foto von der Windmessung und Kartenausschnitt mit eingetragenem Standort [8]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.

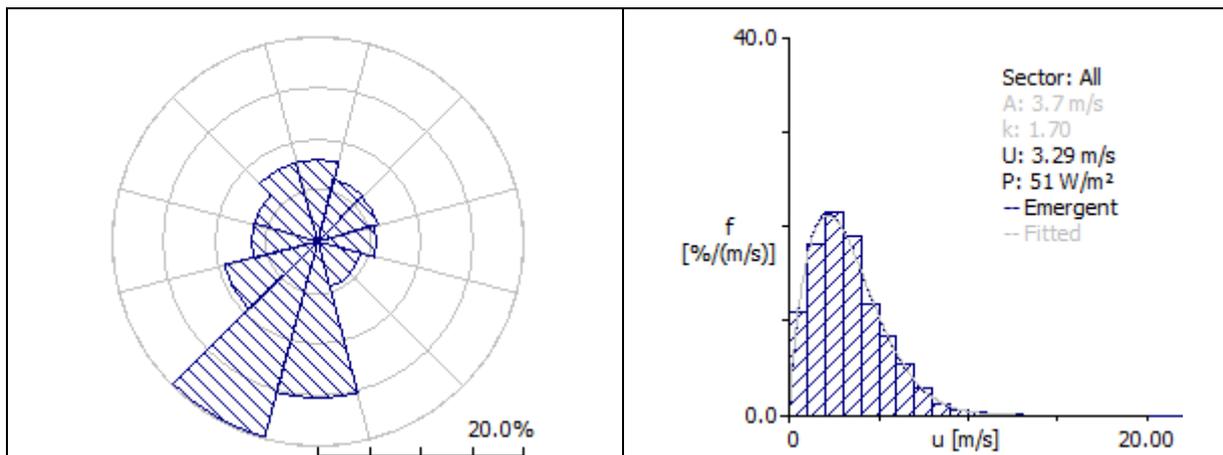


Abbildung 3: Windrose und Histogramm für die meteorologische Station [8]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.



### 3.1.2 Meteorologische Station Bad Marienberg

Die Station Bad Marienberg gilt als offizielle Messstation in Deutschland für die Windenergienutzung [8]. Nachfolgend wird die meteorologische Station kurz beschrieben. Eine Besichtigung der Station fand nicht statt.

Die Messung erfolgt auf einer nach Süden abfallenden Wiesenfläche etwa 1.4 km nordöstlich des Zentrums von Bad Marienberg. Das Siedlungsgebiet der Stadt beginnt etwa 500 m südwestlich. In einem Umkreis von etwa 500 m erstrecken sich in allen Richtungen Wiesen und Landwirtschaftsflächen, die mit Baumreihen, kleinen Wäldchen oder Siedlungen durchzogen sind. Die südlich und westlich liegenden Baumreihen reichen bis auf etwa 50 m an den Standort heran. In größerer Entfernung wechseln landwirtschaftlich und forstwirtschaftlich genutzte Areale mit kleinen und größeren Siedlungsbereichen ab. Naturräumlich ist der Standort dem Übergangsbereich zwischen der fast ebenen bis flachwelligen Hochfläche des Hohen Westerwaldes und dem hügeligen Hochland des Oberwesterwaldes zuzuordnen [8].

Eine Zusammenfassung bieten die nachfolgende Tabelle und anschließende Abbildungen.

Offizieller Name der Station	Bad Marienberg (Rheinland-Pfalz)
Betreiber	DWD
Koordinaten (WGS 84)	50.66° N, 7.96° O
Fußpunkthöhe des Messmastes über NN (ca.)	547 m
Messhöhe (ca.)	12 m
Messperiode	---
Anemometer (Typ, Hersteller)	---; ---
Montage des Anemometers	---
Windrichtungsgeber (Typ, Hersteller)	---, ---
Montage des Windrichtungsgebers	---
Datenlogger (Typ, Hersteller)	---, ---
Mittelungsdauer	---
Blitzschutzsystem	---
Ausgewerteter Messzeitraum	01.01.2000 – 31.12.2004
Verwendete Mittelungsdauer	Aufbereitete Statistiken
Verfügbarkeit	99.87%

**Tabelle 3:** Standard-Information über die meteorologische Basisstation [8]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.



Abbildung 4: Foto von der Windmessung und Kartenausschnitt mit eingetragenem Standort [8]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.

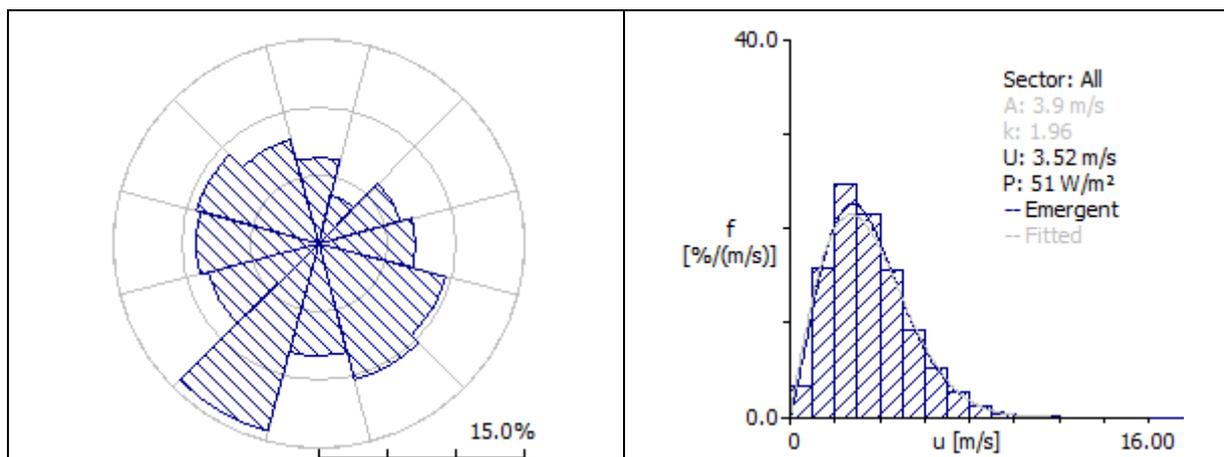


Abbildung 5: Windrose und Histogramm für die meteorologische Station [8]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.



### 3.1.3 Meteorologische Station Bad Hersfeld

Die Station Bad Hersfeld gilt als offizielle Messstation in Deutschland für die Windenergienutzung [8]. Nachfolgend wird die meteorologische Station kurz beschrieben. Eine Besichtigung der Station fand nicht statt.

Der Messstandort befindet sich am Südostrand von Bad Hersfeld. Östlich bis südlich ist das Stationsgelände von einer Fichtenschonung umgeben. Sie reicht bis auf etwa 50 m an den Mast heran. Westlich der Messung befindet sich in etwa 20 m Entfernung das Stationsgebäude. In den übrigen Richtungen wird die unmittelbare Umgebung landwirtschaftlich genutzt. In größerer Entfernung geht das sehr locker besiedelte und durch Wiesen und Baumreihen charakterisierte Gebiet südwestlich bis nordwestlich der Station in stärker bebauten Siedlungsgebiet über. In den übrigen Richtungen steigt der Anteil der Waldflächen gegenüber dem der landwirtschaftlich genutzten Flächen deutlich an. Die weiträumige Umgebung Bad Hersfelds wird überwiegend forstwirtschaftlich genutzt [8].

Eine Zusammenfassung bieten die nachfolgende Tabelle und anschließende Abbildungen.

Offizieller Name der Station	Bad Hersfeld (Hessen)
Betreiber	DWD
Koordinaten (WGS 84)	50.85° N, 9.74° O
Fußpunkthöhe des Messmastes über NN (ca.)	272 m
Messhöhe (ca.)	13 m
Messperiode	---
Anemometer (Typ, Hersteller)	---; ---
Montage des Anemometers	---
Windrichtungsgeber (Typ, Hersteller)	---, ---
Montage des Windrichtungsgebers	---
Datenlogger (Typ, Hersteller)	---, ---
Mittelungsdauer	---
Blitzschutzsystem	---
Ausgewerteter Messzeitraum	01.01.1995 - 31.12.2004
Verwendete Mittelungsdauer	Aufbereitete Statistiken
Verfügbarkeit	99.29%

**Tabelle 4:** Standard-Information über die meteorologische Basisstation [8]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.

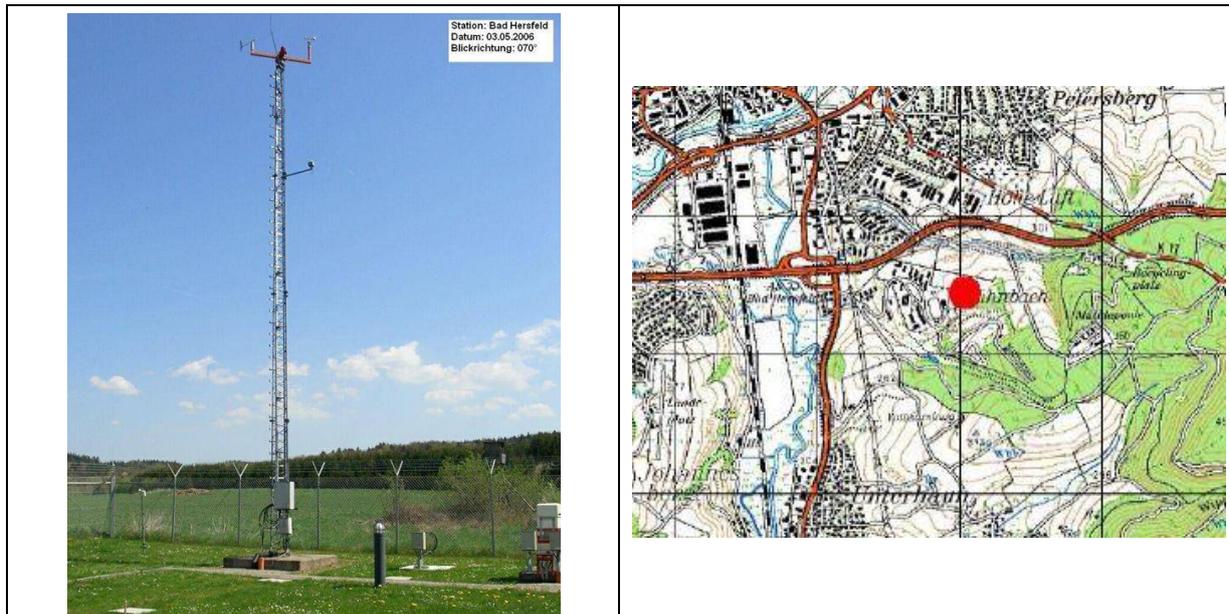


Abbildung 6: Foto von der Windmessung und Kartenausschnitt mit eingetragenem Standort [8]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.

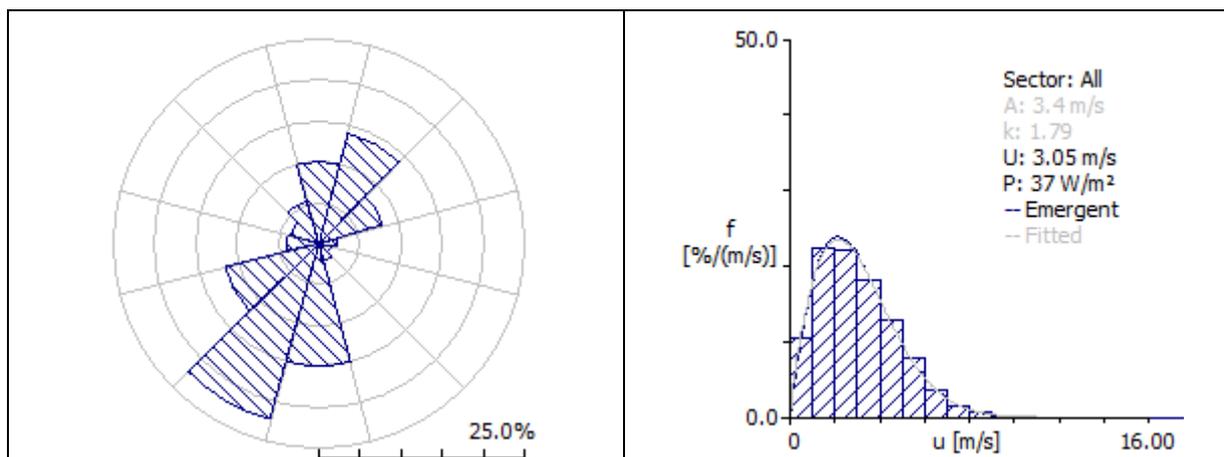


Abbildung 7: Windrose und Histogramm für die meteorologische Station [8]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.



### 3.1.4 Meteorologische Station Walldürn

Die Station Walldürn gilt als offizielle Messstation in Deutschland für die Windenergienutzung [8]. Nachfolgend wird die meteorologische Station kurz beschrieben. Eine Besichtigung der Station fand am 24.05.2011 durch einen Mitarbeiter der TÜV SÜD Industrie Service GmbH statt.

Der Messstandort liegt am Südwestrand eines Flugplatzes etwa 2 km östlich von Walldürn, im Übergangsbereich zwischen dem westlich gelegenen z. T. stark zertalten Tafelland des Sandsteinodenwaldes und der östlich gelegenen flachhügeligen Region des Baulandes. Wenige Meter nordnordwestlich bis ostnordöstlich des Mastes befinden sich die z. T. tiefer gelegenen und von Bäumen umgebenden Gebäude des Flugplatzes, die die Messung von der nördlich bis nordöstlich gelegenen Start- und Landebahn trennen. In den übrigen Richtungen ist der Messmast von landwirtschaftlicher Nutzfläche umgeben. Die Umgebung des Flugplatzes ist zunächst durch Landwirtschafts- und nur durch einen geringen Anteil an Forstwirtschaftsflächen charakterisiert. In größerer Entfernung wechseln bewaldete, bebaute und landwirtschaftlich genutzte Gebiete einander ab, wobei südwestlich bis nordöstlich der Anteil von Waldflächen dominiert. In den übrigen Richtungen treten forstwirtschaftlich und landwirtschaftlich genutzte Areale zu etwa gleichen Teilen auf [8].

Eine Zusammenfassung bieten die nachfolgende Tabelle und anschließende Abbildungen.

Offizieller Name der Station	Walldürn (Bayern)
Betreiber	DWD
Koordinaten (WGS 84)	49.58° N, 9.40° O
Fußpunkthöhe des Messmastes über NN (ca.)	400 m
Messhöhe (ca.)	10 m
Messperiode	---
Anemometer (Typ, Hersteller)	---; ---
Montage des Anemometers	---
Windrichtungsgeber (Typ, Hersteller)	---, ---
Montage des Windrichtungsgebers	---
Datenlogger (Typ, Hersteller)	---, ---
Mittelungsdauer	---
Blitzschutzsystem	---
Ausgewerteter Messzeitraum	01.01.1996 – 31.12.2000
Verwendete Mittelungsdauer	Aufbereitete Statistiken
Verfügbarkeit	89.64%

**Tabelle 5:** Standard-Information über die meteorologische Basisstation [8]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.



Abbildung 8: Foto von der Windmessung und Kartenausschnitt mit eingetragenem Standort [8]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.

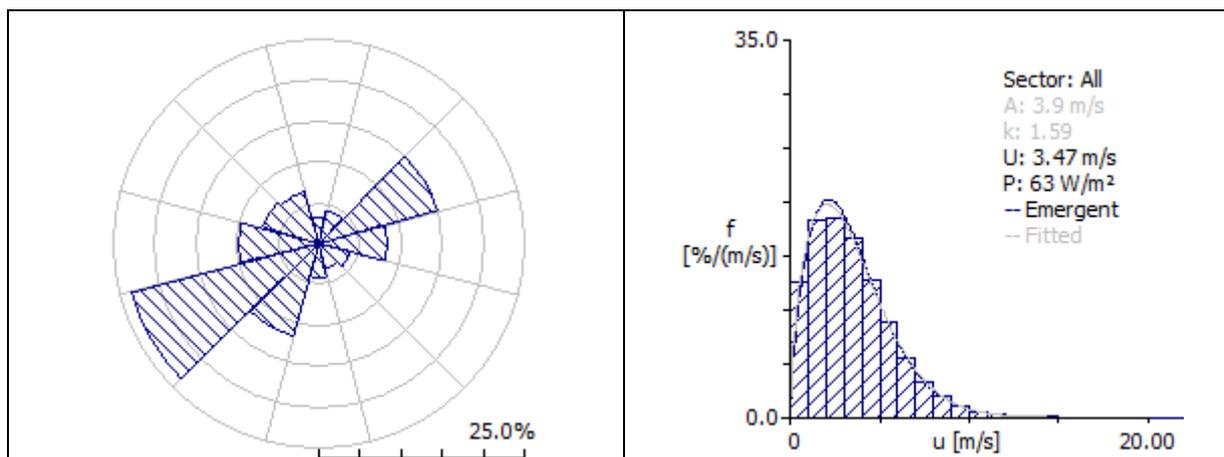


Abbildung 9: Windrose und Histogramm für die meteorologische Station [8]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.



### 3.1.5 Meteorologische Station Lautertal-Hörgenau

Die Station Lautertal-Hörgenau gilt als offizielle Messstation in Deutschland für die Windenergienutzung [8]. Nachfolgend wird die meteorologische Station kurz beschrieben. Eine Besichtigung der Station fand nicht statt.

Der Windmast steht etwa 700 m südsüdwestlich vom Ortsteil Hörgenau der Gemeinde Lautertal. Das Gelände steigt in der unmittelbaren Umgebung geringfügig nach Süden zum etwa 350 m entfernten Stephanshügel an. Die nahe Umgebung der Messung ist weitgehend frei von Hindernissen. Ein Container und ein Gittermast stehen im Südsüdosten, ein Gebäude und ein Hochbehälter sind im Südwesten vorzufinden. Die weitere Umgebung wird bis zu einem Umkreis von etwa 1.5 km außerhalb von kleinen Siedlungen vorwiegend landwirtschaftlich genutzt. In größeren Entfernungen wechseln landwirtschaftliche Nutzflächen, Waldareale und Siedlungsbereiche einander ab. Naturräumlich ist der Standort dem Oberwald zuzuordnen, der sich als welliges Plateau über dem Unteren Vogelsberg erhebt [8].

Eine Zusammenfassung bieten die nachfolgende Tabelle und anschließende Abbildungen.

Offizieller Name der Station	Lautertal-Hörgenau (Hessen)
Betreiber	DWD
Koordinaten (WGS 84)	50.58° N, 9.29° O
Fußpunkthöhe des Messmastes über NN (ca.)	522 m
Messhöhe (ca.)	12 m
Messperiode	---
Anemometer (Typ, Hersteller)	---; ---
Montage des Anemometers	---
Windrichtungsgeber (Typ, Hersteller)	---, ---
Montage des Windrichtungsgebers	---
Datenlogger (Typ, Hersteller)	---, ---
Mittelungsdauer	---
Blitzschutzsystem	---
Ausgewerteter Messzeitraum	01.01.1999 – 31.12.2004
Verwendete Mittelungsdauer	Aufbereitete Statistiken
Verfügbarkeit	89.45%

**Tabelle 6:** Standard-Information über die meteorologische Basisstation [8]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.

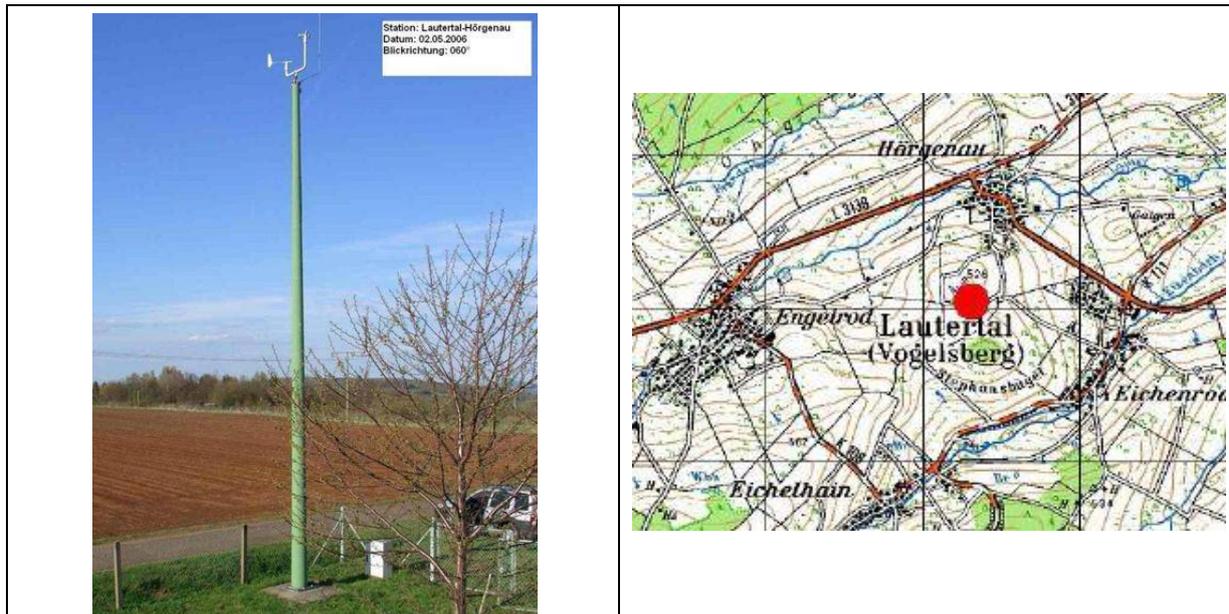


Abbildung 10: Foto von der Windmessung und Kartenausschnitt mit eingetragenem Standort [8]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.

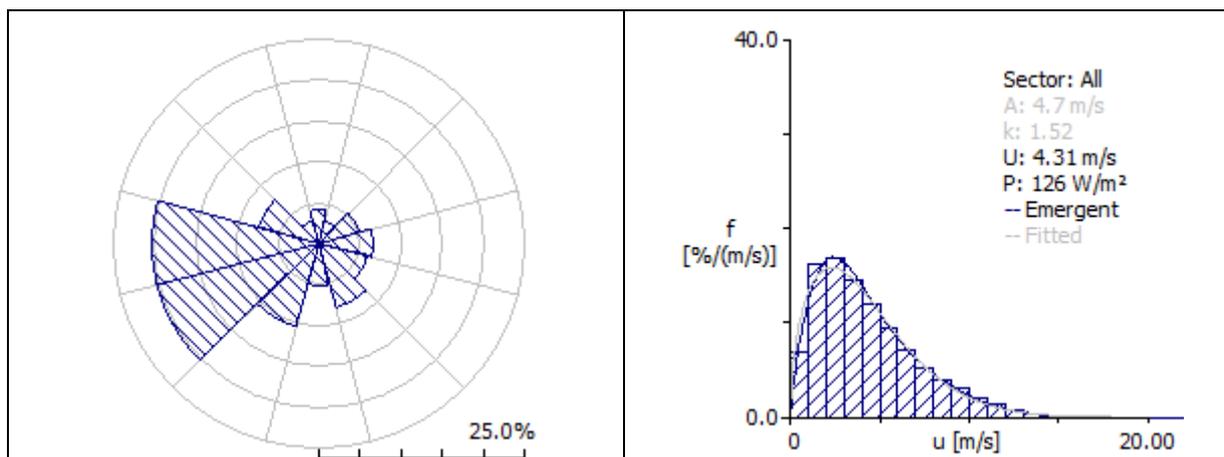


Abbildung 11: Windrose und Histogramm für die meteorologische Station [8]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.



### 3.1.6 Meteorologische Station Wasserkuppe

Die Station Wasserkuppe gilt als offizielle Messstation in Deutschland für die Windenergienutzung [8]. Nachfolgend wird die meteorologische Station kurz beschrieben. Eine Besichtigung der Station fand nicht statt.

Der Standort befindet sich auf einem 5 m hohen Gebäude auf dem abgeflachten und unbewachsenen Gipfel der Wasserkuppe im Gebiet der Rhön. Nordöstlich und südwestlich des Standortes befinden sich Gebäude, die bis auf etwa 40 m heranreichen. Außerhalb des Gipfelbereichs wechseln Siedlungsbereiche, Wälder, Wiesen und landwirtschaftlich genutzte Flächen einander ab [8].

Eine Zusammenfassung bieten die nachfolgende Tabelle und anschließende Abbildungen.

Offizieller Name der Station	Wasserkuppe (Hessen)
Betreiber	DWD
Koordinaten (WGS 84)	50.50° N, 9.94° O
Fußpunkthöhe des Messmastes über NN (ca.)	943 m
Messhöhe (ca.)	10 m
Messperiode	---
Anemometer (Typ, Hersteller)	---; ---
Montage des Anemometers	---
Windrichtungsgeber (Typ, Hersteller)	---, ---
Montage des Windrichtungsgebers	---
Datenlogger (Typ, Hersteller)	---, ---
Mittelungsdauer	---
Blitzschutzsystem	---
Ausgewerteter Messzeitraum	01.01.1988 – 31.12.2000
Verwendete Mittelungsdauer	Aufbereitete Statistiken
Verfügbarkeit	99.51%

**Tabelle 7: Standard-Information über die meteorologische Basisstation [8]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.**

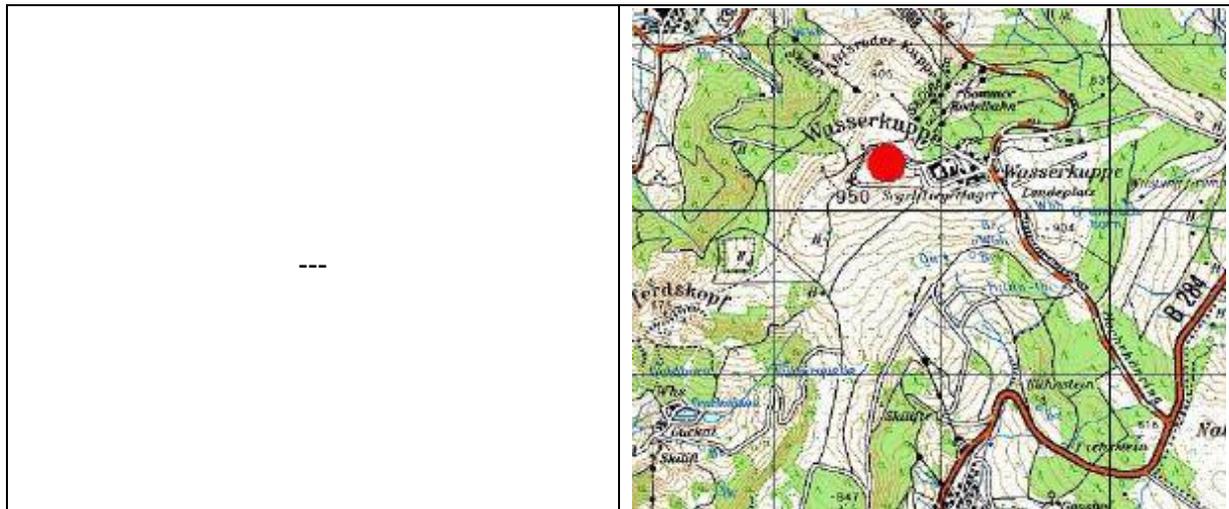


Abbildung 12: Foto von der Windmessung und Kartenausschnitt mit eingetragenem Standort [8]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.

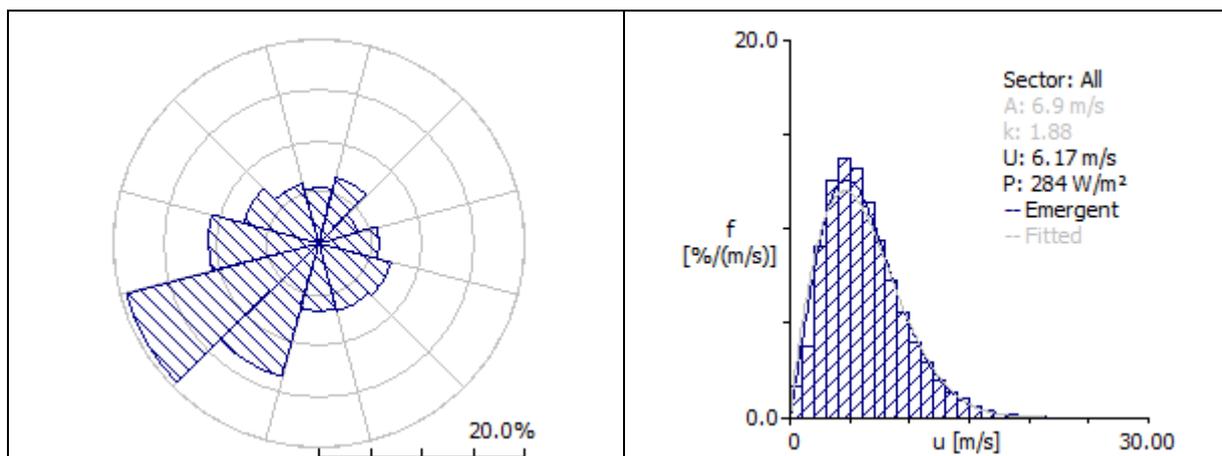


Abbildung 13: Windrose und Histogramm für die meteorologische Station [8]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.



### 3.1.7 Meteorologische Station Frankfurt

Die Station Frankfurt gilt als offizielle Messstation in Deutschland für die Windenergienutzung [8]. Nachfolgend wird die meteorologische Station kurz beschrieben. Eine Besichtigung der Station fand nicht statt.

Die Messung erfolgt im östlichen Gebiet des Flughafens Frankfurt am Main in ebenem Gelände. Das Stadtzentrum von Frankfurt befindet sich etwa 10 km nordöstlich. Die nahe Umgebung des Standortes ist mit Ausnahme des sich im Südsüdwesten befindenden Landebahnhauses offen und frei. Nach Südwesten erstrecken sich die Rollfelder und Wiesen des Flughafens bis in eine Entfernung von etwa 6 km. Im Norden und Süden grenzen in etwa 400 bzw. 900 m Entfernung an den Bereich der Rollfelder zum Flughafen gehörende Gebäude. Östlich liegt in etwa 200 m die Kante eines Waldgebietes, das den Flughafen weitläufig umgibt [8].

Eine Zusammenfassung bieten die nachfolgende Tabelle und anschließende Abbildungen.

Offizieller Name der Station	Frankfurt (Hessen)
Betreiber	DWD
Koordinaten (WGS 84)	50.05° N, 8.60° O
Fußpunkthöhe des Messmastes über NN (ca.)	112 m
Messhöhe (ca.)	10 m
Messperiode	---
Anemometer (Typ, Hersteller)	---; ---
Montage des Anemometers	---
Windrichtungsgeber (Typ, Hersteller)	---, ---
Montage des Windrichtungsgebers	---
Datenlogger (Typ, Hersteller)	---, ---
Mittelungsdauer	---
Blitzschutzsystem	---
Ausgewerteter Messzeitraum	01.01.1994 – 31.12.2004
Verwendete Mittelungsdauer	Aufbereitete Statistiken
Verfügbarkeit	99.99%

**Tabelle 8:** Standard-Information über die meteorologische Basisstation [8]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.

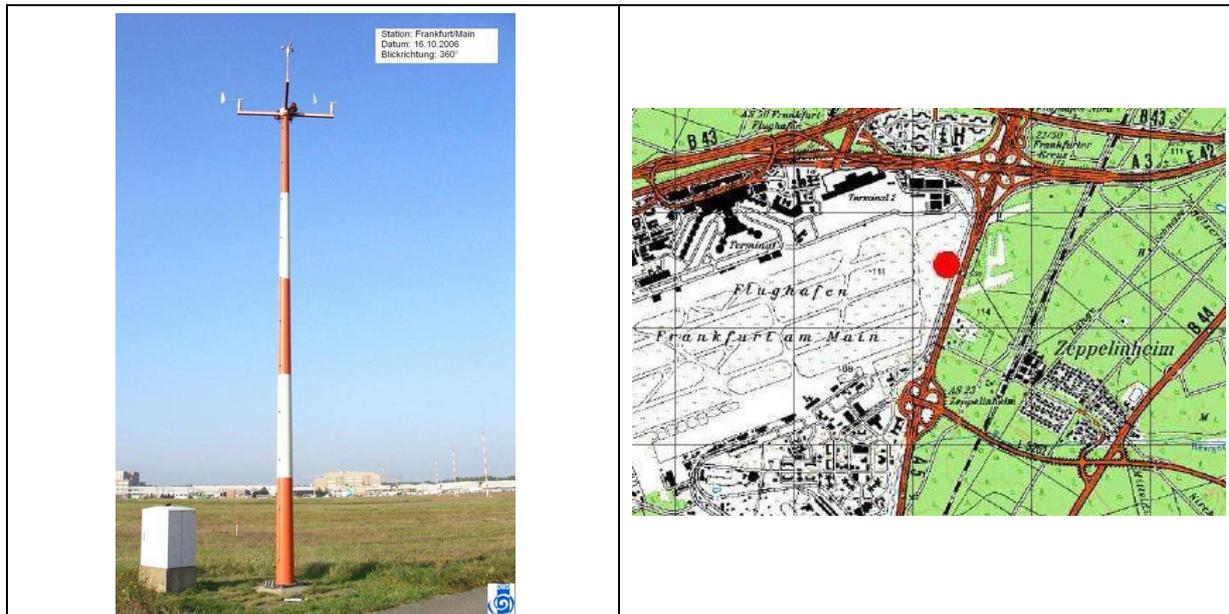


Abbildung 14: Foto von der Windmessung und Kartenausschnitt mit eingetragenem Standort [8]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.

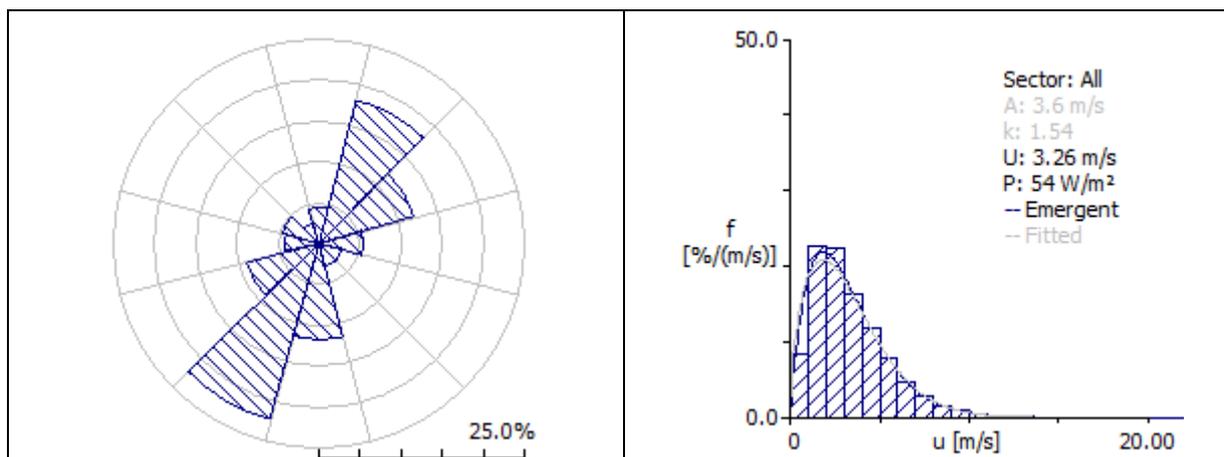


Abbildung 15: Windrose und Histogramm für die meteorologische Station [8]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.



### 3.1.8 Meteorologische Station Kahler Asten

Die Station Kahler Asten gilt als offizielle Messstation in Deutschland für die Windenergienutzung [8]. Nachfolgend wird die meteorologische Station kurz beschrieben. Eine Besichtigung der Station fand nicht statt.

Die Messung erfolgt über dem 20 m hohen Turmgebäude auf dem Gipfelplateau des Kahlen Asten. Die unmittelbare Umgebung des Standortes (bis in eine Entfernung von 150 m) ist mit Büschen und Bäumen bewachsen. Nach Nordwesten ist die Bewaldung des Gipfelplateaus bis zur Landstraße 640 spärlich. In den übrigen Richtungen schließen sich größere zusammenhängende Waldgebiete an. Die großräumige Umgebung des Messstandortes ist walddreich und mit kleinen Siedlungen durchzogen und wird durch viele Höhenzüge und Hügel des Rothaargebirges charakterisiert, die häufig nur wenig niedriger liegen als der Gipfel des Kahlen Asten [8].

Eine Zusammenfassung bieten die nachfolgende Tabelle und anschließende Abbildungen.

Offizieller Name der Station	Kahler Asten (Nordrhein-Westfalen)
Betreiber	DWD
Koordinaten (WGS 84)	51.18° N, 8.49° O
Fußpunkthöhe des Messmastes über NN (ca.)	839 m
Messhöhe (ca.)	20 m
Messperiode	---
Anemometer (Typ, Hersteller)	---; ---
Montage des Anemometers	---
Windrichtungsgeber (Typ, Hersteller)	---, ---
Montage des Windrichtungsgebers	---
Datenlogger (Typ, Hersteller)	---, ---
Mittelungsdauer	---
Blitzschutzsystem	---
Ausgewerteter Messzeitraum	01.01.1996 – 31.12.2004
Verwendete Mittelungsdauer	Aufbereitete Statistiken
Verfügbarkeit	99.93%

**Tabelle 9:** Standard-Information über die meteorologische Basisstation [8]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.

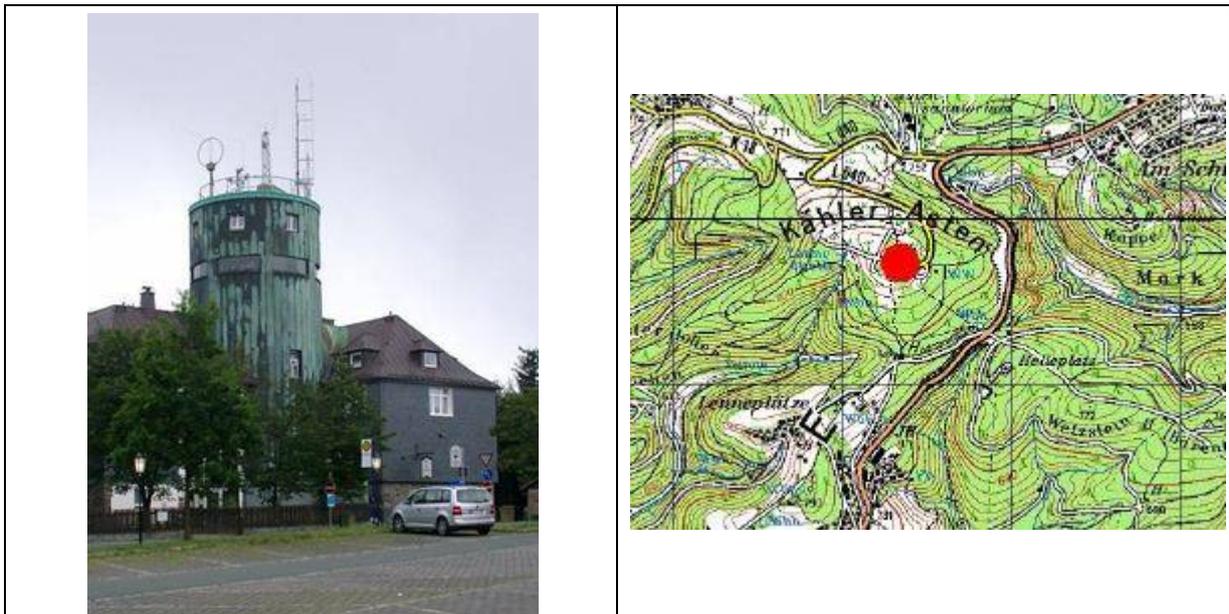


Abbildung 16: Foto von der Windmessung und Kartenausschnitt mit eingetragenem Standort [8]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.

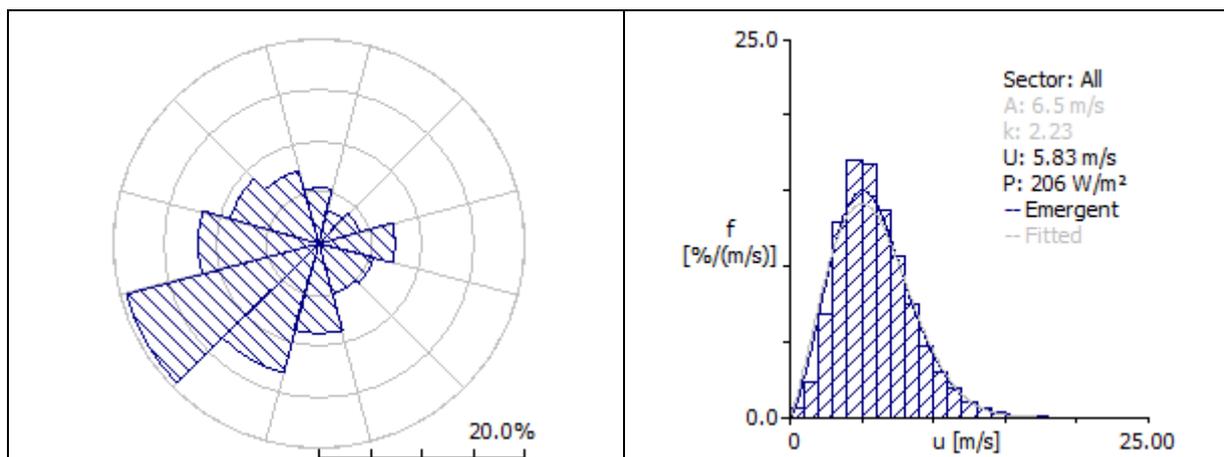


Abbildung 17: Windrose und Histogramm für die meteorologische Station [8]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.



### 3.2 Standortunabhängige Windmessdaten von Radiosonden

Diese indirekte Messung der Windgeschwindigkeit findet in einem großen Raster für die ganze Erde statt. Hierbei verfolgt ein Radar einen passiven Reflektor, der z.B. an einem Ballon angebracht ist. Die Datenerfassung erfolgt nach einer vorgeschriebenen Zeitspanne für das Radar und die Radiosonde. Aufgrund der horizontalen und vertikalen Bewegung des Ballons, können auf Basis der Streckenverschiebungen die Windgeschwindigkeiten bestimmt werden.

Die Werte werden für unterschiedliche Druckniveaus erfasst. Für die meisten Beobachtungen wurde das Druckniveau auf 995 mbar festgelegt. Um ein gleichförmiges Gitter für die Erdhülle zu generieren, wurden diese aufgezeichneten Daten für ein gleichförmiges Raster in 2.5°-Schritten extrapoliert.

Diese Daten (auch als Reanalysedaten bezeichnet) werden nicht für die direkte Ermittlung von Energieerträgen oder Windgeschwindigkeiten verwendet. Sie dienen lediglich zur Extrapolation von hochwertigeren Messungen (z.B. standortspezifische Messung) oder Ertragsdaten. Aus diesem Grund werden keine Histogramme und Windrosen angefertigt bzw. dargestellt. Nachfolgend werden die für die Erstellung der Windkarte Hessen verwendeten Daten tabellarisch aufgezeigt.

Koordinaten (WGS 84) Datensatz 1	50.00° N, 07.50° O
Koordinaten (WGS 84) Datensatz 2	50.00° N, 10.00° O
Druckniveau ca.	995 mbar
Messperiode	--- bis dato
Mittelungsdauer	6 h
Ausgewerteter Messzeitraum	01.01.1982 – 31.12.2010

**Tabelle 10: Standard-Information über die Radiosonde. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.**



## 4 Daten zur Validierung der Ergebnisse

### 4.1 Produktionsdaten zur Validierung

Keiner der im Folgenden dargestellten Windparks wurde von den Verfassern besichtigt. Relevante Daten (z.B. Standortkoordinaten, Landnutzungsbedingungen, WEA-Spezifikationen usw.) wurden aus den Ertragstabellen der Betreiber-Datenbasis [13] und aus Orthophotos ermittelt. Falschangaben bzgl. der Anlagentypen können ohne Besichtigung der Validierungswindparks nicht identifiziert werden.

#### 4.1.1 Windpark Appenhain

Der Windpark liegt zwischen den Ortschaften Itzenhain, Sachsenhausen und Appenhain im Schwalm-Eder-Kreis. Die Standard-Informationen zum Windpark sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Name des Windparks	Appenhain
Betreiber	---
Koordinate des Parks (GK3)	3505760 E / 5643530 N (Koordinate WEA 1)
Fußpunkthöhe des Windparks über NN	395 m
Typ(en) der WEA	2 x Enercon E-40/5.40, 1 x Enercon E-40/6.44
Leistung	500 bzw. 600 kW
Nabenhöhe(n)	65 bzw. 78 m
Durchmesser	40 bzw. 44 m
Blatttyp(en)	---
Anzahl der WEA	3 WEA in Reihe
Datenquelle	[13]
Datenart	ASCII-Daten in Excel-Datenbank
Datenkanäle	Monatl. Erträge sowie monatl. Verfügbarkeiten
Mittelungsdauer	Monatsmittelwerte
Verwendete Leistungs- und Schubbeiwertkurve	Vermessene LK der E-40/5.40, DEWI Vermessene LK der E-40/6.44, WT1871/01, 27.08.2001 Berechnete ct der E-40/5.40 Berechnete ct der E-40/6.44
Ausgewerteter Zeitraum	Juli 2001 – Dezember 2010
Langzeitabgleich	Indizierung über Windindex

**Tabelle 11:** Standard-Information über den Validierungswindpark [13]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.



#### 4.1.2 Windpark Bad Endbach

Der Windpark liegt nördlich von Bad Endbach im Landkreis Marburg-Biedenkopf. Die Standard-Informationen zum Windpark sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Name des Windparks	Bad Endbach
Betreiber	---
Koordinate des Parks (GK3)	3464314 E / 5629063 N (Koordinate WEA 1)
Fußpunkthöhe des Windparks über NN	515 m
Typ(en) der WEA	2 x AN Bonus Bns600, 2 x Fuhrländer FL1000
Leistung	600 bzw. 1000 kW
Nabenhöhe(n)	50 bzw. 70 m
Durchmesser	44 bzw. 54 m
Blatttyp(en)	---
Anzahl der WEA	2 x 2 WEA paarweise
Datenquelle	[13]
Datenart	ASCII-Daten in Excel-Datenbank
Datenkanäle	Monatl. Erträge sowie monatl. Verfügbarkeiten
Mittelungsdauer	Monatsmittelwerte
Verwendete Leistungs- und Schubbeiwertkurve	Vermessene LK der Bns600, WICO 028LK298 Vermessene LK der FL1000, DEWI PV 0002-03-Vector Berechnete ct der Bns600 Berechnete ct der FL1000
Ausgewerteter Zeitraum	Februar 1997 – Dezember 2010 bzw. Januar 2003 – Dezember 2010
Langzeitabgleich	Indizierung über Windindex

**Tabelle 12:** Standard-Information über den Validierungswindpark [13]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.



### 4.1.3 Windpark Billertshausen

Der Windpark liegt westlich von Alsfeld im Osten von Billertshausen im Vogelsbergkreis. Die Standard-Informationen zum Windpark sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst. Es ist anzumerken, dass nur die Ertragsdaten der 10 DeWind D6 zur Verfügung standen.

Name des Windparks	Billertshausen
Betreiber	---
Koordinate des Parks (GK3)	3514743 E / 5623774 N (Koordinate WEA 1)
Fußpunkthöhe des Windparks über NN	320 m
Typ(en) der WEA	10 x DeWind D6, 1 x AN Bonus Bns1000, 1 x AN Bonus Bns600
Leistung	1000 bzw. 600 kW
Nabenhöhe(n)	68.5 bzw. 70 bzw. 55 m
Durchmesser	62 bzw. 54 bzw. 44 m
Blatttyp(en)	---
Anzahl der WEA	12 WEA in Doppelreihe
Datenquelle	[13]
Datenart	ASCII-Daten in Excel-Datenbank
Datenkanäle	Monatl. Erträge sowie monatl. Verfügbarkeiten
Mittelungsdauer	Monatsmittelwerte
Verwendete Leistungs- und Schubbeiwertkurve	Berechnete LK der D6 Vermessene LK der Bns1000, WICO029LK298, 12.05.1999 Vermessene LK der Bns600, WICO 028LK298 Berechnete ct der D6 Berechnete ct der Bns1000 Berechnete ct der Bns600
Ausgewerteter Zeitraum	April 2003 – Dezember 2010
Langzeitabgleich	Indizierung über Windindex

**Tabelle 13:** Standard-Information über den Validierungswindpark [13]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.



#### 4.1.4 Windpark Breuna-Ersen

Der Windpark liegt zwischen den beiden Ortschaften Ersen und Oberlistingen. Die Standard-Informationen zum Windpark sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Name des Windparks	Breuna-Ersen
Betreiber	---
Koordinate des Parks (GK3)	3516335 E / 5702727 N (Koordinate WEA 1)
Fußpunkthöhe des Windparks über NN	285 m
Typ(en) der WEA	3 x Micon NM4860
Leistung	600 kW
Nabenhöhe(n)	60 m
Durchmesser	48 m
Blatttyp(en)	---
Anzahl der WEA	3 WEA in Reihe
Datenquelle	[13]
Datenart	ASCII-Daten in Excel-Datenbank
Datenkanäle	Monatl. Erträge sowie monatl. Verfügbarkeiten
Mittelungsdauer	Monatsmittelwerte
Verwendete Leistungs- und Schubbeiwertkurve	Vermessene LK der NM4860, WT473/96, 14.05.1996 Berechnete ct der NM4860
Ausgewerteter Zeitraum	März 1997 – Dezember 2010
Langzeitabgleich	Indizierung über Windindex

**Tabelle 14:** Standard-Information über den Validierungswindpark [13]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.



#### 4.1.5 Windpark Burg-Gemünden

Der Windpark liegt im Südosten der Ortschaft Burg-Gemünden. Die Standard-Informationen zum Windpark sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Name des Windparks	Burg-Gemünden
Betreiber	---
Koordinate des Parks (GK3)	3503921 E / 5615717 N (Koordinate WEA 1)
Fußpunkthöhe des Windparks über NN	320 m
Typ(en) der WEA	3 x Nordex N62
Leistung	1300 kW
Nabenhöhe(n)	69 m
Durchmesser	62 m
Blatttyp(en)	---
Anzahl der WEA	3 WEA in Reihe
Datenquelle	[13]
Datenart	ASCII-Daten in Excel-Datenbank
Datenkanäle	Monatl. Erträge sowie monatl. Verfügbarkeiten
Mittelungsdauer	Monatsmittelwerte
Verwendete Leistungs- und Schubbeiwertkurve	Vermessene LK der N62, WICO 248LKA99, 22.05.2000 Berechnete ct der N62
Ausgewerteter Zeitraum	Januar 2006 – Dezember 2010
Langzeitabgleich	Indizierung über Windindex

**Tabelle 15:** Standard-Information über den Validierungswindpark [13]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.



#### 4.1.6 Windpark Dirlammen

Der Windpark liegt zwischen den beiden Ortschaften Dirlammen und Meiches. Die Standard-Informationen zum Windpark sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Name des Windparks	Dirlammen
Betreiber	---
Koordinate des Parks (GK3)	3518879 E / 5607375 N (Koordinate WEA 1)
Fußpunkthöhe des Windparks über NN	530 m
Typ(en) der WEA	8 x AN Bonus Bns1300
Leistung	1300 kW
Nabenhöhe(n)	68 m
Durchmesser	62 m
Blatttyp(en)	---
Anzahl der WEA	8 WEA in Cluster
Datenquelle	[13]
Datenart	ASCII-Daten in Excel-Datenbank
Datenkanäle	Monatl. Erträge sowie monatl. Verfügbarkeiten
Mittelungsdauer	Monatsmittelwerte
Verwendete Leistungs- und Schubbeiwertkurve	Vermessene LK der Bns1300, WICO 279LKC99, 22.05.2000 Berechnete ct der Bns1300
Ausgewerteter Zeitraum	Januar 2001 – Dezember 2010
Langzeitabgleich	Indizierung über Windindex

**Tabelle 16:** Standard-Information über den Validierungswindpark [13]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.



#### 4.1.7 Windpark Freiensteinau Nord

Der Windpark liegt nördlich von Freiensteinau im Vogelsbergkreis. Die Standard-Informationen zum Windpark sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Name des Windparks	Freiensteinau Nord
Betreiber	---
Koordinate des Parks (GK3)	3527848 E / 5589411 N (Koordinate WEA 1)
Fußpunkthöhe des Windparks über NN	490 m
Typ(en) der WEA	3 x AN Bonus Bns600, 1 x Enercon E-40/6.44
Leistung	600 kW
Nabenhöhe(n)	58 bzw. 65 m
Durchmesser	44 m
Blatttyp(en)	---
Anzahl der WEA	4 WEA in Cluster
Datenquelle	[13]
Datenart	ASCII-Daten in Excel-Datenbank
Datenkanäle	Monatl. Erträge sowie monatl. Verfügbarkeiten
Mittelungsdauer	Monatsmittelwerte
Verwendete Leistungs- und Schubbeiwertkurve	Vermessene LK der Bns600, WICO 028LK298 Vermessene LK der E-40/6.44, WT1871/01, 27.08.2001 Berechnete ct der Bns600 Berechnete ct der E-40/6.44
Ausgewerteter Zeitraum	Januar 2000 – Dezember 2010
Langzeitabgleich	Indizierung über Windindex

**Tabelle 17: Standard-Information über den Validierungswindpark [13]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.**



#### 4.1.8 Windpark Freiensteinau Süd

Der Windpark liegt südlich von Freiensteinau im Vogelsbergkreis. Die Standard-Informationen zum Windpark sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Name des Windparks	Freiensteinau Süd
Betreiber	---
Koordinate des Parks (GK3)	3528859 E / 5584959 N (Koordinate WEA 1)
Fußpunkthöhe des Windparks über NN	420 m
Typ(en) der WEA	9x Vestas V90
Leistung	2000 kW
Nabenhöhe(n)	105 m
Durchmesser	90 m
Blatttyp(en)	---
Anzahl der WEA	9 WEA in Cluster
Datenquelle	[13]
Datenart	ASCII-Daten in Excel-Datenbank
Datenkanäle	Monatl. Erträge sowie monatl. Verfügbarkeiten
Mittelungsdauer	Monatsmittelwerte
Verwendete Leistungs- und Schubbeiwertkurve	Vermessene LK der V90, RISO-I-2201-1,23.06.2004 Berechnete ct der V90
Ausgewerteter Zeitraum	November 2009 – Dezember 2010
Langzeitabgleich	Indizierung über Windindex

**Tabelle 18:** Standard-Information über den Validierungswindpark [13]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.



#### 4.1.9 Windpark Friedewald

Der Windpark liegt im Nordwesten der Ortschaft Friedewald. Die Standard-Informationen zum Windpark sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Name des Windparks	Friedewald
Betreiber	---
Koordinate des Parks (GK3)	3559059 E / 5639027 N (Koordinate WEA 1)
Fußpunkthöhe des Windparks über NN	450 m
Typ(en) der WEA	1 x Enercon E-40/6.44, 1 x Enercon E-58, 1 x Enercon E-66/18.70
Leistung	600 bzw. 1000 bzw. 1800 kW
Nabenhöhe(n)	78 bzw. 89 bzw. 98 m
Durchmesser	44 bzw. 58 bzw. 70 m
Blatttyp(en)	---
Anzahl der WEA	3 WEA
Datenquelle	[13]
Datenart	ASCII-Daten in Excel-Datenbank
Datenkanäle	Monatl. Erträge sowie monatl. Verfügbarkeiten
Mittelungsdauer	Monatsmittelwerte
Verwendete Leistungs- und Schubbeiwertkurve	Vermessene LK der E-40/6.44, WT1871/01, 27.08.2001 Vermessene LK der E-58, WICO1354/00, 29.02.2000 Vermessene LK der E-66/18.70, DEWI-PV 0002-05-16, 12.09.2001 Berechnete ct der E-40/6.44 Berechnete ct der E-58 Berechnete ct der E-66/18.70
Ausgewerteter Zeitraum	Mai 2004 – Dezember 2010
Langzeitabgleich	Indizierung über Windindex

**Tabelle 19: Standard-Information über den Validierungswindpark [13]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.**



#### 4.1.10 Windpark Frischborn

Der Windpark liegt im Nordwesten von Frischborn im Vogelsbergkreis. Die Standard-Informationen zum Windpark sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Name des Windparks	Frischborn
Betreiber	---
Koordinate des Parks (GK3)	3525084 E / 5609478 N (Koordinate WEA 1)
Fußpunkthöhe des Windparks über NN	410 m
Typ(en) der WEA	3 x Enercon E-40/6.44
Leistung	600 kW
Nabenhöhe(n)	78 m
Durchmesser	44 m
Blatttyp(en)	---
Anzahl der WEA	3 WEA in Reihe
Datenquelle	[13]
Datenart	ASCII-Daten in Excel-Datenbank
Datenkanäle	Monatl. Erträge sowie monatl. Verfügbarkeiten
Mittelungsdauer	Monatsmittelwerte
Verwendete Leistungs- und Schubbeiwertkurve	Vermessene LK der E-40/6.44, WT1871/01, 27.08.2001 Berechnete ct der E-40/6.44
Ausgewerteter Zeitraum	Juli 2005 – Dezember 2010
Langzeitabgleich	Indizierung über Windindex

**Tabelle 20: Standard-Information über den Validierungswindpark [13]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.**



#### 4.1.11 Windpark Gilserberg

Der Windpark liegt im Südwesten der Ortschaft Gilserberg im Schwalm-Eder-Kreis. Die Standard-Informationen zum Windpark sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Name des Windparks	Gilserberg
Betreiber	---
Koordinate des Parks (GK3)	3503468 E / 5645006 N (Koordinate WEA 1)
Fußpunkthöhe des Windparks über NN	395 m
Typ(en) der WEA	4 x Enercon E-40/6.44
Leistung	600 kW
Nabenhöhe(n)	65 bzw. 78 m
Durchmesser	44 m
Blatttyp(en)	---
Anzahl der WEA	4 WEA in Cluster
Datenquelle	[13]
Datenart	ASCII-Daten in Excel-Datenbank
Datenkanäle	Monatl. Erträge sowie monatl. Verfügbarkeiten
Mittelungsdauer	Monatsmittelwerte
Verwendete Leistungs- und Schubbeiwertkurve	Vermessene LK der E-40/6.44, WT1871/01, 27.08.2001 Berechnete ct der E-40/6.44
Ausgewerteter Zeitraum	Dezember 2000 – Dezember 2010
Langzeitabgleich	Indizierung über Windindex

**Tabelle 21:** Standard-Information über den Validierungswindpark [13]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.



#### 4.1.12 Windpark Hirzenhain

Der Windpark liegt nordwestlich von Hirzenhain bei der Ortschaft Igelhausen im Wetteraukreis. Die Standard-Informationen zum Windpark sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Name des Windparks	Hirzenhain
Betreiber	---
Koordinate des Parks (GK3)	3508682 E / 5586265 N (Koordinate WEA 1)
Fußpunkthöhe des Windparks über NN	305 m
Typ(en) der WEA	3 x DeWind D6
Leistung	1000 kW
Nabenhöhe(n)	68.5 m
Durchmesser	62 m
Blatttyp(en)	---
Anzahl der WEA	3 WEA
Datenquelle	[13]
Datenart	ASCII-Daten in Excel-Datenbank
Datenkanäle	Monatl. Erträge sowie monatl. Verfügbarkeiten
Mittelungsdauer	Monatsmittelwerte
Verwendete Leistungs- und Schubbeiwertkurve	Berechnete LK der D6 Berechnete ct der D6
Ausgewerteter Zeitraum	Januar 2003 – Dezember 2010
Langzeitabgleich	Indizierung über Windindex

**Tabelle 22:** Standard-Information über den Validierungswindpark [13]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.



#### 4.1.13 Windpark Immenhausen

Der Windpark liegt im Südosten von Immenhausen im Landkreis Kassel. Die Standard-Informationen zum Windpark sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst. Es ist anzumerken, dass nur die Ertragsdaten der 3 Neg Micon NM60, der 2 Neg Micon NM48 und der 2 WindWorld WW52 verfügbar waren.

Name des Windparks	Immenhausen
Betreiber	---
Koordinate des Parks (GK3)	3534917 E / 5697961 N (Koordinate WEA 1)
Fußpunkthöhe des Windparks über NN	330 m
Typ(en) der WEA	3 x Tacke TW600, 2 x Vestas V42, 3 x Neg Micon NM60, 2 x Neg Micon NM48, 2 x WindWorld WW52
Leistung	600 bzw. 750 bzw. 1000 kW
Nabenhöhe(n)	50, 53, 70 und 73.8 m
Durchmesser	43, 42, 60, 48 und 52 m
Blatttyp(en)	---
Anzahl der WEA	12 WEA in Cluster
Datenquelle	[13]
Datenart	ASCII-Daten in Excel-Datenbank
Datenkanäle	Monatl. Erträge sowie monatl. Verfügbarkeiten
Mittelungsdauer	Monatsmittelwerte
Verwendete Leistungs- und Schubbeiwertkurve	Vermessene LK der TW600, WT429/95 Berechnete LK der V42 Vermessene LK der NM60, WT1230/99, 09.08.1999 Vermessene LK der NM48, WT767/97, 31.03.1998 Vermessene LK der WW52, LM Glasfiber, 02-04-1998 Berechnete ct der TW600 Berechnete ct der V42 Berechnete ct der NM60 Berechnete ct der NM48 Berechnete ct der WW52
Ausgewerteter Zeitraum	Februar 2001 – Dezember 2010
Langzeitabgleich	Indizierung über Windindex

**Tabelle 23:** Standard-Information über den Validierungswindpark [13]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.



#### 4.1.14 Windpark Karben

Der Windpark liegt westlich von Karben im Wetteraukreis. Die Standard-Informationen zum Windpark sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Name des Windparks	Karben
Betreiber	---
Koordinate des Parks (GK3)	3480306 E / 5565097 N (Koordinate WEA 1)
Fußpunkthöhe des Windparks über NN	170 m
Typ(en) der WEA	2 x DeWind D6
Leistung	1000 kW
Nabenhöhe(n)	68.5 m
Durchmesser	62 m
Blatttyp(en)	---
Anzahl der WEA	2 WEA
Datenquelle	[13]
Datenart	ASCII-Daten in Excel-Datenbank
Datenkanäle	Monatl. Erträge sowie monatl. Verfügbarkeiten
Mittelungsdauer	Monatsmittelwerte
Verwendete Leistungs- und Schubbeiwertkurve	Berechnete LK der D6 Berechnete ct der D6
Ausgewerteter Zeitraum	September 2002 – September 2007
Langzeitabgleich	Indizierung über Windindex

**Tabelle 24:** Standard-Information über den Validierungswindpark [13]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.



#### 4.1.15 Windpark Kirtorf-Erbenhausen

Der Windpark liegt zwischen den beiden Ortschaften Kirtorf und Erbenhausen im Vogelsbergkreis. Die Standard-Informationen zum Windpark sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Name des Windparks	Kirtorf-Erbenhausen
Betreiber	---
Koordinate des Parks (GK3)	3506639 E / 5625338 N (Koordinate WEA 1)
Fußpunkthöhe des Windparks über NN	310 m
Typ(en) der WEA	7 x DeWind D6
Leistung	1000 kW
Nabenhöhe(n)	68.5 m
Durchmesser	62 m
Blatttyp(en)	---
Anzahl der WEA	7 WEA in Cluster
Datenquelle	[13]
Datenart	ASCII-Daten in Excel-Datenbank
Datenkanäle	Monatl. Erträge sowie monatl. Verfügbarkeiten
Mittelungsdauer	Monatsmittelwerte
Verwendete Leistungs- und Schubbeiwertkurve	Berechnete LK der D6 Berechnete ct der D6
Ausgewerteter Zeitraum	Februar 2003 – Dezember 2010
Langzeitabgleich	Indizierung über Windindex

**Tabelle 25:** Standard-Information über den Validierungswindpark [13]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.



#### 4.1.16 Windpark Körle

Der Windpark liegt nördlich von Körle im Schwalm-Eder-Kreis. Die Standard-Informationen zum Windpark sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Name des Windparks	Körle
Betreiber	---
Koordinate des Parks (GK3)	3535844 E / 5672717 N (Koordinate WEA 1)
Fußpunkthöhe des Windparks über NN	276 m
Typ(en) der WEA	2 x REpower MD77
Leistung	1500 kW
Nabenhöhe(n)	90 m
Durchmesser	77 m
Blatttyp(en)	---
Anzahl der WEA	2 WEA
Datenquelle	[13]
Datenart	ASCII-Daten in Excel-Datenbank
Datenkanäle	Monatl. Erträge sowie monatl. Verfügbarkeiten
Mittelungsdauer	Monatsmittelwerte
Verwendete Leistungs- und Schubbeiwertkurve	Vermessene LK der MD77, WT3219/04, 12.03.2004 Berechnete ct der MD77
Ausgewerteter Zeitraum	September 2003 – Dezember 2010
Langzeitabgleich	Indizierung über Windindex

**Tabelle 26: Standard-Information über den Validierungswindpark [13]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.**



#### 4.1.17 Windpark Limburg

Der Windpark liegt zwischen den beiden Ortschaften Offheim und Dehrn im Norden von Limburg. Die Standard-Informationen zum Windpark sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Name des Windparks	Limburg
Betreiber	---
Koordinate des Parks (GK3)	3434610 E / 5587898 N (Koordinate WEA 1)
Fußpunkthöhe des Windparks über NN	210 m
Typ(en) der WEA	2 x DeWind D4
Leistung	600 kW
Nabenhöhe(n)	70 m
Durchmesser	48 m
Blatttyp(en)	---
Anzahl der WEA	2 WEA
Datenquelle	[13]
Datenart	ASCII-Daten in Excel-Datenbank
Datenkanäle	Monatl. Erträge sowie monatl. Verfügbarkeiten
Mittelungsdauer	Monatsmittelwerte
Verwendete Leistungs- und Schubbeiwertkurve	Berechnete LK der D4, D4-600-611-ger/Rev01/30.04.02/sr Berechnete ct der D4, D4-600-621-ger/Rev01/30.04.02/sr
Ausgewerteter Zeitraum	Juli 2000 – September 2007 (keine Daten in 2002)
Langzeitabgleich	Indizierung über Windindex

**Tabelle 27:** Standard-Information über den Validierungswindpark [13]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.



#### 4.1.18 Windpark Modautal

Der Windpark liegt im Nordwesten von Modautal im Landkreis Darmstadt-Dieburg. Die Standard-Informationen zum Windpark sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Name des Windparks	Modautal
Betreiber	---
Koordinate des Parks (GK3)	3478862 E / 5514699 N (Koordinate WEA 1)
Fußpunkthöhe des Windparks über NN	371 m
Typ(en) der WEA	3 x Tacke TW600
Leistung	600 kW
Nabenhöhe(n)	50 m
Durchmesser	43 m
Blatttyp(en)	---
Anzahl der WEA	3 WEA
Datenquelle	[13]
Datenart	ASCII-Daten in Excel-Datenbank
Datenkanäle	Monatl. Erträge sowie monatl. Verfügbarkeiten
Mittelungsdauer	Monatsmittelwerte
Verwendete Leistungs- und Schubbeiwertkurve	Vermessene LK der TW600, WT429/95 Berechnete ct der TW600
Ausgewerteter Zeitraum	Januar 1997 – Dezember 2004
Langzeitabgleich	Indizierung über Windindex

**Tabelle 28:** Standard-Information über den Validierungswindpark [13]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.



#### 4.1.19 Windpark Mücke/Ober Ohmen

Der Windpark liegt zwischen den beiden Ortschaften Ober Ohmen und Zeilbach im Vogelsbergkreis. Die Standard-Informationen zum Windpark sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Name des Windparks	Mücke/Ober Ohmen
Betreiber	---
Koordinate des Parks (GK3)	3509624 E / 5609802 N (Koordinate WEA 1)
Fußpunkthöhe des Windparks über NN	425 m
Typ(en) der WEA	3 x Tacke TW600
Leistung	600 kW
Nabenhöhe(n)	50 m
Durchmesser	43 m
Blatttyp(en)	---
Anzahl der WEA	3 WEA in Reihe
Datenquelle	[13]
Datenart	ASCII-Daten in Excel-Datenbank
Datenkanäle	Monatl. Erträge sowie monatl. Verfügbarkeiten
Mittelungsdauer	Monatsmittelwerte
Verwendete Leistungs- und Schubbeiwertkurve	Vermessene LK der TW600, WT429/95 Berechnete ct der TW600
Ausgewerteter Zeitraum	Februar 2003 – Dezember 2004
Langzeitabgleich	Indizierung über Windindex

**Tabelle 29:** Standard-Information über den Validierungswindpark [13]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.



#### 4.1.20 Windpark Nidda-Fauerbach

Der Windpark liegt zwischen den beiden Ortschaften Nidda und Fauerbach. Die Standard-Informationen zum Windpark sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Name des Windparks	Nidda-Fauerbach
Betreiber	---
Koordinate des Parks (GK3)	3503542 E / 5585729 N (Koordinate WEA 1)
Fußpunkthöhe des Windparks über NN	270 m
Typ(en) der WEA	4 x DeWind D4
Leistung	600 kW
Nabenhöhe(n)	70 m
Durchmesser	48 m
Blatttyp(en)	---
Anzahl der WEA	4 WEA in Cluster
Datenquelle	[13]
Datenart	ASCII-Daten in Excel-Datenbank
Datenkanäle	Monatl. Erträge sowie monatl. Verfügbarkeiten
Mittelungsdauer	Monatsmittelwerte
Verwendete Leistungs- und Schubbeiwertkurve	Berechnete LK der D4, D4-600-611-ger/Rev01/30.04.02/sr Berechnete ct der D4, D4-600-621-ger/Rev01/30.04.02/sr
Ausgewerteter Zeitraum	April 2003 – September 2007
Langzeitabgleich	Indizierung über Windindex

**Tabelle 30:** Standard-Information über den Validierungswindpark [13]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.



#### 4.1.21 Windpark Nidderau-Erbstadt

Der Windpark liegt westlich von Erbstadt im Main-Kinzig-Kreis. Die Standard-Informationen zum Windpark sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Name des Windparks	Nidderau-Erbstadt
Betreiber	---
Koordinate des Parks (GK3)	3491582 E / 5570354 N (Koordinate WEA 1)
Fußpunkthöhe des Windparks über NN	190 m
Typ(en) der WEA	3 x DeWind D4, 1 x DeWind D6
Leistung	600 bzw. 1000 kW
Nabenhöhe(n)	70 bzw. 68.5 m
Durchmesser	48 bzw. 62 m
Blatttyp(en)	---
Anzahl der WEA	4 WEA in Cluster
Datenquelle	[13]
Datenart	ASCII-Daten in Excel-Datenbank
Datenkanäle	Monatl. Erträge sowie monatl. Verfügbarkeiten
Mittelungsdauer	Monatsmittelwerte
Verwendete Leistungs- und Schubbeiwertkurve	Berechnete LK der D4, D4-600-611-ger/Rev01/30.04.02/sr Berechnete LK der D6 Berechnete ct der D4, D4-600-621-ger/Rev01/30.04.02/sr Berechnete ct der D6
Ausgewerteter Zeitraum	September 2003 – September 2007
Langzeitabgleich	Indizierung über Windindex

**Tabelle 31: Standard-Information über den Validierungswindpark [13]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.**



#### 4.1.22 Windpark Rixfeld

Der Windpark liegt nördlich von Rixfeld im Vogelsbergkreis. Die Standard-Informationen zum Windpark sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Name des Windparks	Rixfeld
Betreiber	---
Koordinate des Parks (GK3)	3527008 E / 5605488 N (Koordinate WEA 1)
Fußpunkthöhe des Windparks über NN	450 m
Typ(en) der WEA	5 x AN Bonus Bns600
Leistung	600 kW
Nabenhöhe(n)	58 m
Durchmesser	44 m
Blatttyp(en)	---
Anzahl der WEA	5 WEA, davon 4 in Reihe
Datenquelle	[13]
Datenart	ASCII-Daten in Excel-Datenbank
Datenkanäle	Monatl. Erträge sowie monatl. Verfügbarkeiten
Mittelungsdauer	Monatsmittelwerte
Verwendete Leistungs- und Schubbeiwertkurve	Vermessene LK der Bns600, WICO 028LK298 Berechnete ct der Bns600
Ausgewerteter Zeitraum	Februar 1997 – Dezember 2010
Langzeitabgleich	Indizierung über Windindex

**Tabelle 32: Standard-Information über den Validierungswindpark [13]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.**



#### 4.1.23 Windpark Roter Berg/Sontra

Der Windpark liegt im Südwesten von Sontra im Werra-Meißner-Kreis. Die Standard-Informationen zum Windpark sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Name des Windparks	Roter Berg/Sontra
Betreiber	---
Koordinate des Parks (GK3)	3562350 E / 5657627 N (Koordinate WEA 1)
Fußpunkthöhe des Windparks über NN	320 m
Typ(en) der WEA	4 x Vestas V82
Leistung	1500 kW
Nabenhöhe(n)	93.6 bzw. 108.6 m
Durchmesser	82 m
Blatttyp(en)	---
Anzahl der WEA	4 WEA in Cluster
Datenquelle	[13]
Datenart	ASCII-Daten in Excel-Datenbank
Datenkanäle	Monatl. Erträge sowie monatl. Verfügbarkeiten
Mittelungsdauer	Monatsmittelwerte
Verwendete Leistungs- und Schubbeiwertkurve	Berechnete LK der NM82, 14.05.2002 Berechnete ct der NM82, 29.11.2001
Ausgewerteter Zeitraum	August 2006 – Dezember 2010
Langzeitabgleich	Indizierung über Windindex

**Tabelle 33: Standard-Information über den Validierungswindpark [13]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.**



#### 4.1.24 Windpark Rülfenrod

Der Windpark liegt östlich von Homberg (Ohm) bei der Ortschaft Rülfenrod. Die Standard-Informationen zum Windpark sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Name des Windparks	Rülfenrod
Betreiber	---
Koordinate des Parks (GK3)	3504985 E / 5619235 N (Koordinate WEA 1)
Fußpunkthöhe des Windparks über NN	300 m
Typ(en) der WEA	5 x General Electric GE1.5
Leistung	1500 kW
Nabenhöhe(n)	85 m
Durchmesser	77 m
Blatttyp(en)	---
Anzahl der WEA	5 WEA in Cluster
Datenquelle	[13]
Datenart	ASCII-Daten in Excel-Datenbank
Datenkanäle	Monatl. Erträge sowie monatl. Verfügbarkeiten
Mittelungsdauer	Monatsmittelwerte
Verwendete Leistungs- und Schubbeiwertkurve	Berechnete LK der GE 1.5sl, Revision 04, 2002 Berechnete ct der Enron Wind 1.5sl, Revision 01, 09.04.2001
Ausgewerteter Zeitraum	Januar 2006 – Dezember 2010
Langzeitabgleich	Indizierung über Windindex

**Tabelle 34:** Standard-Information über den Validierungswindpark [13]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.



#### 4.1.25 Windpark Schenklengsfeld

Der Windpark liegt zwischen den beiden Ortschaften Unterweisenborn und Wehrshausen in südlich von Schenklengsfeld. Die Standard-Informationen zum Windpark sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Name des Windparks	Schenklengsfeld
Betreiber	---
Koordinate des Parks (GK3)	3560503 E / 5630029 N (Koordinate WEA 1)
Fußpunkthöhe des Windparks über NN	400 m
Typ(en) der WEA	4 x Nordex N43
Leistung	600 kW
Nabenhöhe(n)	60 m
Durchmesser	43 m
Blatttyp(en)	---
Anzahl der WEA	4 WEA in Reihe
Datenquelle	[13]
Datenart	ASCII-Daten in Excel-Datenbank
Datenkanäle	Monatl. Erträge sowie monatl. Verfügbarkeiten
Mittelungsdauer	Monatsmittelwerte
Verwendete Leistungs- und Schubbeiwertkurve	Vermessene LK der N43, Frey, 28.11.1996 Berechnete ct der E-40/6.44
Ausgewerteter Zeitraum	Juni 1998 – Februar 2006
Langzeitabgleich	Indizierung über Windindex

**Tabelle 35:** Standard-Information über den Validierungswindpark [13]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.



#### 4.1.26 Windpark Schlüchtern

Der Windpark liegt nordöstlich von Schlüchtern im Main-Kinzig-Kreis an der Grenze zum Landkreis Fulda. Die Standard-Informationen zum Windpark sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Name des Windparks	Schlüchtern
Betreiber	---
Koordinate des Parks (GK3)	3540098 E / 5582668 N (Koordinate WEA 1)
Fußpunkthöhe des Windparks über NN	460 m
Typ(en) der WEA	7 x Enron Wind 1.5sl
Leistung	1500 kW
Nabenhöhe(n)	85 m
Durchmesser	77 m
Blatttyp(en)	---
Anzahl der WEA	7 WEA in Cluster
Datenquelle	[13]
Datenart	ASCII-Daten in Excel-Datenbank
Datenkanäle	Monatl. Erträge sowie monatl. Verfügbarkeiten
Mittelungsdauer	Monatsmittelwerte
Verwendete Leistungs- und Schubbeiwertkurve	Vermessene LK der Enron Wind 1.5sl, WT LK 00 002 ZB1, 17.04.2001 Berechnete ct der Enron Wind 1.5sl, Revision 01, 09.04.2001
Ausgewerteter Zeitraum	Januar 2004 – Dezember 2010
Langzeitabgleich	Indizierung über Windindex

**Tabelle 36:** Standard-Information über den Validierungswindpark [13]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.



#### 4.1.27 Windpark Schlüchtern-Hohenzell

Der Windpark liegt südöstlich von Schlüchtern bei Hohenzell. Die Standard-Informationen zum Windpark sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Name des Windparks	Schlüchtern-Hohenzell
Betreiber	---
Koordinate des Parks (GK3)	3539010 E / 5576698 N (Koordinate WEA 1)
Fußpunkthöhe des Windparks über NN	400 m
Typ(en) der WEA	3 x WindWorls WW42
Leistung	600 kW
Nabenhöhe(n)	65 m
Durchmesser	42 m
Blatttyp(en)	---
Anzahl der WEA	3 WEA in Reihe
Datenquelle	[13]
Datenart	ASCII-Daten in Excel-Datenbank
Datenkanäle	Monatl. Erträge sowie monatl. Verfügbarkeiten
Mittelungsdauer	Monatsmittelwerte
Verwendete Leistungs- und Schubbeiwertkurve	Vermessene LK der WW42, Tripod Wind Energy, 18.12.1996 Berechnete ct der N43
Ausgewerteter Zeitraum	November 1999 – Dezember 2010
Langzeitabgleich	Indizierung über Windindex

**Tabelle 37: Standard-Information über den Validierungswindpark [13]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.**



#### 4.1.28 Windpark Ulrichstein-Wohnfeld

Der Windpark liegt im Südwesten von Ulrichstein zwischen den beiden Ortschaften Kölzenhain und Altenhain. Die Standard-Informationen zum Windpark sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Name des Windparks	Ulrichstein-Wohnfeld
Betreiber	---
Koordinate des Parks (GK3)	3509246 E / 5602501 N (Koordinate WEA 1)
Fußpunkthöhe des Windparks über NN	520 m
Typ(en) der WEA	10 x Neg Micon NM60
Leistung	1000 kW
Nabenhöhe(n)	70 m
Durchmesser	60 m
Blatttyp(en)	---
Anzahl der WEA	10 WEA in Doppelreihe
Datenquelle	[13]
Datenart	ASCII-Daten in Excel-Datenbank
Datenkanäle	Monatl. Erträge sowie monatl. Verfügbarkeiten
Mittelungsdauer	Monatsmittelwerte
Verwendete Leistungs- und Schubbeiwertkurve	Vermessene LK der NM60, WT1230/99, 09.08.1999 Berechnete ct der NM60
Ausgewerteter Zeitraum	Januar 2001 – Dezember 2010
Langzeitabgleich	Indizierung über Windindex

**Tabelle 38:** Standard-Information über den Validierungswindpark [13]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.



#### 4.1.29 Windpark Wallroth/Hoher Berg

Der Windpark liegt nördlich von Wallroth und südöstlich von Hintersteinau. Die Standard-Informationen zum Windpark sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Name des Windparks	Wallroth/Hoher Berg
Betreiber	---
Koordinate des Parks (GK3)	3534695 E / 5585962 N (Koordinate WEA 1)
Fußpunkthöhe des Windparks über NN	460 m
Typ(en) der WEA	3 x Vestas V80
Leistung	2000 kW
Nabenhöhe(n)	100 m
Durchmesser	80 m
Blatttyp(en)	---
Anzahl der WEA	3 WEA in Reihe
Datenquelle	[13]
Datenart	ASCII-Daten in Excel-Datenbank
Datenkanäle	Monatl. Erträge sowie monatl. Verfügbarkeiten
Mittelungsdauer	Monatsmittelwerte
Verwendete Leistungs- und Schubbeiwertkurve	Vermessene LK der V80, WT1813/01, 28.06.2001 Berechnete ct der V80
Ausgewerteter Zeitraum	April 2005 – November 2008
Langzeitabgleich	Indizierung über Windindex

**Tabelle 39:** Standard-Information über den Validierungswindpark [13]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.



#### 4.1.30 Windpark Kandrich

Der Windpark liegt in Rheinland-Pfalz auf dem Kandrich. Die Standard-Informationen zum Windpark sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Name des Windparks	Kandrich
Betreiber	---
Koordinate des Parks (GK3)	3408861 E / 5540552 N (Koordinate WEA 1)
Fußpunkthöhe des Windparks über NN	625 m
Typ(en) der WEA	1 x Enercon E-66, 1 x Enercon E-66/18.60, 1 x Enercon E-70/E4
Leistung	1500, 1800 bzw. 2000 kW
Nabenhöhe(n)	67, 65 bzw. 113 m
Durchmesser	66, 70 bzw. 71 m
Blatttyp(en)	---
Anzahl der WEA	3 WEA
Datenquelle	[13], 30.05.2011
Datenart	ASCII-Daten
Datenkanäle	Monatl. Erträge, keine monatl. Verfügbarkeiten
Mittelungsdauer	Monatsmittelwerte
Verwendete Leistungs- und Schubbeiwertkurve	Vermessene LK der E-66, WICO 17203B97, 12.03.1998 Vermessene LK der E-66/18.70, DEWI-PV 0002-05-16, 12.09.2001 Vermessene LK der E-70/E4, DEWI-PV 0308-08.2, 15.07.2004 Berechnete ct der E-66 Berechnete ct der E-66/18.70 Berechnete ct der E-70/E4, Rev. 1.1, April 2004
Ausgewerteter Zeitraum	Januar 2010 – Dezember 2010
Langzeitabgleich	Indizierung über Windindex

**Tabelle 40:** Standard-Information über den Validierungswindpark. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.



#### 4.1.31 Windpark Guggenberg

Der Windpark liegt in Bayern bei der Ortschaft Guggenberg im Landkreis Miltenberg. Die Standard-Informationen zum Windpark sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst. Es ist anzumerken, dass nur die Ertragsdaten der 2 Vesats V90 zur Verfügung standen.

Name des Windparks	Guggenberg
Betreiber	---
Koordinate des Parks (GK3)	3528884 E / 5501166 N (Koordinate WEA 1)
Fußpunkthöhe des Windparks über NN	400 m
Typ(en) der WEA	2 x Vestas V90, 3 x REpower MD77
Leistung	2000 bzw. 1500 kW
Nabenhöhe(n)	105 bzw. 100 m
Durchmesser	90 bzw. 77 m
Blatttyp(en)	---
Anzahl der WEA	5 WEA in Cluster
Datenquelle	[13]
Datenart	ASCII-Daten in Excel-Datenbank
Datenkanäle	Monatl. Erträge sowie monatl. Verfügbarkeiten
Mittelungsdauer	Monatsmittelwerte
Verwendete Leistungs- und Schubbeiwertkurve	Vermessene LK der V90, RISO-I-2201-1,23.06.2004 Vermessene LK der MD77, WT3219/04, 12.03.2004 Berechnete ct der V90 Berechnete ct der MD77
Ausgewerteter Zeitraum	November 2007 – Dezember 2010
Langzeitabgleich	Indizierung über Windindex

**Tabelle 41:** Standard-Information über den Validierungswindpark [13]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.



#### 4.1.32 Windpark Undenheim

Der Windpark liegt in Rheinland-Pfalz zwischen den beiden Ortschaften Undenheim und Bechtolsheim. Die Standard-Informationen zum Windpark sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Name des Windparks	Undenheim
Betreiber	---
Koordinate des Parks (GK3)	3442493 E / 5521069 N (Koordinate WEA 1)
Fußpunkthöhe des Windparks über NN	160 m
Typ(en) der WEA	2 x General Electric GE1.5
Leistung	1500 kW
Nabenhöhe(n)	80 m
Durchmesser	77 m
Blatttyp(en)	---
Anzahl der WEA	2 WEA
Datenquelle	[13]
Datenart	ASCII-Daten in Excel-Datenbank
Datenkanäle	Monatl. Erträge sowie monatl. Verfügbarkeiten
Mittelungsdauer	Monatsmittelwerte
Verwendete Leistungs- und Schubbeiwertkurve	Berechnete LK der GE 1.5sl, Revision 04, 2002 Berechnete ct der Enron Wind 1.5sl, Revision 01, 09.04.2001
Ausgewerteter Zeitraum	Januar 2006 – Dezember 2010
Langzeitabgleich	Indizierung über Windindex

**Tabelle 42: Standard-Information über den Validierungswindpark [13]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.**



#### 4.1.33 Windpark Radlinghausen

Der Windpark liegt in Nordrhein-Westfalen bei der Ortschaft Radlinghausen. Die Standard-Informationen zum Windpark sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst. Es ist anzumerken, dass nicht für alle 12 Enercon E-70/E4 die Ertragsdaten verfügbar waren. Zusätzlich stehen im Windpark vier ältere Nordex-Anlagen des Typs N27 mit 150 bzw. 250 kW auf Gittertürmen.

Name des Windparks	Radlinghausen
Betreiber	---
Koordinate des Parks (GK3)	3477293 E / 5698933 N (Koordinate WEA 1)
Fußpunkthöhe des Windparks über NN	430 - 510 m
Typ(en) der WEA	12 x Enercon E-70/E4
Leistung	2000 kW
Nabenhöhe(n)	98 m
Durchmesser	71 m
Blatttyp(en)	---
Anzahl der WEA	12 WEA in Cluster
Datenquelle	[13]
Datenart	ASCII-Daten in Excel-Datenbank
Datenkanäle	Monatl. Erträge sowie monatl. Verfügbarkeiten
Mittlungsdauer	Monatsmittelwerte
Verwendete Leistungs- und Schubbeiwertkurve	Vermessene LK der E-70/E4, DEWI-PV 0308-08.2, 15.07.2004 Berechnete ct der E-70/E4, Rev. 1.1, April 2004
Ausgewerteter Zeitraum	Januar 2007 – November 2010
Langzeitabgleich	Indizierung über Windindex

**Tabelle 43: Standard-Information über den Validierungswindpark [13]. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.**



#### **4.1.34 Weitere Windparks**

Es wurden weitere Windparks innerhalb des Modellgebiets entdeckt, welche zur Validierung geeignet erscheinen. Jedoch liegen von diesen entweder keine Ertragsdaten vor, die zu Validierungszwecken verwendet werden könnten oder deren Ertragsdaten wurden aufgrund von Ergebnissen interner Qualitätsprüfungen von der Validierung ausgeschlossen.



## 5 Plausibilisierung des Modells

### 5.1 Plausibilitätsprüfung mit vorhandenen Ertragsdaten

Um das Modell zu plausibilisieren und die Langzeitextrapolation bzw. die Meteorologien 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 eine vergleichende Berechnung sollten Produktionsdaten von Windparks aus dem Untersuchungsgebiet verwendet werden. Für die Vergleichsberechnungen sind dieselben meteorologischen Eingangsdaten bzw. Modellparameter wie für das Untersuchungsgebiet 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 eine Standardverfügbarkeit der WEA von 98 % angenommen (Verfügbarkeitskorrektur). Zusätzlich werden, falls lange Einspeisewege ersichtlich sind, Ertragsverluste von 1 % aufgrund von Leitungs- und Trafoverlusten angesetzt.

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 berechnet.

Nachfolgend wird die Formel für den Vergleich dargestellt (siehe Formel [5.1]). In dieser Formel bezeichnet  $E_{berechnet}$  den berechneten Energieertrag, in dem der Parkwirkungsgrad einbezogen wurde.  $E_{produziert}$  steht wiederum für den realen Ertragswert, indem die Verfügbarkeit mit einberechnet wurde. Dieser Ertragswert wurde mittels eines Windindex korrigiert.

$$\text{Vergleich} = \frac{E_{berechnet}}{E_{produziert}} \quad [5.1]$$

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. TÜV SÜD IS konnte diese Daten nicht überprüfen, so dass keine Haftung für die Richtigkeit der Vergleichsberechnung übernommen werden kann.

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

#### 5.1.1 Auswahl und Qualitätsprüfung der Produktionsdaten zur Validierung

Zur Auswahl der zu Validierungszwecken verwendeten Windparks ist die räumliche Verteilung der Windparkstandorte über das gesamte Potentialgebiet maßgeblich. Ein erstes Ausschlusskriterium ist die Windparkentwicklung. Sind die ehemaligen Ausbaustufen eines Windparks und/oder das aktuelle Windparklayout nicht bekannt, können die Ertragsdaten nicht verwendet werden, da diese stets die Information des zum jeweiligen Zeitpunkt existierenden Windparklayouts enthalten. Zur Feststellung des aktuellen Windparklayouts und ehemaliger Entwicklungsstufen werden u.a. Luftbilder und im Internet verfügbare Informationen herangezogen, um den Parkwirkungsgrad zu jedem Zeitpunkt abschätzen zu können.



Dabei ist neben der Anzahl der errichteten WEA und deren Position auch der WEA-Typ inkl. Nabenhöhe zu ermitteln. Z.B. konnten die Layouts und Parkentwicklungen großer Windparks im Landkreis Waldeck-Frankenberg auf diese Weise nicht ermittelt werden, so dass deren Daten nicht für Validierungszwecke herangezogen werden konnten.

Des Weiteren werden nur Validierungsanlagen verwendet, die mindestens eine Nennleistung von 500 kW aufweisen, da diese meist eine höhere Verfügbarkeit aufweisen und somit als zuverlässiger anzusehen sind. Zusätzlich werden WEA mit Nabenhöhen unter 50 m von der Validierung ausgeschlossen, da die Extrapolationsdistanz zur untersten Untersuchungshöhe von 80 m ü. Grund bei kleineren Nabenhöhen als zu groß erachtet wird. Schließlich werden nur Windparks zur Validierung zugelassen, von denen mindestens ein volles Jahr an Ertragsdaten zur Verfügung steht, da der Langzeitbezug der Daten sonst mit einer zu hohen Unsicherheit behaftet ist.

Die nach oben beschriebenen Verfahren ausgewählten Ertragsdaten der Validierungsanlagen werden dann einer Plausibilitätsprüfung unterzogen. Dabei werden sowohl die Daten von innerhalb eines Windparks befindlichen WEA untereinander korreliert als auch Vergleichsberechnungen von zueinander nahegelegenen Windparks durchgeführt. Unplausibel erscheinende Daten werden verworfen. Neben einzelnen Monatsdaten können auch ganze Anlagen oder Windparks als nicht verwendbar eingestuft werden. Dieses Verfahren dient der Erhöhung der Datenbelastbarkeit.

Bei den in Abschnitt 4.1 dargestellten Windparks handelt es sich um jene, die nach dem hier beschriebenen Verfahren ausgewählt wurden und damit für die Validierung der Potenzialkarten geeignet erscheinen.

Ein letztes Kriterium, um die Eignung der Ertragsdaten für die Validierung zu bestätigen, ist die Regression mit dem gefundenen Windindex.

### **5.1.2 Langzeitnormierung mittels Windindex**

Um die langjährigen Ertragsdaten der Vergleichs-WEA zu erhalten, ist es notwendig, einen Langzeitbezug zu ermitteln. Da meist von den Windkraftanlagen selbst nur kurze Zeiträume der Ertragsdaten vorhanden sind, ist eine Langzeitindizierung mittels Winddaten geeigneter, da hierfür meist längere Datenzeiträume verfügbar sind. 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.

Für die Langzeitkorrektur der hier zur Validierung verwendeten Ertragsdaten wurde eine eigens für die Erstellung der Windkarte Hessen generierter Windindex verwendet.

Dieser setzt sich aus dem BDB-Index und den in Abschnitt 3.2 vorgestellten Winddaten zusammen.

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 [9]. 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 festgelegt.

Zur Langzeitkorrektur wurde folgende Abwandlung des BDB-Index herangezogen:



Version des BDB-Index	Region	Korrektur des Index erfolgt
Version 2006	19	Ja

**Tabelle 44:** Information über den verwendeten BDB-Index. Angaben mit „---“ sind unbekannt oder nicht verfügbar.

Es wurden die aus Ertragsdaten ermittelten Indices der in der oben angeführten Tabelle genannten Region für verschiedene Zeiträume untersucht und miteinander verglichen. Dabei wurden die monatlichen sowie jährlichen Index-Werte betrachtet und deren mittleres Niveau bestimmt. Es wird festgestellt, dass diese Werte nicht das angenommene 100%-Niveau wiedergeben, sondern in einem Bereich von bis 8% darunterliegen. Daher wurde der Index auf 92% abskaliert und ein neues 100% Niveau generiert.

Des Weiteren wurden die Reanalysedaten auf ihre Eignung hinsichtlich einer Langzeitkorrektur untersucht. Dabei wurde festgestellt, dass die Daten vom Gitterpunkt 50.00°N 10.00°E stark trendbehaftet sind. Daher wurden diese Daten von den weiteren Untersuchungen ausgeschlossen. Die Reanalysedaten des Gitterpunktes 50.00° N 07.50° erscheinen als zuverlässig. Mit Hilfe einiger ausgewählter Windparks, die für die zur Validierung verwendeten Windparks als repräsentativ erscheinen, wurde ein Windindex aus den Reanalysedaten erzeugt.

Die beiden zuvor erzeugten Windindizes wurden so miteinander verschnitten, dass eine gute Korrelation mit einem Großteil der hier zur Validierung verwendeten Windparks erzielt werden konnte. Des Weiteren wurden weitere Indexkorrekturmaßnahmen überprüft, die jedoch zu keiner weiteren Verbesserung des hier dargestellten Verfahrens geführt haben.

Die nachfolgende Validierung basiert auf diesem eigens für die Windkarte Hessen erzeugten Index.

## 5.2 Ergebnisse der Plausibilitätsprüfung

Das für die nachfolgend dargestellten Standorte berechnete Windpotenzial wird validiert und erforderlichenfalls korrigiert. Diese Korrektur erfolgt durch Verwendung eines Index, in dem das langjährige Mittel des Energieertrages der Validierungsanlagen ermittelt wird.

Im nachfolgenden werden die Ergebnisse der Vergleichsberechnungen dargestellt. Die Angaben der Regression und der Standardabweichung geben die Qualität des verwendeten Index an. Liegt die Regression bei 100% bzw. die Standardabweichung bei 0%, so hat der Index die Monatsschwankungen der Erträge ausgeglichen und einen gleichmäßigen Mittelwert geformt. Der Vergleich zwischen dem Modell und dem Realertrag gibt an, ob das Modell einen Standort über- (positive Abweichung) oder unterbewertet (negative Abweichung).

Aufgrund mangelnder Regression zwischen dem eigens für die Windkarte Hessen erstelltem Windindex und den Ertragsdaten des Windparks Kandrich, konnte dieser nicht zur Validierung der Karten beitragen.

Validierungs-Windpark	WEA-anzahl	Hersteller	Nabenhöhe	Leistung / ø Rotor	Regression zw. Wind & Ertrag	Standardabweichung zw. Wind & Ertrag	Vergleich zw. Modell & Real
[---]	[---]	[---]	[m]	[kW] / [m]	[---]	[---]	[---]
Appenhain	2	Enercon	65	500 / 40.3	93.2%	11.8%	-12.9%
Appenhain	1	Enercon	78	600 / 44	93.4%	11.6%	-6.0%
Bad Endbach	2	AN-Bonus	50	600 / 44	91.7%	13.7%	-0.5%
Billertshausen	10	DeWind	68.5	1000 / 62	94.4%	17.0%	0.5%



Breuna-Ersen	3	Micon	60	600 / 48	91.8%	14.4%	2.3%
Burg-Gemünden	3	Nordex	69	1300 / 62	93.3%	15.8%	0.2%
Dirhammen	8	AN-Bonus	68	1300 / 62	93.2%	15.2%	4.2%
Freiensteinau Nord	3	ANBonus	58	600 / 44	90.0%	14.5%	8.7%
Freiensteinau Nord	1	Enercon	65	600 / 44	89.2%	14.6%	8.7%
Freiensteinau Süd	9	Vestas	105	2000 / 90	87.1%	17.1%	-3.2%
Friedewald	1	Enercon	78	600 / 44	88.1%	16.5%	9.4%
Friedewald	1	Enercon	89	1000 / 58.6	91.7%	13.0%	-9.9%
Friedewald	1	Enercon	98	1800 / 70	93.2%	11.5%	-5.2%
Frischborn	3	Enercon	78	600 / 44	93.3%	16.4%	-0.4%
Gilserberg	3	Enercon	65	600 / 44	90.5%	13.7%	3.7%
Gilserberg	1	Enercon	78	600 / 44	92.7%	11.6%	4.0%
Hirzenhain	3	DeWind	68.5	1000 / 62	84.0%	16.7%	-4.2%
Immenhausen	3	NEGMicon	70	1000 / 60	88.5%	11.8%	-7.5%
Immenhausen	2	NEGMicon	70	750 / 48	91.4%	10.9%	0.7%
Immenhausen	2	WindWorld	73.8	750 / 52	88.9%	12.2%	-1.2%
Karben	2	DeWind	68.5	1000 / 62	84.7%	17.0%	-4.4%
Kirtorf	4	DeWind	68.5	1000 / 62	92.8%	15.6%	0.8%
Kirtorf-Erbenhausen	3	DeWind	68.5	1000 / 62	92.7%	18.6%	2.3%
Körle	2	Repower	90	1500 / 77	87.7%	15.2%	-0.3%
Limburg	2	DeWind	70	600 / 48	76.3%	18.5%	0.7%
Modautal	3	Tacke	50	600 / 43	88.5%	24.0%	4.3%
Mücke/Ober Ohmen	3	Tacke	50	600 / 43	89.4%	15.0%	-8.5%
Nidda-Fauerbach	4	DeWind	70	600 / 48	84.0%	17.5%	1.0%
Nidderau-Erbstadt	3	DeWind	70	600 / 48	92.0%	11.7%	0.6%
Nidderau-Erbstadt	1	DeWind	68.5	1000 / 62	91.7%	12.1%	2.8%
Rixfeld	5	AN-Bonus	58	600 / 44	94.3%	15.3%	-0.6%
Roter Berg	2	Vestas	93.6	1500 / 82	88.6%	18.6%	-0.1%
Roter Berg	2	Vestas	108.6	1500 / 82	88.2%	18.1%	3.3%
Rülfenrod	5	General Electric	85	1500 / 77	88.6%	16.7%	3.3%
Schenklengsfeld	4	Nordex	60	600 / 43	92.8%	14.4%	4.6%
Schlüchtern	7	EnronWind	85	1500 / 77	93.3%	11.7%	-0.2%
Schlüchtern-Hohenz.	3	WindWorld	65	600 / 42	89.7%	18.5%	4.6%
Ulrichstein-Wohnf.	10	NEGMicon	70	1000 / 60	83.6%	16.5%	5.1%
Wallroth/Hoher Berg	3	Vestas	100	2000 / 80	97.4%	9.0%	8.7%
Guggenberg	2	Vestas	105	2000 / 90	95.4%	9.6%	1.6%
Udenheim	2	General Electric	80	1500 / 77	82.0%	16.4%	2.7%
Radlinghausen	5	Enercon	98	2000 / 70	91.7%	14.8%	1.2%

**Tabelle 45: Vergleichsberechnung für die Validierungsanlagen.**



Insgesamt zeigen die hier durchgeführten Vergleichsberechnungen, dass das Modell die Erträge der verwendeten Validierungsanlagen gut reproduzieren kann. Die meisten der Validierungsparks zeigen eine Abweichung im Bereich von  $\pm 5\%$ . Berücksichtigt man die kubische Abhängigkeit des Ertrages von der Windgeschwindigkeit, so kann von einer hohen Validierungsgüte ausgegangen werden. Größere Abweichungen (hier maximal -12.9 bzw. 9.4%) müssen nicht zwangsläufig auf einem Modellfehler beruhen. Die Ursache kann unter anderem auch in den Ertragsdaten der Anlagen liegen, da diese trotz Qualitätsprüfung noch fehlerbehaftet sein können. Auch Fehler in der angegebenen Verfügbarkeit oder das Fehlen der Verfügbarkeitsangabe kann sowohl zur Unter- oder Überschätzung des Realertrags führen. Ebenso sind auch Fehlinformationen bzgl. des Anlagentyps möglich. Ist das angenommene Windparklayout nicht mit dem wahren Layout identisch, kann dies ebenfalls zu Fehlern bei der Nachmodellierung der Erträge führen.

Exemplarisch sollen im Folgenden einige der auffälligen Validierungsergebnisse diskutiert werden. Dies sind zum einen die Validierungsergebnisse des Windparks Friedewald. Diese demonstrieren, dass es innerhalb eines Windparks zu Unstimmigkeiten zwischen Realerträgen und modellierten Erträgen kommen kann, die sowohl nach oben als auch nach unten abweichen. Zum anderen werden am Beispiel der Windparks Gilserberg und Appenhain die unterschiedlich ausfallenden Validierungsergebnisse zweier benachbarter Windparks diskutiert.

Im Windpark Friedewald stehen drei Enercon-Anlagen unterschiedlichen Typs. Während die kleinste der Anlagen, die E-40/6.44 mit 9.4% durch das Modell überbewertet wird, wird die E-58 mit -9.9% unterbewertet. Die große Anlage, die E-66/18.70, wird mit -5.2% weniger stark unterbewertet. Da die Anlagen an einem Standort stehen, sind sie dem gleichen Windregime ausgesetzt. Da das Modell die Ertragsdaten nicht mit ähnlicher Güte nachmodellieren kann, ist davon auszugehen, dass die Ertragsdaten, zugehörige Verfügbarkeiten oder Typ-Informationen fehlerbehaftet sind oder die Anlagen ihre Leistungskennlinie nicht einhalten. Ein Modellfehler im Windprofil kann nicht angenommen werden, da die Negativabweichung nicht mit steigender Nabenhöhe zunimmt.

Die benachbarten Windparks Gilserberg und Appenhain weisen voneinander abweichende Validierungsergebnisse auf. Während der Windpark Gilserberg vom Modell etwas überbewertet wird, liegt im Windpark Appenhain eine deutliche Unterbewertung vor. In beiden Parks steht eine E-40/6.44 mit einer Nabenhöhe von 78 m. Während die Anlage im Windpark Gilserberg mit einer Güte von 4.0% modelliert werden kann, liegt die Güte für die Anlage im Windpark Appenhain bei -6.0%. Da solche Unterschiede nicht durch das Gelände begründbar sind und von ähnlichen Windverhältnissen an den Standorten auszugehen ist, wie sie vom Modell berechnet werden, ist die deutliche Abweichung der Realerträge durch vielerlei Fehler wie auch Kombinationen von Fehlern zu erklären. Ein Beispiel hierfür wären schlecht laufende Anlagen, Fehler in den Ertragsdaten oder Falschannahmen bzgl. des Windparklayouts. Letzteres könnte mit der Durchführung von Standortbesichtigungen zu einer Beseitigung von Fehlerquellen bei der Modellvalidierung beitragen, da in der unmittelbaren Umgebung strömungsrelevante Einflussfaktoren oder spezifische Eingangsdaten ermittelt werden können.



## 6 Ergebnisse der Windpotenzialberechnung

### 6.1 Windpotenzial auf 80 m ü. Grund

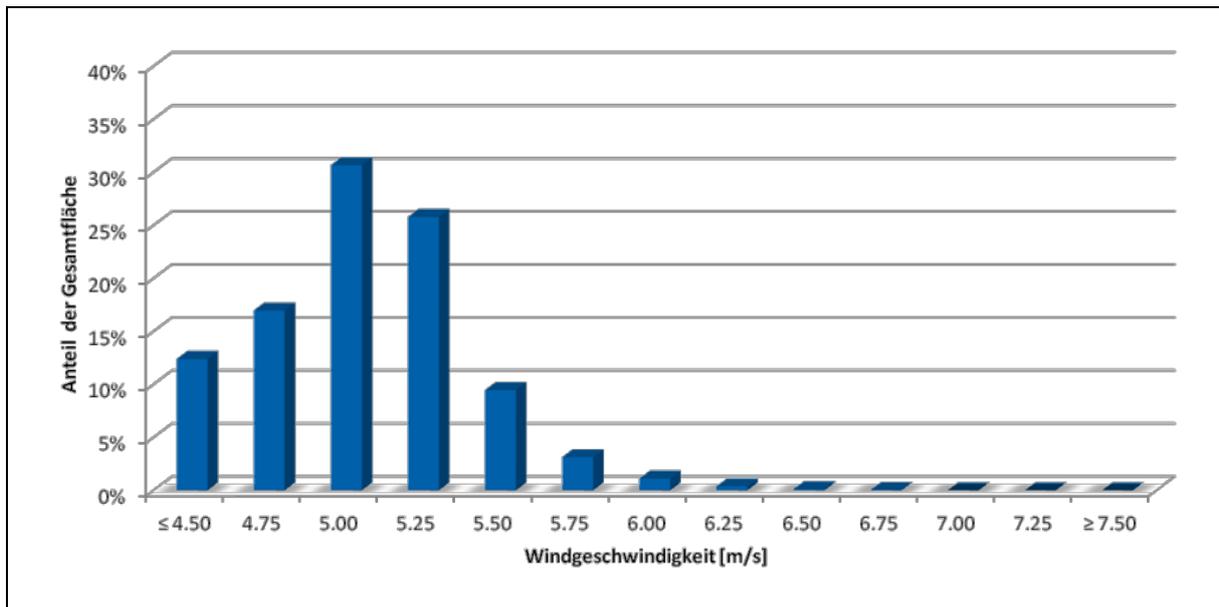
Eine Abschätzung des gesamten energetischen Potenzials der Windenergie im Bundesland Hessen lässt sich anhand einer Histogrammfunktion durchführen. Jeder Berechnungspunkt nimmt bei einer Auflösung von 100 m x 100 m eine umgebende Fläche von 10'000 m<sup>2</sup> ein. Die Anzahl der Punkte, dargestellt in Tabelle 46 und Abbildung 18, für eine Windgeschwindigkeitsklasse, z.B. 5.5 m/s (d.h. von 5.375 m/s bis 5.625 m/s) mit 199'714 Punkten ergibt eine Gesamtfläche von 1997 km<sup>2</sup> für diese Klasse auf einer Höhe von 80 m ü. Grund für das Bundesland Hessen.

Insgesamt lässt sich damit ableiten, dass auf einer Fläche von ca. 3'004 km<sup>2</sup>, was ca. 14.2% der Gesamtfläche entspricht, eine Windgeschwindigkeitsklasse von 5.5 m/s oder mehr auf 80 m vorzufinden ist.

Eine Windgeschwindigkeitsklasse von 6.0 m/s oder mehr auf 80 m Höhe ü. Grund ergibt sich für eine Fläche von 364 km<sup>2</sup> oder etwa 1.6% der Gesamtfläche des Bundesland Hessen.

Windgeschwindigkeit	Anzahl an Werten	Prozentualer Anteil
≤ 4.50 m/s	261483	12.38%
4.75 m/s	357983	16.95%
5.00 m/s	647519	30.66%
5.25 m/s	544410	25.78%
5.50 m/s	199714	9.46%
5.75 m/s	66081	3.13%
6.00 m/s	23376	1.11%
6.25 m/s	7825	0.37%
6.50 m/s	2332	0.11%
6.75 m/s	719	0.03%
7.00 m/s	281	0.01%
7.25 m/s	61	0.00%
≥ 7.50 m/s	14	0.00%

**Tabelle 46: Statistik der Potentialkarte für die gesamte Fläche des Bundeslandes Hessen für 80 m über Grund.**

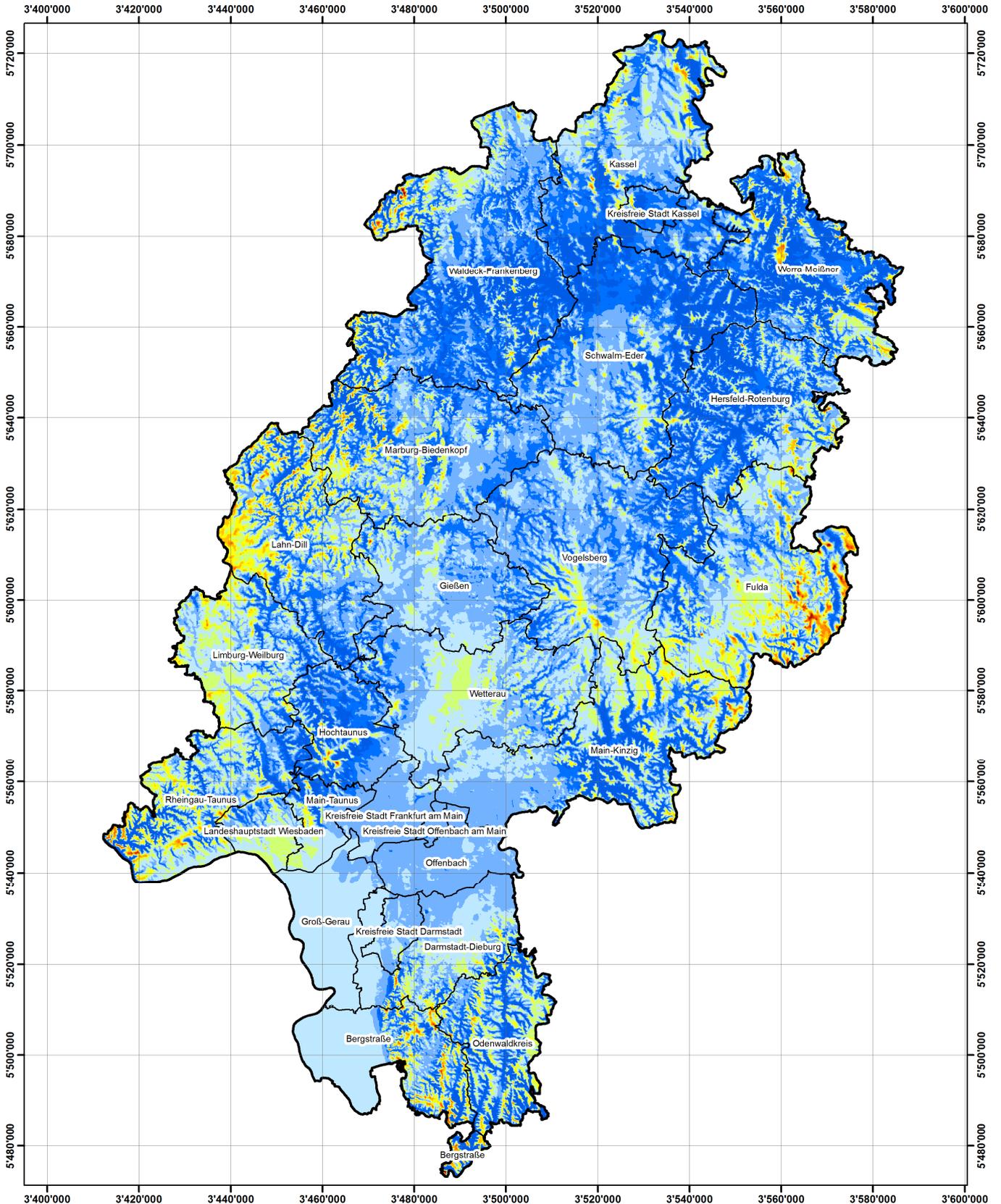


**Abbildung 18:** Häufigkeitsverteilung der einzelnen Windgeschwindigkeitsklassen für 80 m über Grund für das Bundesland Hessen.

# Windressourcenkarte Hessen



Modellierte Windgeschwindigkeit  
auf einer Höhe von 80 m über Grund



Windgeschwindigkeit [m/s]



N  
1:800'000

TÜV SÜD Industrie Service GmbH  
Abteilung Wind Cert Services  
Ludwig-Eckert-Str. 10  
93049 Regensburg

Tel: +49 (941) 460 212 - 0  
Fax: +49 (941) 460 212 - 29  
www.tuev-sued.de/windenergie

**Abteilungsleiter:**  
Dipl.-Ing. (FH) Peter H. Meier  
peter.h.meier@tuev-sued.de  
**Projektleitung:**  
Dipl.-Geodät. Stephanie Dix  
stephane.dix@tuev-sued.de  
Dipl.-Geodät. Martina Hunner  
martina.hunner@tuev-sued.de

Grundlage der verwendeten Geobasisdaten:  
Landes- und Landkreisgrenzen,  
Daten aus dem Räumlichen Informations- und  
Planungssystem des Hessischen Ministeriums  
für Wirtschaft, Verkehr und Landesentwicklung;  
20.09.2011.  
<http://www.landesplanung.hessen.de>

Koordinatensystem: Gauß-Krüger Zone 3, DHDN



## 6.2 Windpotenzial auf 100 m ü. Grund

Eine Abschätzung des gesamten energetischen Potenzials der Windenergie im Bundesland Hessen lässt sich anhand einer Histogrammfunktion durchführen. Jeder Berechnungspunkt nimmt bei einer Auflösung von 100 m x 100 m eine umgebende Fläche von 10'000 m<sup>2</sup> ein. Die Anzahl der Punkte, dargestellt in Tabelle 47 und Abbildung 19, für eine Windgeschwindigkeitsklasse, z.B. 5.5 m/s (d.h. von 5.375 m/s bis 5.625 m/s) mit 443'131 Punkten ergibt eine Gesamtfläche von 4'431 km<sup>2</sup> für diese Klasse auf einer Höhe von 100 m ü. Grund für das Bundesland Hessen.

Insgesamt lässt sich damit ableiten, dass auf einer Fläche von ca. 6'554 km<sup>2</sup>, was ca. 31.0% der Gesamtfläche entspricht, eine Windgeschwindigkeitsklasse von 5.5 m/s oder mehr auf 100 m vorzufinden ist.

Eine Windgeschwindigkeitsklasse von 6.0 m/s oder mehr auf 100 m Höhe ü. Grund ergibt sich für eine Fläche von 724 km<sup>2</sup> oder etwa 3.4% der Gesamtfläche des Bundesland Hessen.

Windgeschwindigkeit	Anzahl an Werten	Prozentualer Anteil
≤ 4.50 m/s	104561	4.95%
4.75 m/s	214178	10.14%
5.00 m/s	441294	20.90%
5.25 m/s	696326	32.97%
5.50 m/s	443131	20.98%
5.75 m/s	139861	6.62%
6.00 m/s	48626	2.30%
6.25 m/s	16439	0.78%
6.50 m/s	5326	0.25%
6.75 m/s	1470	0.07%
7.00 m/s	415	0.02%
7.25 m/s	146	0.01%
≥ 7.50 m/s	25	0.00%

**Tabelle 47: Statistik der Potentialkarte für die gesamte Fläche des Bundeslandes Hessen für 100 m über Grund.**

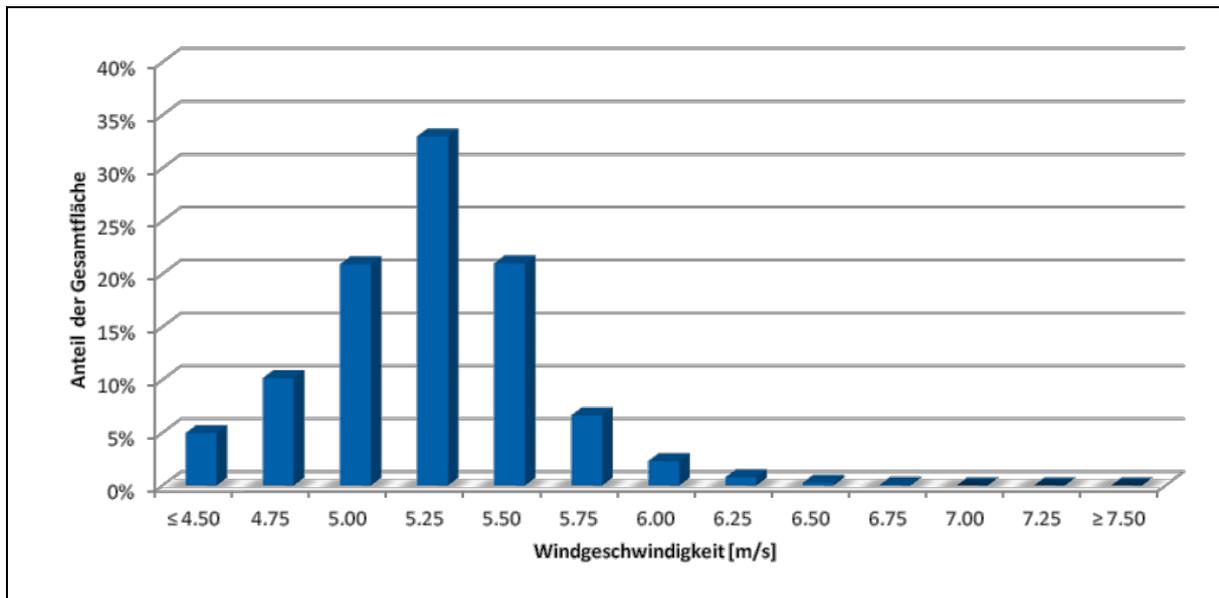
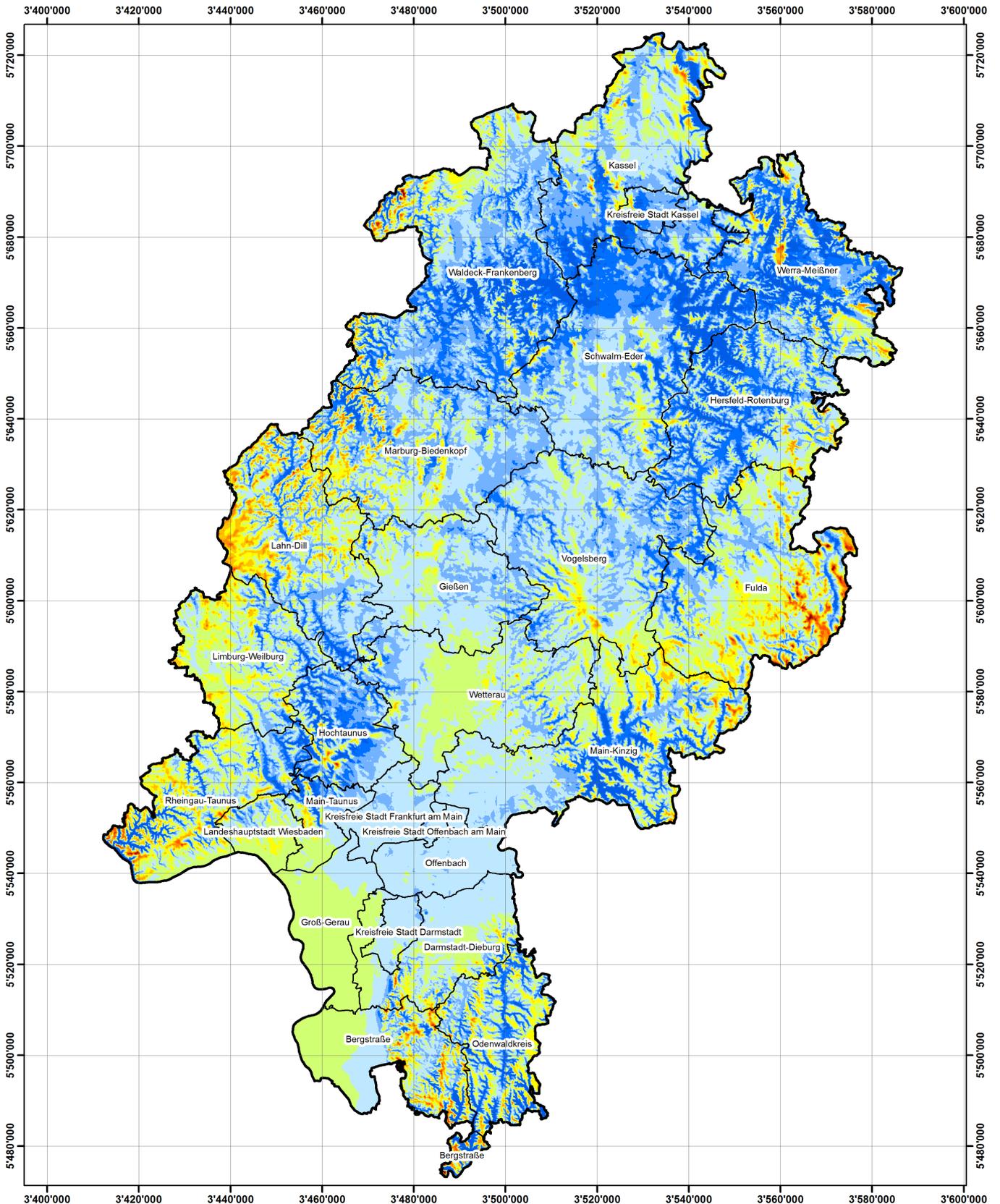


Abbildung 19: Häufigkeitsverteilung der einzelnen Windgeschwindigkeitsklassen für 100 m über Grund für das Bundesland Hessen.

# Windressourcenkarte Hessen



Modellierte Windgeschwindigkeit  
auf einer Höhe von 100 m über Grund



Windgeschwindigkeit [m/s]



N  
1:800'000

TÜV SÜD Industrie Service GmbH  
Abteilung Wind Cert Services  
Ludwig-Eckert-Str. 10  
93049 Regensburg

Tel: +49 (941) 460 212 - 0  
Fax: +49 (941) 460 212 - 29  
www.tuev-sued.de/windenergie

**Abteilungsleiter:**  
Dipl.-Ing. (FH) Peter H. Meier  
peter.h.meier@tuev-sued.de  
**Projektleitung:**  
Dipl.-Geokökol. Stephanie Dix  
stephane.dix@tuev-sued.de  
Dipl.-Geokökol. Martina Hunner  
martina.hunner@tuev-sued.de

**Grundlage der verwendeten Geobasisdaten:**  
Landes- und Landkreisgrenzen,  
Daten aus dem Räumlichen Informations- und  
Planungssystem des Hessischen Ministeriums  
für Wirtschaft, Verkehr und Landesentwicklung;  
20.09.2011.  
<http://www.landesplanung.hessen.de>

**Koordinatensystem:** Gauß-Krüger Zone 3, DHDN



### 6.3 Windpotenzial auf 140 m ü. Grund

Eine Abschätzung des gesamten energetischen Potenzials der Windenergie im Bundesland Hessen lässt sich anhand einer Histogrammfunktion durchführen. Jeder Berechnungspunkt nimmt bei einer Auflösung von 100 m x 100 m eine umgebende Fläche von 10'000 m<sup>2</sup> ein. Die Anzahl der Punkte, dargestellt in Tabelle 48 und Abbildung 20, für eine Windgeschwindigkeitsklasse, z.B. 5.5 m/s (d.h. von 5.375 m/s bis 5.625 m/s) mit 803'639 Punkten ergibt eine Gesamtfläche von 8'036 km<sup>2</sup> für diese Klasse auf einer Höhe von 140 m ü. Grund für das Bundesland Hessen.

Insgesamt lässt sich damit ableiten, dass auf einer Fläche von ca. 14'190 km<sup>2</sup>, was ca. 67.2% der Gesamtfläche entspricht, eine Windgeschwindigkeitsklasse von 5.5 m/s oder mehr auf 140 m vorzufinden ist.

Eine Windgeschwindigkeitsklasse von 6.0 m/s oder mehr auf 140 m Höhe ü. Grund ergibt sich für eine Fläche von 2'218 km<sup>2</sup> oder etwa 10.5% der Gesamtfläche des Bundesland Hessen.

Windgeschwindigkeit	Anzahl an Werten	Prozentualer Anteil
≤ 4.50 m/s	15747	0.75%
4.75 m/s	53811	2.55%
5.00 m/s	188524	8.93%
5.25 m/s	434739	20.59%
5.50 m/s	803639	38.05%
5.75 m/s	393495	18.63%
6.00 m/s	149177	7.06%
6.25 m/s	51373	2.43%
6.50 m/s	15214	0.72%
6.75 m/s	4681	0.22%
7.00 m/s	1073	0.05%
7.25 m/s	279	0.01%
≥ 7.50 m/s	46	0.00%

**Tabelle 48: Statistik der Potentialkarte für die gesamte Fläche des Bundeslandes Hessen für 140 m über Grund.**

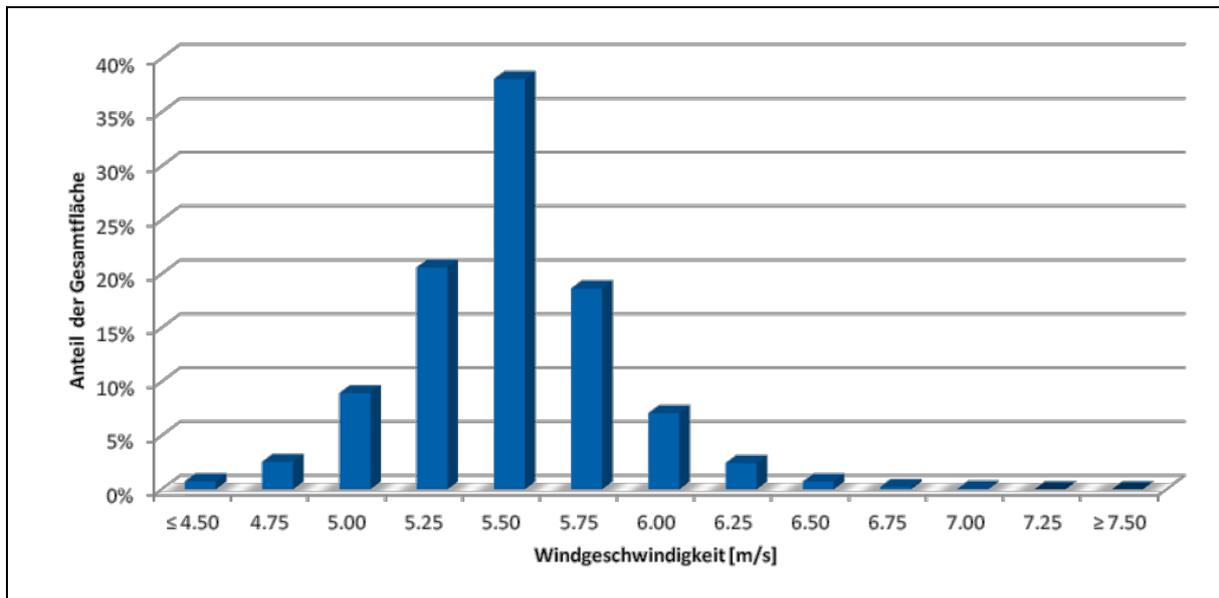
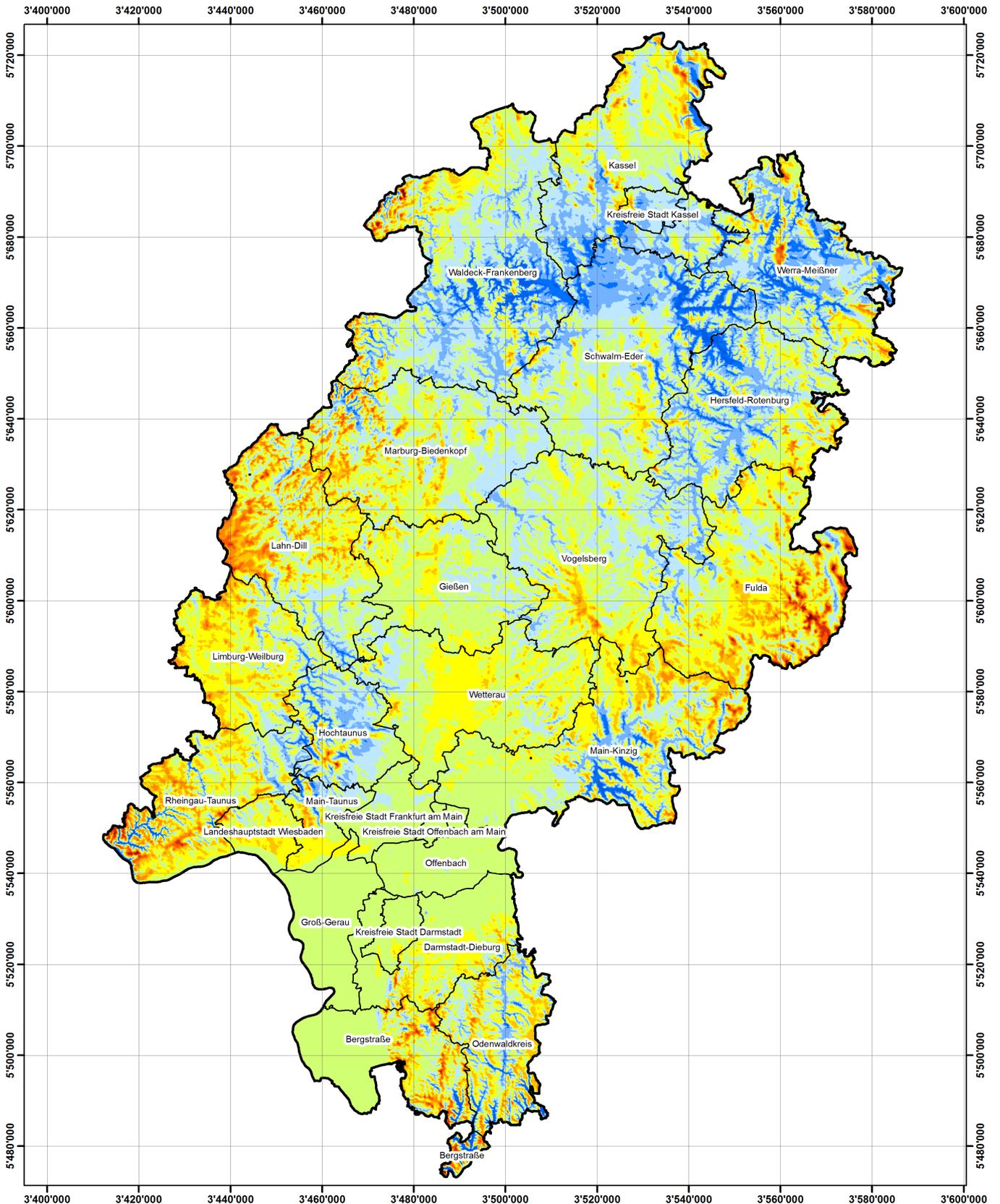


Abbildung 20: Häufigkeitsverteilung der einzelnen Windgeschwindigkeitsklassen für 140 m über Grund für das Bundesland Hessen.

# Windressourcenkarte Hessen



Modellierte Windgeschwindigkeit  
auf einer Höhe von 140 m über Grund



Windgeschwindigkeit [m/s]



N  
1:800'000

TÜV SÜD Industrie Service GmbH  
Abteilung Wind Cert Services  
Ludwig-Eckert-Str. 10  
93049 Regensburg

Tel: +49 (941) 460 212 - 0  
Fax: +49 (941) 460 212 - 29  
www.tuev-sued.de/windenergie

**Abteilungsleiter:**  
Dipl.-Ing. (FH) Peter H. Meier  
peter.h.meier@tuev-sued.de  
**Projektleitung:**  
Dipl.-Geokökol. Stephanie Dix  
stephane.dix@tuev-sued.de  
Dipl.-Geokökol. Martina Hunner  
martina.hunner@tuev-sued.de

**Grundlage der verwendeten Geobasisdaten:**  
Landes- und Landkreisgrenzen,  
Daten aus dem Räumlichen Informations- und  
Planungssystem des Hessischen Ministeriums  
für Wirtschaft, Verkehr und Landesentwicklung;  
20.09.2011.  
<http://www.landesplanung.hessen.de>

**Koordinatensystem:** Gauß-Krüger Zone 3, DHDN



## **6.4 Ergebnisse für die Landschaftsräume auf 100 m ü. Grund**

Räumlich lässt sich das Land Hessen feiner in die Landschaftsräume Odenwald, Rhein-Main Gebiet, Taunus, Westerwald, Wetterau, Vogelsberg, Rhön, Rothaargebirge, Waldecker Tafel, Kasseler Becken, sowie einige kleinräumigere Mittelgebirge einteilen.

Im Folgenden sind die Beschreibungen der Regionen und die ermittelten Windgeschwindigkeiten für eine Höhe von 100 m über Grund für die einzelnen Gebiete dargestellt.

### **6.4.1 Odenwald**

Der Odenwald wird im Westen durch die Oberrheinische Tiefebene und im Norden durch die Untermainebene begrenzt. Im Süden und Osten erstreckt sich der Odenwald über die Grenzen Hessens hinaus nach Baden-Württemberg und Bayern. Die höchste Erhebung des Odenwaldes stellt in Hessen die Neunkircher Höhe mit 605 m ü. NN dar. Es befinden sich zahlreiche weitere Erhebungen über 500 m ü. NN in den Landkreisen Bergstraße und Odenwaldkreis.

Die berechnete Windgeschwindigkeit in diesem Gebiet ist stark abhängig von der orographischen Lage. Es sind ausgeprägte Unterschiede zwischen Kuppen und Talstandorten zu erkennen. Das mittlere Niveau der Windgeschwindigkeit liegt für höher gelegene Standorte großflächig über 5.5 m/s. Exponierte Standorte, wie etwa die Neunkircher Höhe zeigen Windgeschwindigkeiten von bis zu 7 m/s auf.

### **6.4.2 Rhein-Main Gebiet und Wetterau**

Die Rheinebene erstreckt sich im südlichen Teil Hessens von Nord nach Süd und wird im Norden durch den Taunus und im Osten durch den Odenwald begrenzt. Im nördlichen Bereich schließt sich die Mainebene an, welche sich in West-Ost-Richtung erstreckt. Nördlich davon befindet sich zentral in Hessen gelegen die Wetterau, welche naturräumlich gesehen zum Rhein-Main-Tiefland gezählt wird.

Die Windgeschwindigkeiten im Rhein-Main Gebiet steigen von Ost nach West an. Während im Landkreis Offenbach großflächig eine Windgeschwindigkeit 5.25 m/s auf 100 m ü. Grund berechnet wurde, wurde im Landkreis Groß-Gerau und im flachen Bereich des Landkreises Bergstraße eine Windgeschwindigkeit von 5.5 m/s auf 100 m ü. Grund ermittelt. Die Wetterau weist großflächig Windgeschwindigkeiten von 5.5 m/s auf und Einzelstandorte zeigen Werte von 5.75 m/s.

### **6.4.3 Taunus**

Der Taunus ist ein Mittelgebirge in Hessen, schließt nördlich an die Rhein-Main-Ebene an und liegt an der westlichen Grenze des Bundeslandes. Die größte Erhebung ist der große Feldberg mit 880 m ü. NN.

Das Windfeld im Taunus hängt stark von den lokalen Bedingungen ab, d.h. es ist starken Schwankungen von Standort zu Standort unterworfen. Die exponierten Kuppenlagen weisen durchgehend Windgeschwindigkeiten von über 6.5 m/s auf.

### **6.4.4 Westerwald**

Der Westerwald ist ein Mittelgebirge an der westlichen Grenze von Hessen. Seine höchste Erhebung ist mit 657 m ü. NN die zum Hohen Westerwald gehörende Fuchskaute.



Im Bereich des Westerwaldes zeigen weiträumige zusammenhängende Flächen ein Windpotenzial von 5.75 m/s. Exponierte Standorte erreichen Windgeschwindigkeiten von bis zu 6.75 m/s.

#### **6.4.5 Vogelsberg**

Der Vogelsberg ist ein Mittelgebirge in Mittel- bzw. Osthessen. Die höchste Erhebung stellt der Taufstein mit 774 m ü. NN dar.

Die Windgeschwindigkeiten im Bereich des Vogelsberges weisen auf exponierten Flächen Werte zwischen 5.75 m/s bis 6.5 m/s auf.

#### **6.4.6 Rhön**

Die Rhön ist ein Mittelgebirge im Osten Hessens, im Grenzgebiet zu den Bundesländern Bayern und Thüringen. Der höchste Berg der Rhön ist die im hessischen Bereich liegende Wasserkuppe (950 m ü. NN).

Die Verteilung der Windgeschwindigkeiten ist stark durch die Orographie vorgegeben. Das höchste Windpotential findet sich auf exponierten Lagen mit 7.5 m/s. Dagegen werden in den Tallagen nur geringe Windgeschwindigkeiten erreicht.

#### **6.4.7 Rothaargebirge**

Das Rothaargebirge ist ein bis 843 m ü. NN hohes Mittelgebirge in Nordrhein-Westfalen und im Nordwesten von Hessen.

Das Windpotenzial im Bereich des Rothaargebirges liegt für 100 m ü. Grund bei bis zu 7.25 m/s für exponierte Lagen. In den Tallagen ist mit geringen Windgeschwindigkeiten zu rechnen.

#### **6.4.8 Waldecker Tafel und Kasseler Becken**

Die Waldecker Tafel und das Kasseler Becken liegen im Norden Hessens. Das Gebiet ist mit Ausnahme einiger kleinräumiger Mittelgebirgsgebiete eher flach.

Das Windpotenzial in diesen flachen Gebieten ist als eher gering einzustufen und für die Windenergienutzung weniger gut geeignet.

#### **6.4.9 Weitere Mittelgebirgsgebiete**

Im Norden Hessens befinden sich neben den bereits erwähnten Mittelgebirgen, weitere kleinräumige Mittelgebirgsgebiete. Hierbei ist der Meißner (754 m ü. NN), das Knüllgebirge (636 m ü. NN), der Kellerwald (675 m ü. NN), der Habichtswald (615 m ü. NN) und der Reinhardswald (472 m ü. NN) zu nennen.

Das Windpotenzial in diesen Gebieten ist durch eine komplexe Einzelstandortstruktur gekennzeichnet. Es ergeben sich Windgeschwindigkeiten auf 100 m ü. Grund bis 6.75 m/s.

## 7 Weibull-Parameter und Windrichtungsverteilung

### 7.1 Methodik

Die Weibull Verteilung beschreibt die Verteilung der Windgeschwindigkeiten an einem Standort und wird zur Ertragsabschätzung herangezogen. Der mathematische Ausdruck der Funktion lautet:

$$df(V) = \frac{k}{A} \left(\frac{V}{A}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{V}{A}\right)^k\right) \quad [7.1]$$

V ist dabei die Windgeschwindigkeit im Betrachtungszeitraum. Die beiden Parameter dieser Funktion sind der Skalierungsfaktor A und der Formfaktor k. Der Skalierungsfaktor A ist ein Maß für die charakteristische Windgeschwindigkeit der Zeitreihe. Der Formfaktor k beschreibt die Form der Verteilung. Dieser Faktor nimmt charakteristische Werte für unterschiedliche Klimate an. Geringe Schwankungen um einen Mittelwert der Windgeschwindigkeit ergeben ein großes k, große Schwankungen ergeben ein kleines k. In Mitteleuropa liegt der k-Werte häufig um 2 auf einer Höhe von ca. 100 m ü. Grund.

Die Weibullfunktion wird an ein gemessenes Windgeschwindigkeitshistogramm angenähert. In der nachfolgenden Abbildung ist dies am Beispiel der meteorologischen Station Lautertal dargestellt.

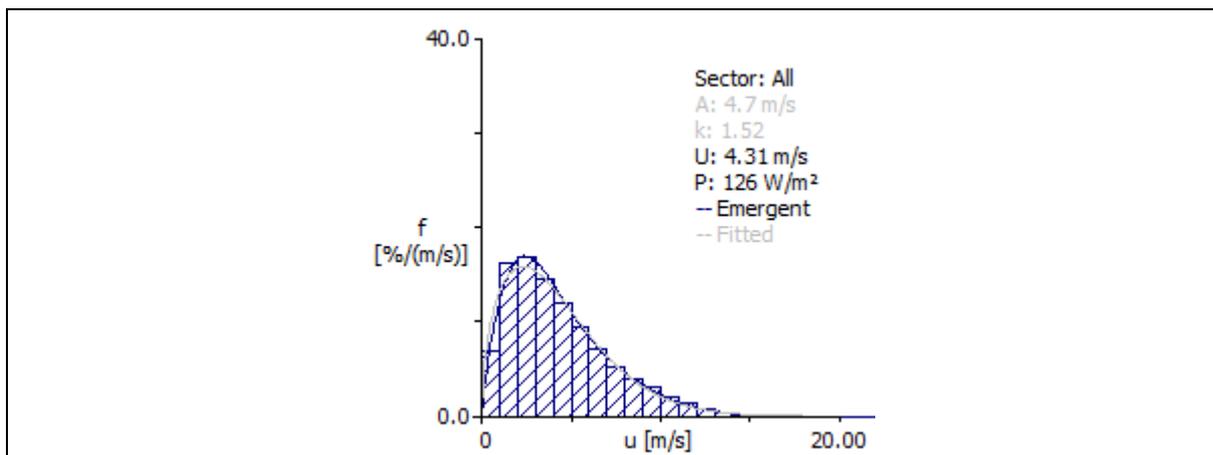
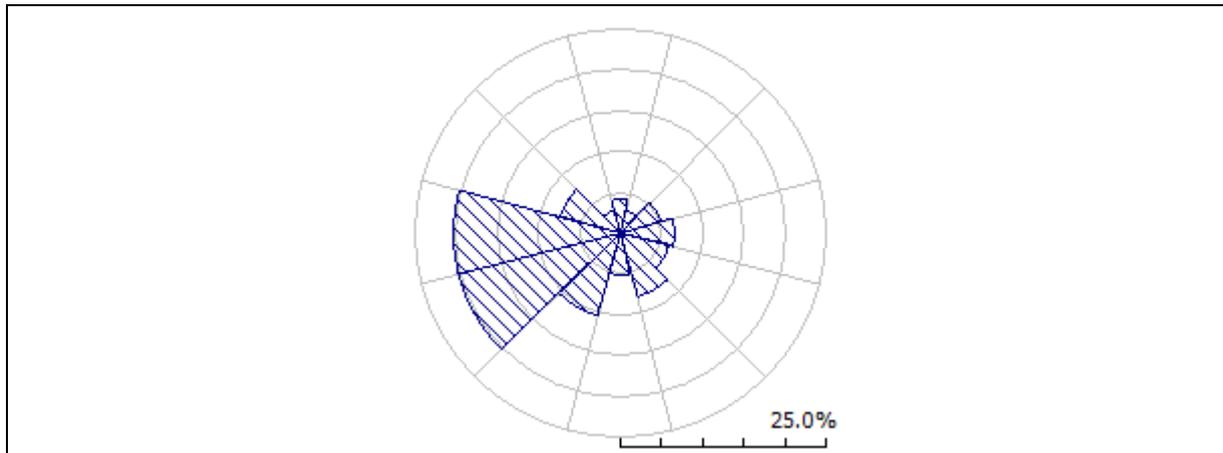


Abbildung 21: Histogramm und Weibull-fit für die meteorologische Station Lautertal [8] in 10 m Höhe.

Die Windrichtungsverteilung beschreibt die am Standort vorherrschenden Windrichtungen. Sie wird häufig als Windrose mit 12 Sektoren dargestellt. Die Windrichtung wird vor allem durch großklimatische Effekte geprägt, jedoch haben auch lokale Gegebenheiten, wie zum Beispiel die Lenkung des Windes durch Taleinschnitte, Einfluss auf die Windrichtungsverteilung am Standort. In Hessen liegt die Hauptwindrichtung häufig bei West bis Südwest.

Eine Windrose mit 12 Sektoren der meteorologischen Station Lautertal ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.



**Abbildung 22:** Windrose und Histogramm für die meteorologische Station Lautertal [8] in 10 m Höhe.

Als Eingangsdaten für die Berechnung der Weibull-Parameter und Windrichtungsverteilungen im Rahmen der Windkarte Hessen wurden die im Abschnitt 3 dargestellten meteorologischen Daten herangezogen. Diese werden mit Hilfe des verwendeten Modells (siehe Abschnitt 11.1) für jeden Berechnungspunkt modelliert.

## 7.2 Ergebnisse der Weibull-Parameter und Windrichtungsverteilung

Die Weibull-Parameter  $A$  und  $k$  wurden für die einzelnen Berechnungspunkte und Berechnungshöhen modellarisch mit Hilfe empirischer Anpassungsverfahren ermittelt. Die Ergebnisse der Modellierung der Weibull-Parameter und der Windrichtungsverteilung wird für jeden Koordinatenpunkt mit einer Auflösung von 100 m x 100 m in Form einer Textdatei ausgegeben.

Anzumerken ist, dass für die Modellierung der Windrichtungsverteilung keine Validierung der Ergebnisse durchgeführt werden konnte, da keine weiteren Messdaten der Windrichtung vorlagen.



## 8 Genauigkeit und Unsicherheitsanalyse

Die räumliche Auflösung des Windatlasses ist sehr hoch. Jedoch ist zu berücksichtigen dass nicht jeder einzelne Punkt exakt beschrieben werden kann. Kleinräumige Einflüsse können nur teilweise berücksichtigt werden. Die dargestellten Ergebnisse liefern jedoch einen guten ersten Überblick über die Windverhältnisse in Hessen.

Der Windatlas ist allerdings kein Ersatz für ein akkreditiertes Windgutachten, das für einen spezifischen Standort erstellt wird. Ein akkreditiertes Gutachten nach der FGW-Richtlinie [7] ermöglicht bankfähige Aussagen über die Windverhältnisse an einem Standort und ist damit eine wesentliche Voraussetzung für die Finanzierung von neuen Windenergieprojekten.

Nachfolgend werden die Unsicherheitsquellen und deren Einfluss auf das Ergebnis dargestellt. Das Berechnungsergebnis setzt sich aus zwei verschiedenen Prozessen zusammen. Dies ist zum einen der Analyseprozess, der aus den gemessenen Windbedingungen unter Verwendung der Topographie sowie vorhandener Hindernisse eine nicht standortspezifische und generalisierte Windklimatologie berechnet. Als zweiter Prozess ist hier die Anwendung der Windklimatologie auf das gesamte Potenzialgebiet unter Berücksichtigung der örtlichen Verhältnisse zu nennen.

Nachfolgend werden die beiden unterschiedlichen Prozesse hinsichtlich ihrer Unsicherheitsquellen dargestellt.

### Analyseprozess:

- Messunsicherheit (Montage-, Schräganström-, Anemometereffekte, usw.)
- Aufzeichnungsfehler (Zeitversatz, Mittelungsfehler, Kalibrationseinstellungen, usw.)
- Erfassung der Topographie (Rauigkeitsbewertung, Hindernisse, Orographie)
- Rechenmodell
- Langzeitklima

### Anwendungsprozess:

- Meteorologische Eingangsdaten (Aufzeichnungsfehler, Kalibrationseinstellungen, usw.)
- Berechnungsmodell
- Erfassung der Topographie (Rauigkeitsbewertung, Hindernisse, Orographie)
- Leistungs- und Schubbeiwerte (Übertragbarkeit auf den Standort, Turbulenz)
- Parkmodell
- Langzeitklima

Nachfolgend werden die Unsicherheiten der Berechnungen für das Potenzialgebiet dargestellt.

### 8.1 Meteorologische Eingangsdaten $U_{MET}$

Das Langzeitklima wurde durch Interpolation mit den meteorologischen Stationen aus Abschnitt 3.1 bestimmt.

Die berechnete Höhenextrapolation kann aufgrund des Fehlens von Windmessungen auf den Berechnungshöhen nicht überprüft werden. Die Unsicherheit der horizontalen Extrapolation ist entfernungsabhängig. Der Standort der meteorologischen Stationen ist der Startpunkt. Je weiter sich ein Berechnungspunkt von diesem Startpunkt entfernt, desto höher wird die Unsicherheit eingestuft. Zusätzlich gehen hier die Fußpunkthöhen der Berechnungspunkte ein.



Im Rahmen der Plausibilisierung der Ergebnisse werden nahe liegende bereits bestehende WEA (Vergleichs-WEA) mittels des generierten Modells nachberechnet. Die Berechnungsergebnisse wurden den Betriebsdaten der Vergleichs-WEA gegenübergestellt. Die Betriebsdaten wurden mittels Einbeziehung eines Windindices (siehe Abschnitt 5.1.2) zu einem Langjahreszeitraum extrapoliert.

Die Ertragsdaten sowie die zugehörige Verfügbarkeiten und Anlageninformationen wurden der Betreiberdatenbasis [13] entnommen. Die Koordinaten der WEA in den Validierungswindparks wurden aus Luftbildern abgeleitet. Die Entwicklung der Windparks wurde anhand von Informationen der Betreiberdatenbasis, Luftbildern und Internetrecherche versucht zu rekonstruieren. Nicht alle gefundenen Daten und Informationen können auf Ihre Richtigkeit überprüft werden.

## 8.2 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 den jeweiligen Betrachtungspunkt verbundenen Unsicherheiten. Die Unsicherheit der Windfeldmodellierung nimmt mit zunehmender Komplexität des Standortes zu.

## 8.3 Wind im Wald

Bei der Erstellung des Windatlasses wurde der Wald in Form von Rauigkeiten in das Modell eingegeben. Wald löst jedoch durch seine komplexe inhomogene Eigenschaft starke Verwirbelungen und Turbulenzen im und um den Wald herum aus. Diese führen in der Regel zu einer Windgeschwindigkeitsreduktion, die modellarisch im Windatlas nicht erfasst werden kann, da hierfür eine Einzelbetrachtung durchgeführt werden muss.

Innerhalb bzw. in der Nähe von Waldgebieten errichtete Windmessungen und Windkraftanlagen erfahren naturgemäß eine Beeinflussung durch den Bewuchs. Dieser Einfluss ist abhängig von der Situierung des Objektes. So ist die Beeinflussung innerhalb des Wuchsbereiches höher als in der Nähe des Waldes, von dem eine Strömungsbeeinflussung auf die Messung oder die Anlage ausgeübt wird. Im Nachfolgenden werden aus diesem Grund drei verschiedene Standortbedingungen beschrieben.

### 8.3.1 Waldfreier Standort

Haben die betrachteten Objekte einen deutlichen Abstand zu den Waldrändern, dann ist es ausreichend, wenn der Wald in die Rauigkeitsbeschreibung implementiert wurde. Als Bemessungsgrundlage für die Bezeichnung „deutlicher Abstand“ kann hierbei die Beschreibung des Hindernismodells des Europäischen Windatlas verwendet werden. Dieser gibt an, dass ein Hindernis bis zu einer Entfernung der 30 bis 40-fachen Höhe des Hindernisses Einfluss auf die horizontale Strömung ausübt.

### 8.3.2 Waldnaher Standort

Befindet sich die Messung bzw. die zu berechnende Windkraftanlage innerhalb dieses 30 bis 40-fachen Höhenradius um den Waldgürtel herum, können turbulente Strömungen auftreten, die durch das Modell nur sehr schwer zu greifen sind und evtl. zu einer Fehlinterpretation der Windgeschwindigkeiten führen können.

Um dieses Phänomen einzugrenzen, sollten Windmessungen eingesetzt werden, die mindestens die dreifache Höhe der Bäume besitzen, da mit diesem vertikalen Abstand der Hinderniseinfluss verringert wird.

Für Windkraftanlagen sollten hier bereits Nabenhöhen gewählt werden, die umso höher sind, je näher die Anlagen an den Waldrand heranrücken. Mindestens jedoch sollte die zweifache Waldhöhe für die Blattspitzen-Unterkante eingehalten werden. An dem Waldrand selbst sollte die dreifache Waldhöhe für die Blattspitzen-Unterkante gewählt werden, wie sie auch für Standorte im Wald zutrifft.

### 8.3.3 Standort innerhalb des Waldes

Bei einer Situierung innerhalb des Waldes tritt der Effekt auf, dass die tatsächliche Höhe der Windmessung bzw. der Windkraftanlage nicht mehr deren nominalen Höhe entspricht. Dies beruht gem. Abbildung 23 auf dem Effekt der Anhebung der Strömung durch den umgebenden Wald. In der nachfolgenden Abbildung soll dieser Sachverhalt dargestellt werden.

Um die Windgeschwindigkeitsreduktion, die für walddnahe Standorte und über dem Wald auftritt, zu kompensieren, muss die Windkraftanlage höher gebaut werden. Um wie viel höher gebaut werden muss, hängt von verschiedenen Faktoren ab, hauptsächlich von der mittleren Höhe der Bäume und der Baumabstände.

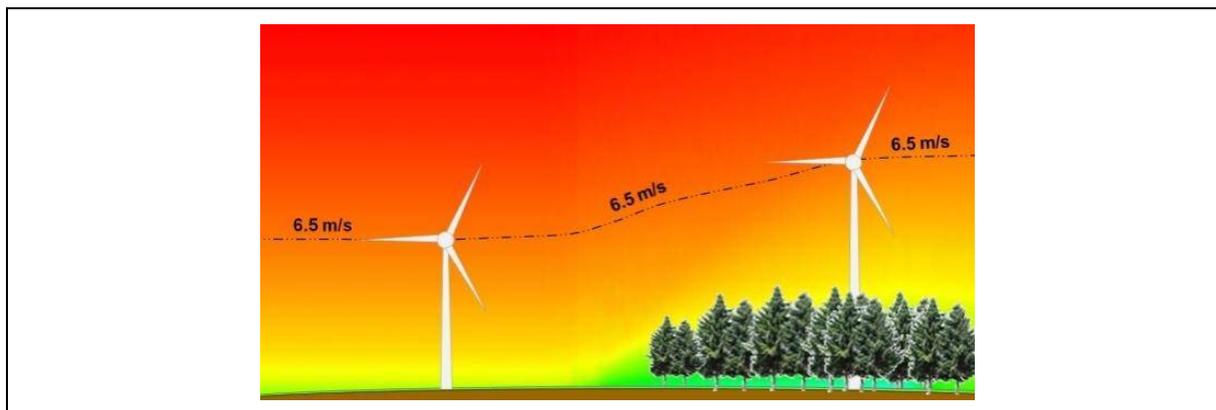


Abbildung 23: Entwicklung des Windprofils im Wald.

Aus langjährigen Erfahrungen, um welchen Wert die Nabenhöhe angehoben werden muss, haben sich zwei Drittel der Baumhöhe als häufig zutreffend herausgestellt. Dieser Wert ist jedoch standortabhängig und muss von einem Experten untersucht werden.

Werden Windkraftanlagen auf einer freien Fläche geplant, so kann nach Bestimmung der Hauptwindrichtung eine sog. Ellipsoide Planung durchgeführt werden. Da Anlagen turbulente Nachlaufströmungen erzeugen, sollten gem. Abbildung 24 in den Hauptwindrichtungen 5 Rotordurchmesser Abstand eingehalten werden, um so Bauteilschädigungen zu vermeiden. In den Nebenwindrichtungen kann ein Abstand von 3 Rotordurchmessern ausreichen. Vergrößert sich ein geplanter Windpark, so sollten sich die Abstände zwischen den Anlagen ebenfalls vergrößern.

Planungen im Wald bedürfen größerer Abstände, da durch den Wald selbst höhere Turbulenzen und zusätzliche Ablösewirbel an den Baumspitzen erzeugt werden. In den Hauptwindrichtungen sollte der Minimalabstand sehr viel größer als 5 Rotordurchmesser gewählt werden. In ausgeprägten Nebenwindrichtungen kann ein Abstand von 3 Rotordurchmessern ausreichend sein.

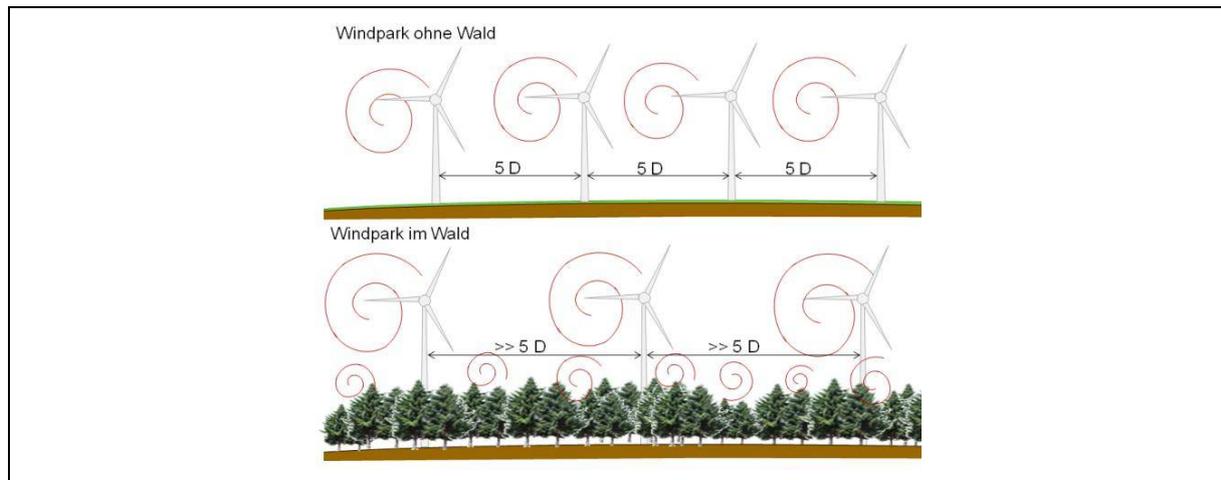


Abbildung 24: Vergleich der Anlagenabstände am waldfreien und am bewaldeten Standort.

### 8.3.4 Waldwachstum und Wiederaufforstung

Wirtschaftswälder, die sich häufig als geeignete Windkraftanlagenstandorte anbieten, verändern sich mit der Zeit aufgrund ihrer Nutzung und des Wachstums der Bäume. So beeinflussen diese Faktoren naturgemäß auch den möglichen Energieertrag von Windparks im Wald.

In Abhängigkeit der Zusammensetzung des Waldes und der standortspezifischen Entwicklung des Bewuchses kommen daher verschiedene Arten der Waldmodellierung in Betracht. Durch die Bestimmung der Waldparameter zur Einstufung des Waldes kann das Wachstum modellarisch abgeschätzt werden und im Rahmen der Energieberechnung mit einbezogen werden. Dies ermöglicht eine genauere Abschätzung des künftigen Energieertrages an Waldstandorten zu verschiedenen Zeitpunkten, wie in Abbildung 25 illustriert.

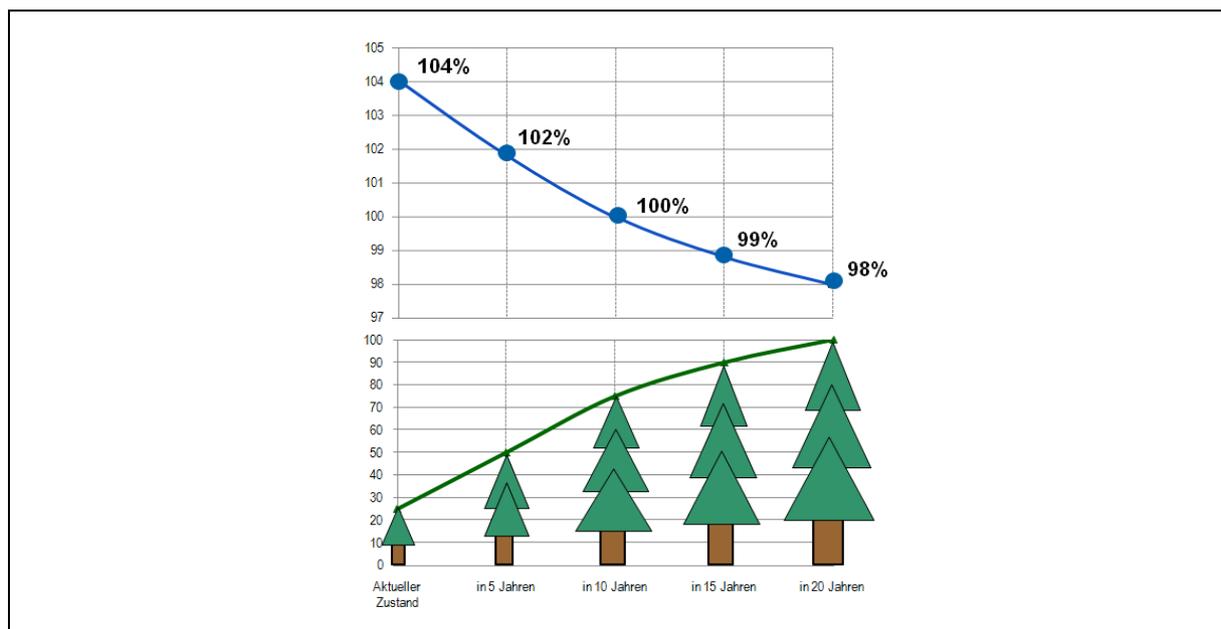


Abbildung 25: Auswirkungen von Wiederaufforstung: relativer Ertrag und relative Baumhöhe.

## 8.4 Komplexe Geländeformen

Ein Hügel bzw. ein Gebirge übt einen zum Teil weitreichenden Einfluss auf die hinter diesem Hindernis befindliche Gegend aus. Dieser Einfluss wirkt sich bis zu einer Entfernung der 50-fachen Höhe  $H$  des Hindernisses aus, d.h. bei einem herausragenden Gebirgsgipfel um 450 m wird auf eine Distanz von bis zu  $50 \times 450 \text{ m} = 22.5 \text{ km}$  die Windgeschwindigkeit beeinflusst.

Das Windprofil, welches vor dem Auftreffen auf das Hindernis in der Regel ein logarithmisches Normalprofil darstellt, ändert sich bei der Über- und Umströmung des Berges und wird „bauchiger“. Dabei nehmen die Windgeschwindigkeiten oberhalb des Berges bereits in niederen Höhen stärker zu, da die Luftschichten über dem Hindernis näher zusammenrücken. Im Nachlauf des Berges, also im Windschatten des Hindernisses werden die Windströmungen nicht sofort wieder in die ursprünglichen Höhen absinken, sondern in größeren Höhen sich erst langsam wieder dem Grund annähern. Daher wird vermutet, dass das Windprofil im Nachlauf eines solchen Hindernisses einen Knick bei einer bestimmten Höhe besitzt, bei dem die Geschwindigkeit innerhalb einer kurzen Höhendifferenz stark zunimmt.

Genauere Aussagen über den Verlauf des Windprofils in dieser Gegend können nicht getroffen werden. Erst nach der oben erwähnten Entfernung von über der 50-fachen Höhe des Hindernisses ist davon auszugehen, dass sich das Windprofil wieder annähernd normalisiert hat. Zudem treten nicht nur Einflüsse aufgrund der Überströmung des Hindernisses sondern auch durch die Umströmung des Hindernisses auf, welche das Windprofil beeinflussen können. Diese Thesen werden anhand der folgenden beiden Abbildungen visualisiert.

Die Theorie des sich verändernden Windprofils ist in Abbildung 27 zu sehen, die zu erwartenden Windprofile sind jeweils in blauer Farbe eingezeichnet.

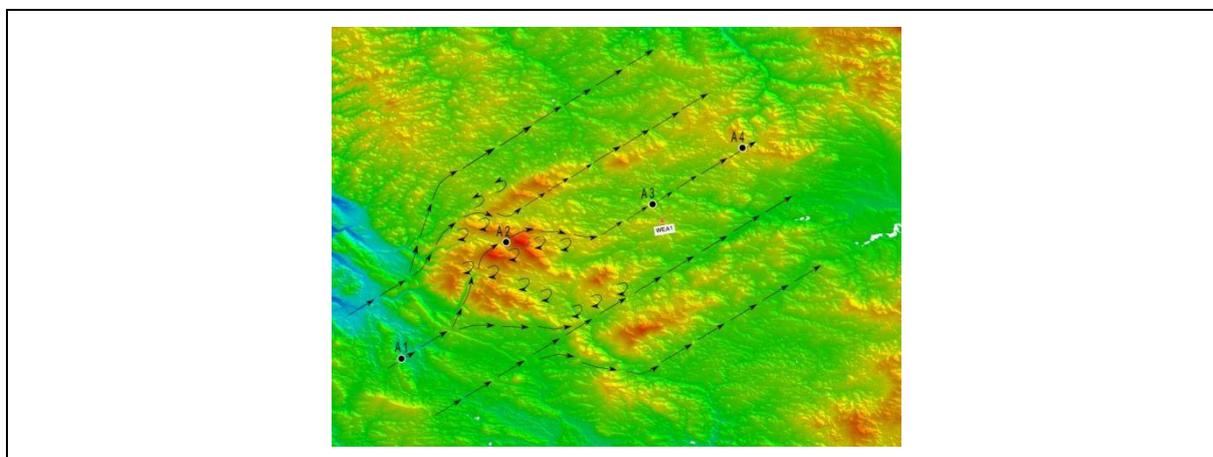


Abbildung 26: Annahme einer mögl. Umströmung des in Hauptwindrichtung vorgelagerten Gebirges.

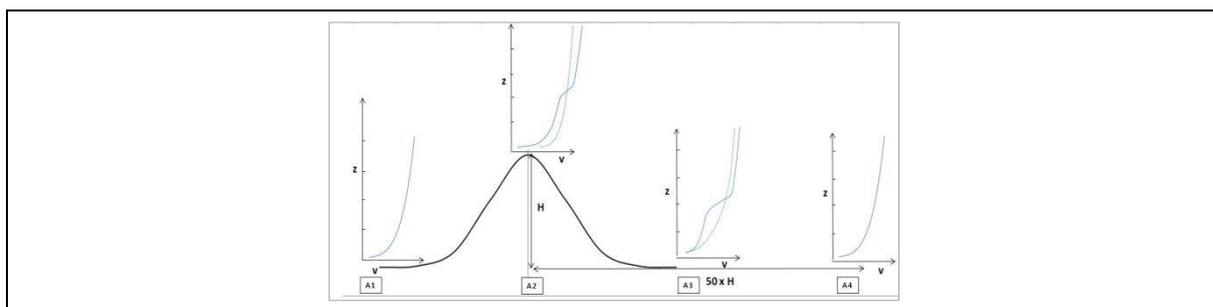


Abbildung 27: Darstellung einer mögl. Veränderung des Windprofils, das von der Hauptwindrichtung West nach Ost über ein vorgelagertes Gebirge verläuft.



## 8.5 Kombinierte Unsicherheit der Windgeschwindigkeit

Unter zusätzlicher Berücksichtigung der oben aufgezeigten Unsicherheiten lässt sich, wie in nachfolgender Tabelle dargestellt, die Unsicherheit der berechneten Windgeschwindigkeit auf Basis der Geländetypisierung aufzeigen.

Geländetypisierung		Unsicherheit der Windgeschwindigkeit
<b>Orographie</b>	<b>Landnutzung</b>	<b>[%]</b>
flach - wellig	wenig zergliedert	3-5
	moderat zergliedert	5-7
	stark zergliedert	7-10
wellig - bergig	wenig zergliedert	5-7
	moderat zergliedert	7-10
	stark zergliedert	>10
bergig - gebirgig	wenig zergliedert	7-10
	moderat zergliedert	>10
	stark zergliedert	>10

**Tabelle 49: Einstufung der Unsicherheit der berechneten Windgeschwindigkeiten in Abhängigkeit von der Geländetypisierung.**

Die Unsicherheit der Modellierung der Windgeschwindigkeit ist abhängig von der Geländetypisierung des Standortes, der Eingangsdaten sowie der Geländetypisierung der Betrachtungspunkte. Es werden die Kriterien Orographie und Landnutzung unterschieden. Geringste Unsicherheiten ergeben sich bei flachen bis welligen Standorten, moderate Unsicherheiten bei welligen bis bergigen Standorten und höhere Unsicherheiten bei bergigen bis gebirgigen Standorten. Die Unsicherheiten werden zudem in Abhängigkeit von der Landnutzung vergeben. Sie steigen ausgehend von wenig zergliederten über moderat zergliederte zu stark zergliederten Landschaften an.

Anzumerken ist, dass die oben dargestellte Unsicherheitsverteilung nur Anwendung finden kann, wenn Betrachtungspunkt und Standort der Validierungsanlage eine ähnliche Geländetypisierung aufweisen. Bei unterschiedlicher Geländetypisierung nimmt die Unsicherheit nochmals zu.

## 8.6 Unterschiedliche Aussagen

Die hier beschriebene Windkarte wurde mit dem Modell WindSim berechnet. Zugleich wurde eine feine Berechnungsaufösung gewählt, die auch kleine Hügelkuppen und Muldenlagen erfasst. Das Modell wurde zudem validiert.

Durch diese Vorgehensweise können zu früheren Ergebnissen Unterschiede auftreten. Eine Aussagekraft über die Genauigkeit der Ergebnisse ist naturgemäß nur möglich, wenn für den Untersuchungspunkt auch Validierungsdaten vorliegen. Eine Neuauflage einer Windstudie kann durch den Zubau von weiteren Anlagen auch auf eine größere Datengrundlage zurückgreifen. Die Belastbarkeit der Berechnungsergebnisse erhöht sich somit mit jeder Neuauflage.

Angrenzende Windatlanten können bei einer anderen Vorgehensweise oder auch durch eine andere Datengrundlage Ergebnisabweichungen an den Gebietsgrenzen aufzeigen. Der Wind wird sich jedoch nicht an der Grenze ändern. Welcher Windgeschwindigkeitsangabe man



nun im Grenzgebiet vertrauen kann ist abhängig von der Modellierung und von der Datengrundlage. Die Belastbarkeit der Aussage, welcher Wind tatsächlich vorliegt, steigt mit dem Kenntnisstand über den Standort selbst. D.h., dass für Gebiete, in denen sich bereits viele Windkraftanlagen befinden, auch eine verlässlichere Aussage über die Windgeschwindigkeit ausgegeben werden kann.

Tatsächlich kann es auch vorkommen, dass für ein Gebiet, in dem sich bereits Windkraftanlagen befinden, zwei unterschiedliche Berechnungsergebnisse vorliegen. Die Ursache hierfür kann daran liegen, dass eine unterschiedliche Datenquelle und Datendichte oder sogar Datenfehler vorlagen. Gemeint ist hiermit, dass z.B. für einen vorhandenen Windpark Daten geliefert werden, die zu geringe Ertragswerte aufzeigen. Der Grund hierfür kann beispielsweise eine Schallreduktion der Leistungskennlinie einiger Anlagen sein. Liegt diese Information nicht vor, so kann das Ergebnis nicht richtig interpretiert werden und unterschiedliche Aussagen können die Folge sein.



## 9 Anwendung der Potenzialkarten

Die Windpotenzialkarte liefert Informationen über die Windgeschwindigkeit für einen speziellen Standort mit einer räumlichen Auflösung von 100 x 100 m. Sie ist damit ein gutes Werkzeug um Vorranggebiete auszuweisen. Sie kann mit beliebigen GIS-Daten (u.a. Restriktionsdaten) verschnitten werden und somit mögliche und geeignete Flächen für die Windenergienutzung einfach aufzeigen.

Um die Standortgüte zu bestimmen reicht allerdings die Windgeschwindigkeit nicht alleine aus. Hierzu sind weitere Informationen notwendig, die im Folgenden genannt werden:

- Standortabhängige Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit, wiedergegeben durch den Skalenparameter A und den Formparameter k der Weibullfunktion
- Leistungskennlinie der Windkraftanlage
- Nabenhöhe
- Luftdichtekorrektur
- Standortlage (Wald: ja/nein).

Folglich kann die Windkarte kein standortbezogenes Windgutachten ersetzen. Dieses ist Voraussetzung für eine erfolgreiche Wirtschaftlichkeitsberechnung.

### 9.1 Häufigkeitsverteilung

Die Potentialkarte gibt die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit für einen gewählten Punkt aus. Dieser Mittelwert gibt jedoch keine Auskunft darüber, wie häufig unterschiedliche Windgeschwindigkeiten auftreten. Gerade diese Verteilung der Windgeschwindigkeit gibt aber Aufschluss über die wirtschaftliche Rentabilität des Standortes. Der Zusammenhang von Windenergie und Windgeschwindigkeit ist mit der dritten Potenz beschrieben. Dies bedeutet, dass hohe Windgeschwindigkeiten zu einem wesentlich höheren Ertrag führen, als niedrige Windgeschwindigkeiten. Eine Häufigkeitsverteilung liefert demnach umso mehr Energie, je häufiger hohe Windgeschwindigkeiten auftreten. Angaben zu den Weibullparametern A und k sind dem Abschnitt 7 zu entnehmen.

### 9.2 Leistungskennlinie

Die Jahresenergieertragsberechnung wird unter Verwendung einer Leistungskennlinie durchgeführt. Diese Leistungskennlinie kann als theoretisch berechnete oder nach der Norm IEC 61400-12 [4] vermessene vorliegen. Bei theoretisch berechneten Leistungskennlinien können keine Aussagen über das Realverhalten der Leistungsabgabe der WEA im Betrieb abgegeben werden. Es ist anzuraten, nach IEC 61400-12 vermessene Leistungskennlinien zu verwenden. Die Entnahme der Windenergie durch die Windkraftanlage wird durch zwei Faktoren bestimmt.

Diese sind die überstrichene Rotorfläche, bestimmt durch die Kenngröße Rotordurchmesser, und der Leistungsbeiwert, der den skalenlosen Wirkungsgrad der Anlage darstellt. Eine Anlage mit größerem Rotordurchmesser liefert demnach mehr Energie bei gleichbleibendem Leistungsbeiwert im Vergleich zu einer Anlage mit kleinerem Rotordurchmesser. Theoretisch ist der Leistungsbeiwert bei 0.59 durch das Betz'sche Gesetz beschrieben und begrenzt. In der Praxis liegt der technische Maßstab bei bis zu 0.51. Rotorblätter unterliegen mechanischen Belastungen, wodurch die Baugröße begrenzt wird. In der Praxis kommen Rotoren zum Einsatz, die mehr als 80 m Durchmesser erreichen. Der technische Maßstab wird derzeit durch die Multi-Megawatt-Anlagen und deren Rotoren mit über 100 m Durchmesser gesetzt.



### **9.3 Nabenhöhe**

Wenn auch das Potenzial aus höheren Luftschichten bezogen werden soll, ist es erforderlich die Anlagen höher zu bauen. Nabenhöhen von etwa 100 m haben nun fast ein Jahrzehnt den Markt bestimmt. Seit einigen Jahren bieten die Hersteller auch Anlagen mit Nabenhöhen von bis zu 160 m an. Die verbundenen Mehrkosten, die sich aus der höheren Nabenhöhe ergeben, müssen zumindest durch einen höheren Ertrag kompensiert werden, um diese Maßnahme wirtschaftlich darstellen zu können.

### **9.4 Luftdichtekorrektur**

Die Leistungskennlinie muss für die am Standort ermittelte durchschnittliche Jahrestemperatur und den durchschnittlichen Jahresdruck nach der Norm IEC 61400-12 [4] korrigiert werden. Hierbei wird zwischen einer Anlage mit fester Blattstellung (stall-Regelung) und mit variabler Blattstellung (pitch-Regelung) unterschieden. Da die Luftdichte direkt proportional zur Windleistung ist, kann näherungsweise auch der Ertrag der Anlage in dieses Verhältnis gesetzt werden. Das heißt, für eine geringere Luftdichte gemäß ist auch der Ertrag proportional geringer.

### **9.5 Standortlage**

Aus den Potentialkarten kann die Information über die tatsächliche Windgeschwindigkeit für viele Standorte ausreichend genau vorbestimmt werden. Für Standorte, die jedoch eine gutachterliche Vor-Ort Entscheidung über die Anströmbedingungen benötigen, ist dies nicht so leicht möglich. Vor allem an Standorten in Waldgebieten und in komplexem Gelände muss die Windgeschwindigkeit korrigiert werden.

Für Waldgebiete kann angenommen werden, dass die tatsächliche Windgeschwindigkeit niedriger ausfällt. Eine Beschreibung hierzu findet sich in Abschnitt 8.3. Als grober Schätzwert kann für ein Waldgebiet mit einer Höhe von 30 m davon ausgegangen werden, dass die abgelesene Windgeschwindigkeit real um ca. 0.2 – 0.3 m/s niedriger ausfällt.

In komplexen Gebieten treten zum Teil lokale Effekte auf, die nicht durch die Windkarte berücksichtigt werden (vergl. Abschnitt 8.4). Kommt in diesen Gebieten noch hinzu, dass keine Windkraftanlagen zu Validierungszwecken existieren, so ist ein Fehler von mehr als 0.5 m/s möglich.



## 10 Literaturverzeichnis

- [1] IEC 60050-415: Internationales Elektrotechnisches Wörterbuch, Berlin (D), 1999
- [2] BWE-Windgutachterbeirat: Standard zur Erstellung von Windgutachten, Version 2.0, Kassel (D), 03.02.2005
- [3] IEC 61400-1: Wind Turbines – Part 1: Design Requirements, International Electrotechnical Commission, Geneva (CH), Aug. 2005
- [4] IEC 61400-12: Wind turbine power performance testing, International Electrotechnical Commission, Geneva (CH), 1999
- [5] IEC 61400-12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines, Geneva (CH), Dec. 2005
- [6] Albers, H. Klug, D. Westermann: Outdoor comparison of cup anemometers, DEWI, Wilhelmshaven (D), 2000
- [7] Fördergesellschaft Windenergie e.V.: Teil 6: Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen, Kiel (D). 10.09.2007
- [8] DWD: Winddaten für Windenergienutzer, Version 5, 2. Auflage, Potsdam (D), 2010
- [9] Keiler, Häuser: Windindex Version 06, Münster 2010
- [10] 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
- [11] TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Angebot AN-1101-004-HE, Regensburg. 14.01.2011
- [12] Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (HMUELV), Beauftragung Windkarte Hessen, Wiesbaden, 28.04.2011
- [13] Keiler, Häuser, Ingenieur-Werkstatt Energietechnik: WEA Monatsdaten der Betreiberdatenbasis
- [14] AAWCS-002: Ermittlung des Windpotentials und Bestimmung des Energieertrages. QM Arbeitsanweisung der Abteilung Wind Cert Services, Rev. 06
- [15] AAWCS-009: Rauigkeiten, QM Arbeitsanweisung der Abteilung Wind Cert Services, Rev. 00
- [16] WindSim 5.1., WindSim AS Tønsberg (N) 2010.
- [17] Geodaten: Atkis-Datensatz DLM25, Höhenlinienmodell DGM20, Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Verkehr und Landesentwicklung, 12.05.2011



## 11 Anhang

### 11.1 Modellierung

Die Berechnung des Windpotenzials wurde in zwei Schritten durchgeführt, wobei im ersten Schritt die Modellierung des gesamten Bundeslandes Hessen mit einer Auflösung von 400 m x 400 m stattfand. Zweck dieser Modellierung war es, einen Rahmen für die feinere Auflösung von 100 m x 100 m zu erstellen, der Randbedingungen vorgeben kann. Im anschließenden zweiten Schritt wurde das Bundesland Hessen in kleinere Bereiche unterteilt und diese mit der Auflösung von 100 m x 100 m modelliert.

Für die Berechnung der Windgeschwindigkeiten wurde das Berechnungsmodell WindSim eingesetzt. Auswahlkriterium für das Modell war die Komplexität des zu untersuchenden Bereiches, da ab einer Geländesteilheit von ca. 30% komplexe Strömungsverhältnisse auftreten, die nur noch mit einer 3D-Modellierung akkurat erfasst werden.

#### 11.1.1 3D-Berechnungen mit Windsim

WindSim [16] ist eine Benutzersoftware und baut auf die CFD Software Phoenics auf. Sie wurde speziell für die Berechnung der Windströmung und des Ertrages entwickelt.

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:

$$\rho \left( \frac{\partial u}{\partial t} + u \frac{\partial u}{\partial x} + v \frac{\partial u}{\partial y} + w \frac{\partial u}{\partial z} \right) = k_x - \frac{\partial p}{\partial x} + \eta \left( \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial z^2} \right)$$



$$\rho \left( \frac{\partial v}{\partial t} + u \frac{\partial v}{\partial x} + v \frac{\partial v}{\partial y} + w \frac{\partial v}{\partial z} \right) = k_y - \frac{\partial p}{\partial y} + \eta \left( \frac{\partial^2 v}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial z^2} \right)$$

$$\rho \left( \frac{\partial w}{\partial t} + u \frac{\partial w}{\partial x} + v \frac{\partial w}{\partial y} + w \frac{\partial w}{\partial z} \right) = k_z - \frac{\partial p}{\partial z} + \eta \left( \frac{\partial^2 w}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial z^2} \right)$$

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:

$\rho = const.$  → inkompressible Strömung

$\eta = const.$  → 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).

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

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.

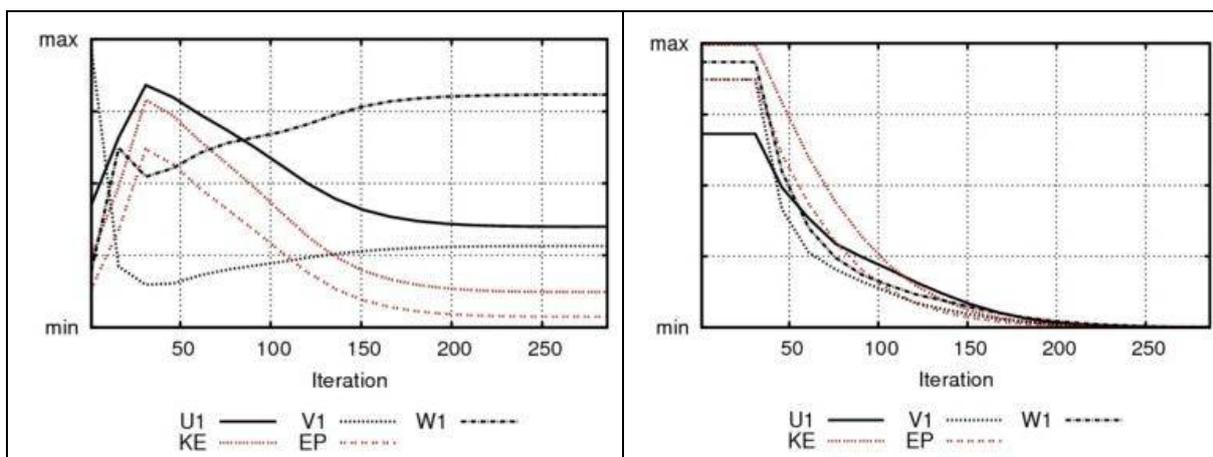
Um die Berechnungszeiten zu optimieren wurde das Untersuchungsgebiet in verschiedene Cluster unterteilt. Jeder Cluster wurde horizontal in die Auflösung von 100 m x 100 m eingeteilt. In der Höhe wurden bis zu 20 Zellen berechnet, wobei der Abstand der Zellen uneinheitlich ist. In Bodennähe liegen diese enger zusammen als am vertikalen Modellrand.

Für ein geschlossenes System müssen weiterhin bestimmte Randbedingungen angenommen werden. Als obere Randbedingung wurde 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 wurden Berechnungsergebnisse des ersten Modellierungsschritts gewählt, welche für die gesamte Region in gröberer Auflösung ermittelt wurden. Dies liefert genauere Ergebnisse als ein einfaches logarithmisches Windprofil.

Im Untersuchungsgebiet wurde 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 den Sektor 0° (345° bis 15°) in den nachfolgenden beiden Abbildungen dargestellt.

In Abbildung 28 sind 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 dargestellt. 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.

Auch sind in Abbildung 28 die Residuen (Fehler) mit der Änderung der Iterationen dargestellt. 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 28:** 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.



## 11.2 Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Einheit	Bedeutung
A	[m/s]	Skalenparameter der Weibullverteilung
b	[-]	Böe
BIN	[-]	Binäre Intervall-Schachtelung
cm	[-]	Zentimeter
$c_p$	[-]	Leistungsbeiwert
$c_t$	[-]	Schubbeiwert
D	[m]	Rotordurchmesser
E	[MWh]	Energie, Jahresenergie
$E_f$	[kWh/m <sup>2</sup> /a]	Energiefluss, Mittlere Energiedichte
frei	[-]	freie Anströmungsbedingungen
h	[-]	hour, Stunde
HEP	[-]	Horizontale Extrapolation
$h_i$	[%]	Häufigkeit im Intervall i
HW	[-]	Hochwert
i	[-]	Intervall
I	[-]	Turbulenz, Turbulenzintensität
IEC	[-]	International Electrotechnical Commission
J	[-]	Jahr
k	[-]	Formparameter der Weibullverteilung
LK	[-]	Leistungskennlinie
LZK	[-]	Langzeitklima
min	[-]	minute, Minute
Mode	[-]	Modus, Einstellung
N	[-]	Nord, nördlich
NH	[m]	Nabenhöhe
NN	[-]	Normal Null
O	[-]	Ost, östlich
P	[kW]	Leistung
$P_f$	[W/m <sup>2</sup> ]	Mittlere Leistungsdichte, Leistungsfluss
R	[m]	Rotorradius
RW	[-]	Rechtswert
s	[-]	second, Sekunde
S	[-]	Süd, südlich
Sek, sec	[deg]	Windrichtungssektor
SN	[-]	Seriennummer
U	[-]	Unsicherheit
v	[m/s]	Windgeschwindigkeit
VEP	[-]	Vertikale Extrapolation
W	[-]	West, westlich
wake	[-]	Nachlaufströmung
WEA	[-]	Windenergieanlage
x	[-]	Entfernung
$\rho$	[kg/m <sup>3</sup> ]	Luftdichte
s	[m/s]	Standardabweichung
h	[-]	Wirkungsgrad, Parkwirkungsgrad