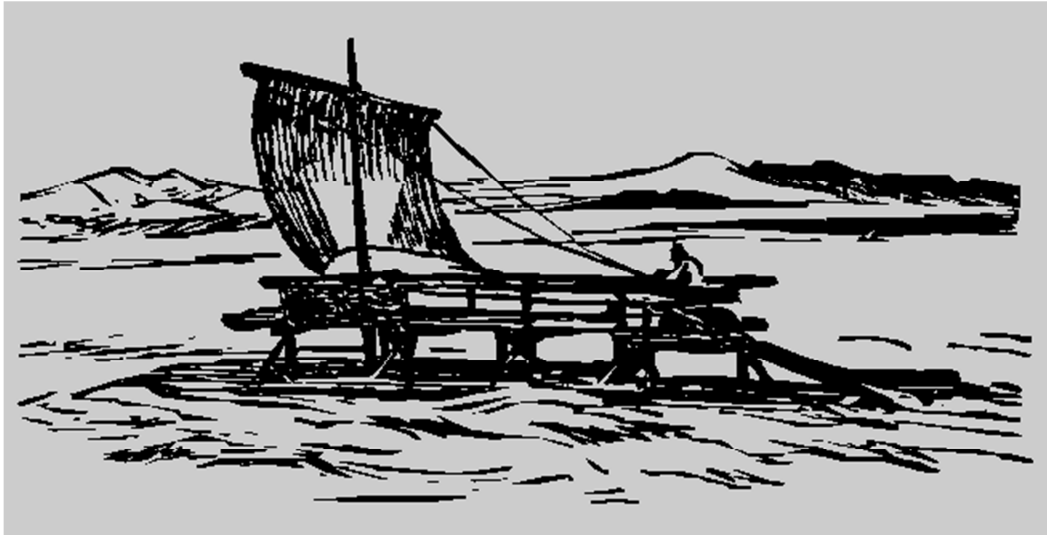


Vorabschätzung über die Windverhältnisse für 12 Vorranggebiete für Windenergienutzung im Landkreis Lüneburg



Auftraggeber: Landkreis Lüneburg
Stabsstelle Regional- und Bauleitplanung
Auf dem Michaeliskloster 8
21335 Lüneburg

Standort: Landkreis Lüneburg, Niedersachsen

Bericht-Nr.: D-13-102-5374-A-Rev.00-VS-JW

Datum: 30. August 2013

anemos
Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH
Böhmsholzer Weg 3,
D-21391 Reppenstedt
Tel : 04131-8308-100
Fax: 04131-8308-199



Inhaltsverzeichnis

	Seite
1 Vorbemerkung	3
2 Ergebnisübersicht	5
3 Standort und Lagebeschreibung	6
4 TEIL I – Region West	10
4.1 Die Windverhältnisse.....	10
4.2 Energieertrag verschiedener Windenergieanlagen.....	14
4.3 Vergleichsstandorte und Bewertung	21
5 TEIL II – Region Ost.....	29
5.1 Die Windverhältnisse.....	29
5.2 Energieertrag verschiedener Windenergieanlagen.....	32
5.3 Vergleichsstandorte und Bewertung	39
6 Schlussbemerkung.....	43
7 Literatur	44
Anhang A Leistungskennlinie	45
Anhang B Abkürzungsverzeichnis / englische Begriffe.....	48



1 Vorbemerkung

Die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH wurde am 12.07.2013 vom Landkreis Lüneburg – Stabsstelle Regional- und Bauleitplanung beauftragt, eine Vorabschätzung über die Windverhältnisse von 12 Vorranggebieten für die Windenergienutzung im Landkreis Lüneburg vorzunehmen, da es derzeit Überlegungen über mögliche Höhenbegrenzungen dieser Gebiete von 185 m bzw. 200 m gibt. Die anemos GmbH wurde daher beauftragt, das mittlere jährliche Wind- und Ertragspotential der Vorranggebiete (unter Berücksichtigung der genannten Gesamthöhen) für drei moderne Anlagentypen zu berechnen.

Als Berechnungsverfahren wird das Wind Atlas und Analyse Programm WASP des RISØ National Laboratory, Roskilde, Dänemark, (Version 10.2) verwendet.

Die als Basisinformation verwendeten Winddaten der meteorologischen Station(en) wurden vom Deutschen Wetterdienst bezogen.

Die Informationen über die topographischen Verhältnisse für die Umgebung der zu beurteilenden Fläche wurden topographischen Karten im Maßstab 1:25.000 bzw. 1:50.000 entnommen. Für das Gebiet, welches den Landkreis Lüneburg einschließt, wurden vom Landkreis digitale Höhenlinien des DGM5-Modells zur Verfügung gestellt.

Da der Landkreis in Ost-West-Richtung deutlich gestreckte Maße mit ca. 80 km aufweist (von Nord nach Süd sind es etwa 40 km), wird der Abgleich des Strömungsmodells WASP für die westliche (Teil I) und östliche Region (Teil II) des Landkreises gesondert durchgeführt, da ein einzelner Abgleich des Strömungsmodells für den gesamten Landkreis nicht als repräsentativ beurteilt werden kann.

Diese Vorabschätzung über die Windverhältnisse innerhalb des Windparkareals wurde erstellt auf der Basis der langjährigen Windmessreihe an der Station Fassberg des Deutschen Wetterdienstes. Unter Berücksichtigung der lokalen topographischen Verhältnisse wurde aus den Häufigkeitsverteilungen des in Bodennähe gemessenen Windes die von der Erdoberfläche unbeeinflusste Windverteilung oberhalb der bodennahen Grenzschicht berechnet. Diese Windverteilung kann für ein größeres Gebiet, das den vorgesehenen Standort einschließt, als repräsentativ angesehen werden. Auf der Basis dieser Windverteilung wird das Windenergiepotential am vorgesehenen Standort unter Berücksichtigung der standortspezifischen topographischen Gegebenheiten (Orographie, Rauigkeit, Hindernisse) bestimmt.

Diese Vorabschätzung macht keine Aussagen über die Unsicherheiten eines Wind- und Parkgutachtens und kann nicht Grundlage für eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sein. Sie dient lediglich als grobe Vorabinformation. Abschattungsverluste aufgrund der gegenseitigen Beeinflussung von Windenergieanlagen sind nicht Bestandteil der Berechnungen.

Zusätzlich zu der hier durchgeführten großflächigen Vorabschätzung wurde eine Einzelbetrachtung zweier ausgewählter Standorte beauftragt. Da der Landkreis Lüneburg zum Teil einen relativ hohen Waldanteil aufweist und Waldgebiete, welche Windenergieanlagen in Hauptwindrichtung vorgelagert sind, einen großen Einfluss auf die Windverhältnisse und somit letztlich auf die Energieerträge haben können, soll zum einen ein solcher Standort genauer



untersucht werden. Hierfür wurde der südliche Bereich des Vorranggebietes Ehlbeck / Etzen ausgewählt. Als zweiten Standort für eine Einzelbetrachtung wurde ein Standort ausgewählt, bei dem eine relativ freie Anströmung zu erwarten ist, was für den südlichen Teil des Vorranggebietes Bardowick / Vögelsen zutreffend ist.

Die Vorabschätzung des südlichen Teils des Vorranggebietes Ehlbeck / Etzen ist in dem Bericht mit der Nummer **D-13-102-5374-B-Rev.00-VS-JW, vom 30.08.2013** dokumentiert.

Die Vorabschätzung des Vorranggebietes bei Bardowick / Vögelsen ist in dem Bericht mit der Nummer **D-13-102-5374-C-Rev.00-VS-JW, vom 30.08.2013** dokumentiert.

2 Ergebnisübersicht

Die folgende Tabelle gibt eine Übersicht über die wichtigsten Ergebnisse:

Tab. 1: Zusammenfassung der summierten Ergebnisse aus Teil I und II

Variante	1	2	3	4	5	6
Anlagentyp	REpower 3.2M114	REpower 3.2M114	Vestas V117-3.3	Vestas V117-3.3	Enercon E-115	Enercon E-115
Nennleistung	3.2 MW	3.2 MW	3.3 MW	3.3 MW	3.0 MW	3.0 MW
Anzahl Turbinen	15	15	15	15	15	15
Installierte Leistung	48 MW	48 MW	49.5 MW	49.5 MW	45 MW	45 MW
Nabenhöhe	128 m	143 m	116.5 m	140 m	135 m	149 m
Gesamthöhe	185 m	200 m	175 m	198.5 m	192.5 m	206.5 m
Brutto AEP [GWh/a]	132.677	142.258	127.128	143.387	138.034	146.000
Kapazitätsfaktor	0.32	0.34	0.29	0.33	0.35	0.37
Volllaststunden	2764	2964	2568	2897	3067	3244

Insgesamt werden 12 Vorranggebiete betrachtet, die insgesamt aus 15 zusammenhängenden Flächen bestehen. Für die ungefähre mittlere Koordinate einer jeden Fläche wurden die Energieerträge der oben genannten Anlagentypen berechnet. Bei drei verschiedenen Anlagentypen mit je zwei Naben- bzw. Gesamthöhen ergeben sich somit 6 verschiedene Berechnungsvarianten.

Die hier berechneten Werte für das Windpotential und den WEA Ertrag beziehen sich auf einen Referenzzeitraum von 20 Jahren (1992 - 2011). Dies entspricht dem Zeitraum des anemos Windatlas, mit dem der Langzeitbezug u.a. durchgeführt wurde. Auch wenn der Langzeitwert mit dem IWET Wert gewichtet wurde, berücksichtigen wir nicht den 14-jährigen Referenzzeitraum des IWET Index 2011 (1996 – 2009), da die Ableitung für das 100%-Niveau der einzelnen Regionen nicht transparent erscheint.

Hinweis: Im gesamten Dokument wird als Dezimaltrennzeichen die englische Schreibweise und somit der Punkt anstelle des Kommas verwendet.

3 Standort und Lagebeschreibung

Der Landkreis Lüneburg befindet sich im Norden Deutschlands, südöstlich der Freien- und Hansestadt Hamburg.



Abb. 1: Lageplan des Landkreises Lüneburg.
Quelle: Google Earth Pro



Alle zu beurteilenden Vorranggebiete befinden sich im Landkreis Lüneburg. Im ersten Teil werden die Windverhältnisse der westlichen Region des Landkreises analysiert und im zweiten Teil die der östlichen Region. In Tab. 2 sind alle Vorranggebiete mit der hier festgelegten Region und Nummerierung aufgeführt. Die UTM-Koordinaten (Zone 32, WGS84) der Vorranggebiete sind:

Tab. 2: Standortkoordinaten

Bezeichnung Vorranggebiet	Nr.	Rechtswert	Hochwert	Höhe u. NN	Aufteilung nach Region
Ehlbeck / Etzen	1a	578481	5883799	71	Berechnung erfolgt in Teil I (Region West)
	1b	579603	5885468	90	
Tellmer	2	586176	5884535	101	
Raven	3	579092	5892797	71	
Wetzen	4	583849	5893486	66	
Melbeck	5	592872	5894555	49	
Westergellersen	6	581469	5900230	26	
Kirchgellersen	7	586763	5900374	38	
Vögelsen / Bardowick	8a	588541	5905967	10	
	8b	590165	5907250	7	
Wendhausen	9	605704	5902053	56	Berechnung erfolgt in Teil II (Region Ost)
Sütthorff / Thomasburg	10a	610471	5901300	47	
	10b	611296	5900379	51	
Köstorf	11	618337	5898787	66	
Boitze	12	616265	5888958	51	

Die Koordinaten wurden online aus dem Geoportal des Landkreises Lüneburg ausgelesen. Dabei wurde manuell die ungefähre mittlere Koordinate des jeweiligen Vorranggebietes ermittelt. Für die drei Vorranggebiete Ehlbeck/Etzen, Vögelsen/Bardowick und Sütthorff/Thomasburg werden im Geoportal Lüneburg je zwei Flächen dargestellt und daher auch je zwei Koordinaten gesondert betrachtet. Insgesamt werden die Berechnungen daher für 15 Flächen bzw. Koordinaten durchgeführt.

In Abstimmung mit dem Landkreis Lüneburg wurden drei verschiedene Anlagentypen mit je zwei Nabenhöhen/Gesamthöhen für die Berechnungen ausgewählt. Somit ergeben sich für die Berechnungen insgesamt 6 verschiedene Varianten. Die Eckdaten sind im Folgenden in Tab. 3 aufgeführt.

Tab. 3: Berücksichtigte Anlagentypen

Variante	WEA-Typ	Nennleistung [MW]	h_N [m]	Gesamthöhe [m]	D [m] / A [m ²]
1	REpower 3.2M114	3.2	128	185	114 / 10207.0
2		3.2	143	200	
3	Vestas V117-3.3 MW	3.3	116.5	175	117 / 10751.3
4		3.3	140	198.5	
5	Enercon E-115 3.0 MW	3.0	135	192.5	115 / 10386.9
6		3.0	149	206.5	

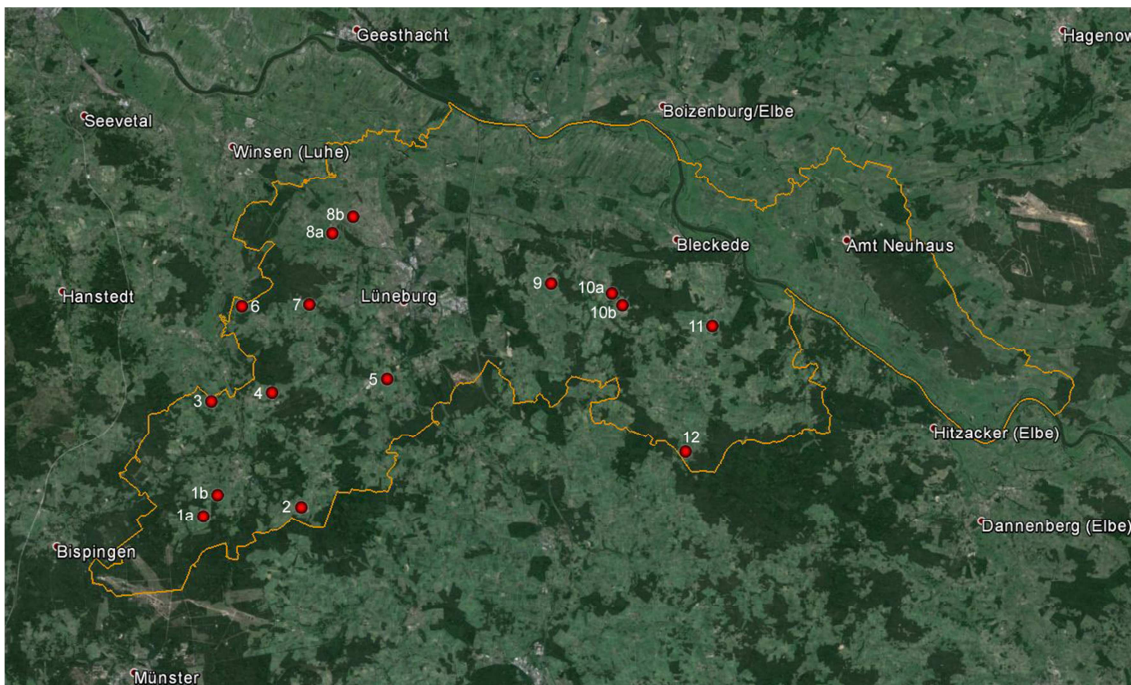


Abb. 2: Lageplan der Vorranggebiete im Landkreis Lüneburg
Quelle: Google Earth Pro

Der Einfluss der Geländebeschaffenheit auf die Windverhältnisse wird durch eine digitale Karte der Rauigkeitsgegebenheiten sichergestellt (siehe Abb. 2)

Orographisch kann die insgesamt berücksichtigte Standortumgebung (100 x 100 km²) als ebenes bis leicht welliges Gelände bezeichnet werden mit Höhenunterschieden zwischen -10 und 160 Metern, wobei die höchsten Höhen lediglich im östlichen Randbereich des digitalen Modells zu finden sind.

Die Standorte selbst weisen in der Region West (Nr. 1 bis 8) eine mittlere Höhe von 53 Metern auf und in der Region Ost (Nr. 9 bis 12) eine mittlere Höhe von 54 m. Die Mittelwerte weisen zwar nahezu gleiche Höhen über NN. auf, im westlichen Bereich sind jedoch deutliche

Abweichungen zum Mittelwert festzustellen. Während die Spannweite der Höhen ü. NN der Vorranggebiete in der Osthälfte des Landkreises mit Werten von 47 m bis 66 m ü. NN nur geringen Schwankungen unterliegt, sind in der westlichen Region Höhen von 7 m bis 101 m ü. NN festzustellen. Der Einfluss der Geländeform auf die Windverhältnisse wird durch Digitalisierung der Höhenlinien berücksichtigt.

Die Information über die Vegetation bzw. Rauigkeitsverhältnisse innerhalb des Simulationsgebietes wurden aus dem CORINE Datensatz der *European Environment Agency* (EEA) abgeleitet. Basis für diese Information sind Daten des Satelliten Landsat 7 im Maßstab 1:100.000. Die Rasterdaten liegen mit einer räumlichen Auflösung von 100 m vor. Die letzte Aktualisierung des Datenbestandes wurde im Jahr 2006 durchgeführt. In der unmittelbaren Umgebung des zu beurteilenden Standortes und der Standorte der Vergleichs-WEA wurden diese Informationen durch Abgleich mit topographischen Karten im Maßstab 1:25.000 bzw. 1:50.000 aktualisiert.

Die Geländehöhen wurden dem SRTM Datensatz (*Shuttle Radar Topography Mission, USGS EROS Data Center*) entnommen und auf das Modellgitter interpoliert. Die Daten wurden im Jahr 2000 aufgenommen und liegen als Rasterdaten mit einer räumlichen Auflösung von etwa 90 m vor. Die vertikale Auflösung beträgt 1 m und wurde aufgrund der großen Datenmengen für das hier verwendete digitale Modell auf eine vertikale Auflösung von 10 m reduziert. In der unmittelbaren Umgebung der Standorte der Vergleichs-WEA, welche außerhalb des Landkreises gelegen sind, wurden diese Informationen durch Abgleich mit topographischen Karten im Maßstab 1:25.000 bzw. 1:50.000 aktualisiert. Für das Gebiet des Landkreises Lüneburg wurden vom Auftraggeber digitale Höhenlinien des DGM5-Modells zur Verfügung gestellt. Die vertikale Auflösung wurde für diesen Bereich auf 2.5 m reduziert. Die Größe des insgesamt berücksichtigten Gebietes ist aus der Abb. 3 ersichtlich.

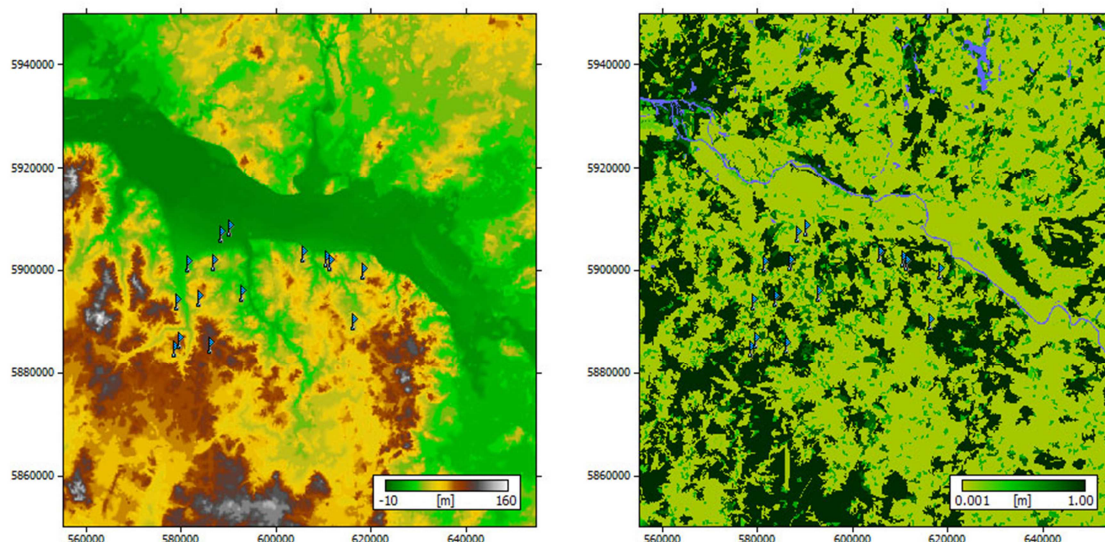


Abb. 3: Orographie und Rauigkeit der Standortumgebung mit den hier zu beurteilenden Vorranggebieten (100x100 km)



4 TEIL I – Region West

4.1 Die Windverhältnisse

Einem Windgutachten, das eine Aussage über langjährige, mittlere Windverhältnisse machen soll, müssen langjährige Windmessungen zugrunde liegen. In der Regel gibt es solche langen Windmessreihen nur an den synoptischen Stationen des Deutschen Wetterdienstes. Das Prinzip dieses Gutachtens besteht darin, die Windmessreihe einer geeigneten, für den zu beurteilenden Standort repräsentativen Station auf den vorgesehenen Standort zu übertragen.

Als Basis für den hier zu begutachtenden Standort wird die Station Fassberg – skaliert mit dem Faktor 1.03 – des Deutschen Wetterdienstes verwendet. Es wurden ebenfalls die Windstatistiken der Stationen Seehausen, Soltau, Lüchow und Boitzenburg überprüft. Mit der hier verwendeten Station Fassberg konnten jedoch die plausibelsten Ergebnisse im Abgleich mit den Vergleichsanlagen erzielt werden. Zu beachten ist hierbei, dass die verwendete Windstatistik für die großflächige Berechnung der Vorranggebiete 1 bis 8b herangezogen wurde und das Gesamtergebnis dieser Berechnungen für einen Vergleich von unterschiedlichen Gesamthöhen herangezogen werden kann. Für weitere Einzelbetrachtungen könnten daher andere Windstatistiken mit einer anderen Gewichtung der Vergleichsanlagen als repräsentativer gelten und zu anderen Ergebnissen führen.

Die DWD-Station Fassberg liegt in einer Entfernung von 2.5 km nordöstlich der Ortschaft Faßberg. Die Windmessung erfolgt in freier, zentraler Lage auf einem Flugfeld. In der nahen Standortumgebung befinden sich in Entfernungen > 300 m im Südwesten Gebäude und eine lang gestreckte Waldkante. Die weiter entfernte Umgebung wird durch einen Wechsel von landwirtschaftlich genutzten Flächen, kleineren bis mäßig großen Ortschaften und größeren Waldflächen geprägt. Die Wald- und Bebauungsflächen überwiegen in der Standortumgebung und führen zu ihrem meist geschlossenen Charakter. Das Gelände ist kaum gegliedert, in der nahen Standortumgebung sind die Höhendifferenzen minimal. (Quelle: DWD 2011)

Aus der Häufigkeitsverteilung für die Windgeschwindigkeit und -richtung der Jahre 1988 - 2004 wurde durch Korrektur der bodennahen Messungen eine Häufigkeitsverteilung für das ungestörte Windfeld berechnet, die auf den zu beurteilenden Standort übertragen wird. Diese Häufigkeitsverteilung wird als repräsentativ für den zu beurteilenden Standort angesehen.

Das Windpotential an den Standorten wird berechnet, indem für jeden von 12 Windrichtungssektoren eine Häufigkeitsverteilung (Weibull-Verteilung) der Windgeschwindigkeit bestimmt wird, aus denen gewichtet die mittlere Windgeschwindigkeit und das zu erwartende Windpotential abgeleitet werden. An dem zu beurteilenden Standort können die in Tabelle 1 aufgelisteten mittleren Jahresmittelwerte der Windgeschwindigkeit, der Energieflussdichte und der Weibull-Parameter erwartet werden.

In den folgenden Tabellen werden die Windverhältnisse exemplarisch für die Standorte mit der Nummer 2, 4 und 8b dargestellt. Das Windprofil der Fläche 4 (Wetzen) liegt mit 67 m ü. NN. ungefähr im Bereich der durchschnittlichen Höhe ü. NN. (53 m) aller hier betrachteten Standorte

(1 bis 8b). Die Fläche 2 ist mit 101 m ü. NN am höchsten und die Fläche 8b mit 7 m ü. NN. am tiefsten gelegen.

Tab. 4: Windgeschwindigkeit und Energieflussdichte (Standort Nr. 2, Tellmer)

Höhe (m)	Windgeschwindigkeit (m/s)	Energieflussdichte (W / (m*m))
80	5.52	180
90	5.68	192
100	5.82	204
110	6.00	223
120	6.17	243
130	6.32	263
140	6.47	282
150	6.60	301
160	6.73	319

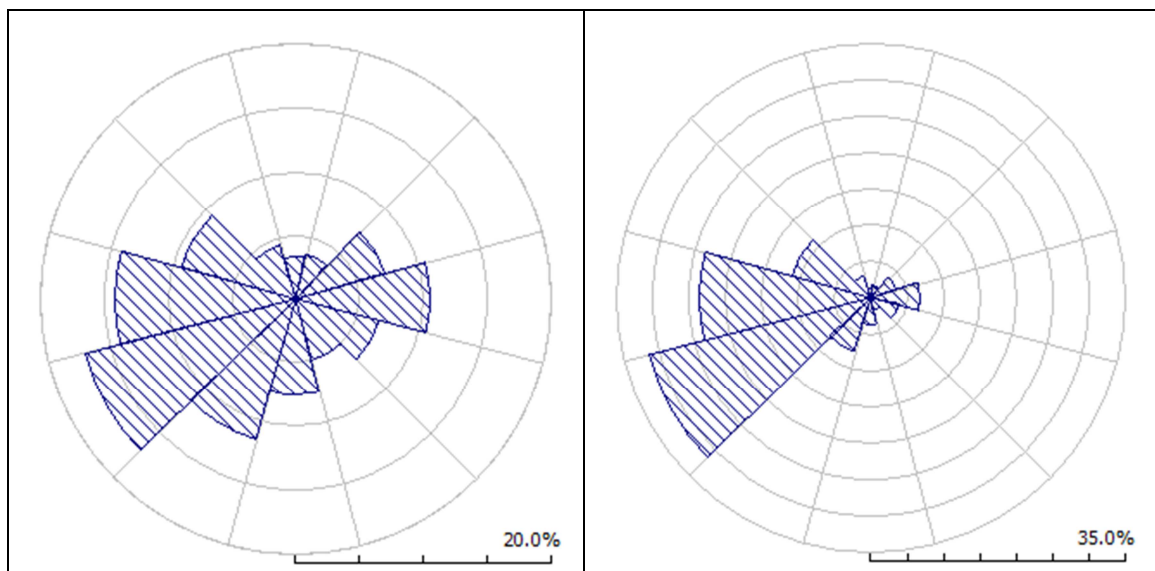


Abb. 4: Richtungsverteilung für Wind (links) und Energie (rechts), exemplarisch für 128 m Höhe (Standort Nr. 2, Tellmer)

Aus dieser Abbildung geht hervor, dass für die Windgeschwindigkeit und die Windenergie die südwestlichen bis westlichen Richtungen dominieren. Der höhere Anteil für die Windenergie aus einem bestimmten Sektor besagt, dass aus dieser Richtung die Windgeschwindigkeiten höher als im Mittel zu erwarten sind (Im meteorologischen Sinn ist die Windrichtung die Richtung, aus der der Wind weht).

Tab. 5: Windgeschwindigkeit und Energieflussdichte (Standort Nr.4, Wetzten)

Höhe (m)	Windgeschwindigkeit (m/s)	Energieflussdichte (W / (m*m))
80	5.66	198
90	5.84	214
100	6.00	229
110	6.19	252
120	6.36	275
130	6.52	296
140	6.66	317
150	6.79	337
160	6.92	356

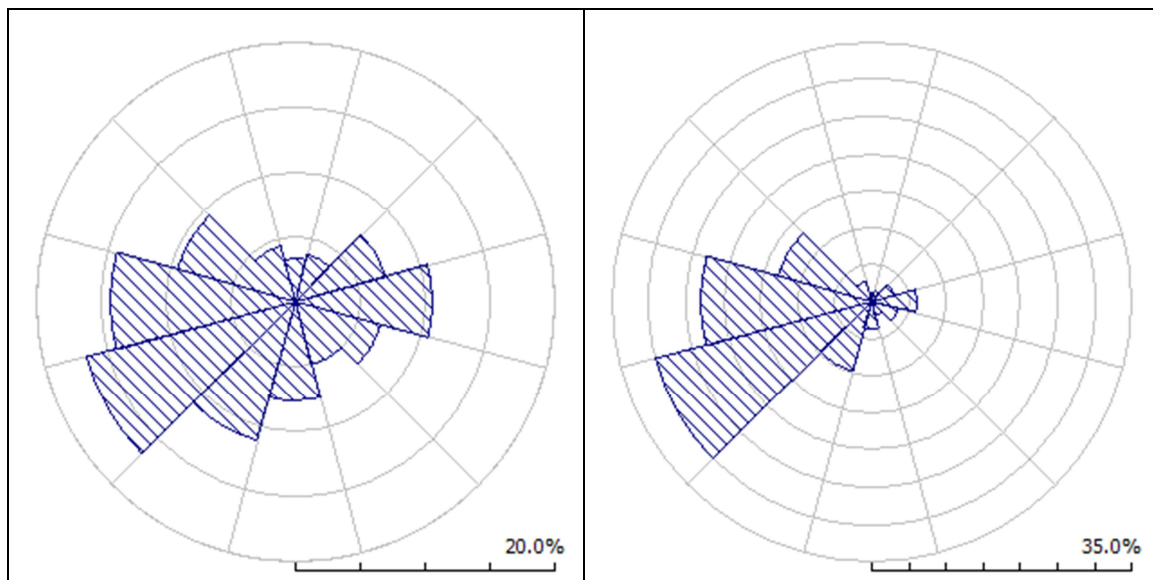


Abb. 5: Richtungsverteilung für Wind (links) und Energie (rechts), exemplarisch für 128 m Höhe (Standort Nr. 4, Wetzten)

Tab. 6: Windgeschwindigkeit und Energieflussdichte (Standort 8b, Bardowick)

Höhe (m)	Windgeschwindigkeit (m/s)	Energieflussdichte (W / (m*m))
80	5.79	209
90	5.95	223
100	6.09	237
110	6.28	261
120	6.45	284
130	6.60	306
140	6.75	327
150	6.89	349
160	7.02	370

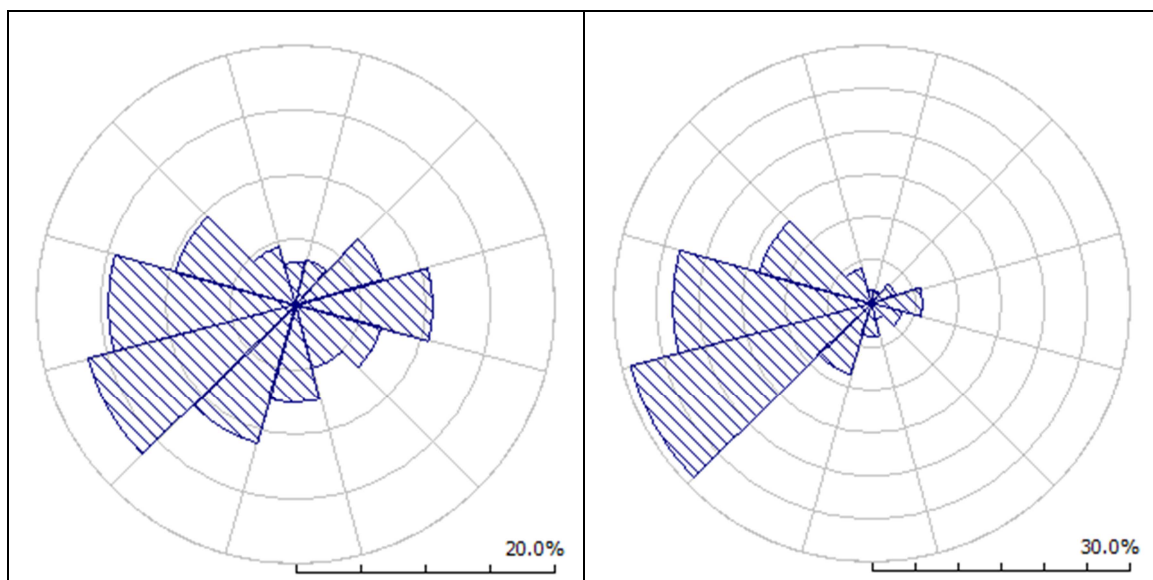


Abb. 6: Richtungsverteilung für Wind (links) und Energie (rechts), exemplarisch für 128 m Höhe (Standort Nr. 8b, Bardowick)

4.2 Energieertrag verschiedener Windenergieanlagen

Die Rechnungen werden für WEA mit den folgenden Leistungskennlinien durchgeführt:

Tab. 7: Leistungskennlinien der verwendeten Anlagentypen

WEA Typ	Quelle, Prüfberichtsnummer	vermessen berechnet garantiert	Betriebsmodus
REpower 3.2M114	WICO, 203LK911/04, vom 28.01.2013	vermessen	Normalmodus
Vestas V117-3.3 MW	Hersteller, 0035-1209 V02, vom 05.04.2013	berechnet	Normalmodus
Enercon E-115 3.0 MW	Hersteller, D0266588-0 Vers. 1.0, vom 21.06.2013	berechnet	Normalmodus

Es wird mit der Standardluftdichte von 1.225 kg/m^3 entsprechend 188 m Höhe über NN gerechnet. Dieses entspricht der durchschnittlichen Höhe der Standorte, welche in der westlichen Region des Landkreises gelegen sind (durchschnittliche Höhe über NN plus der durchschnittlichen Nabenhöhe der geplanten WEA. Als Basis wurde die Station Soltau mit einer mittleren Jahrestemperatur von 8.7 °C auf 77 m über NN verwendet.

10 x Repower 3.2M114, NH: 128 m (Variante 1)

Tab. 8: Summary results

Parameter	Total
Gross AEP [GWh]	87.816

Tab. 9: Site wind climates

Site	Location [m]	H [m]	A [m/s]	k	U [m/s]	E [W/m ²]
1a	(578481, 5883799)	128	6.9	2.28	6.09	235
1b	(579603, 5885468)	128	7.1	2.28	6.31	261
2	(586176, 5884535)	128	7.1	2.27	6.29	259
3	(579092, 5892797)	128	7.2	2.29	6.41	272
4	(583849, 5893486)	128	7.3	2.20	6.49	292
5	(592872, 5894555)	128	7.3	2.25	6.44	280
6	(581469, 5900230)	128	7.1	2.22	6.29	264
7	(586763, 5900374)	128	7.2	2.22	6.34	271
8a	(588541, 5905967)	128	7.3	2.25	6.48	285
8b	(590165, 5907250)	128	7.4	2.22	6.57	301

Tab. 10: All Sectors

Turbine	Location [m]	MWh (free)
1a	(578481, 5883799)	7939.529
1b	(579603, 5885468)	8612.739
2	(586176, 5884535)	8549.876
3	(579092, 5892797)	8897.636
4	(583849, 5893486)	9127.285
5	(592872, 5894555)	8999.589
6	(581469, 5900230)	8556.438
7	(586763, 5900374)	8681.647
8a	(588541, 5905967)	9081.712
8b	(590165, 5907250)	9369.472
Wind farm	-	87815.913

10 x Repower 3.2M114, NH: 143 m (Variante 2)

Tab. 11: Summary results

Parameter	Total
Gross AEP [GWh]	94.095

Tab. 12: Site wind climates

Site	Location [m]	H [m]	A [m/s]	k	U [m/s]	E [W/m ²]
1a	(578481, 5883799)	143	7.1	2.26	6.30	261
1b	(579603, 5885468)	143	7.4	2.27	6.51	288
2	(586176, 5884535)	143	7.3	2.26	6.51	288
3	(579092, 5892797)	143	7.5	2.28	6.61	300
4	(583849, 5893486)	143	7.6	2.20	6.70	323
5	(592872, 5894555)	143	7.5	2.24	6.65	309
6	(581469, 5900230)	143	7.3	2.21	6.51	293
7	(586763, 5900374)	143	7.4	2.21	6.57	302
8a	(588541, 5905967)	143	7.6	2.24	6.69	316
8b	(590165, 5907250)	143	7.7	2.21	6.79	334

Tab. 13: All Sectors

Turbine	Location [m]	MWh (free)
1a	(578481, 5883799)	8561.727
1b	(579603, 5885468)	9209.931
2	(586176, 5884535)	9202.263
3	(579092, 5892797)	9509.360
4	(583849, 5893486)	9747.864
5	(592872, 5894555)	9623.538
6	(581469, 5900230)	9191.607
7	(586763, 5900374)	9340.490
8a	(588541, 5905967)	9708.399
8b	(590165, 5907250)	10000.184
Wind farm	-	94095.360

10 x Vestas V117 3.3 MW, NH: 116.5 m (Variante 3)
--

Tab. 14: Summary results

Parameter	Total
Gross AEP [GWh]	84.202

Tab. 15: Site wind climates

Site	Location [m]	H [m]	A [m/s]	k	U [m/s]	E [W/m ²]
1a	(578481, 5883799)	116.5	6.7	2.28	5.92	215
1b	(579603, 5885468)	116.5	6.9	2.29	6.14	240
2	(586176, 5884535)	116.5	6.9	2.28	6.11	236
3	(579092, 5892797)	116.5	7.0	2.30	6.24	250
4	(583849, 5893486)	116.5	7.1	2.21	6.30	267
5	(592872, 5894555)	116.5	7.1	2.26	6.26	257
6	(581469, 5900230)	116.5	6.9	2.23	6.11	241
7	(586763, 5900374)	116.5	6.9	2.23	6.15	247
8a	(588541, 5905967)	116.5	7.1	2.26	6.30	262
8b	(590165, 5907250)	116.5	7.2	2.23	6.39	276

Tab. 16: All Sectors

Turbine	Location [m]	MWh (free)
1a	(578481, 5883799)	7578.038
1b	(579603, 5885468)	8265.525
2	(586176, 5884535)	8155.932
3	(579092, 5892797)	8562.255
4	(583849, 5893486)	8767.000
5	(592872, 5894555)	8649.724
6	(581469, 5900230)	8190.784
7	(586763, 5900374)	8288.118
8a	(588541, 5905967)	8730.138
8b	(590165, 5907250)	9014.145
Wind farm	-	84201.652

10 x Vestas V117 3.3 MW, NH: 140 m (Variante 4)
--

Tab. 17: Summary results

Parameter	Total
Gross AEP [GWh]	94.850

Tab. 18: Site wind climates

Site	Location [m]	H [m]	A [m/s]	k	U [m/s]	E [W/m ²]
1a	(578481, 5883799)	140	7.1	2.26	6.26	256
1b	(579603, 5885468)	140	7.3	2.27	6.47	282
2	(586176, 5884535)	140	7.3	2.27	6.47	282
3	(579092, 5892797)	140	7.4	2.28	6.57	294
4	(583849, 5893486)	140	7.5	2.20	6.66	317
5	(592872, 5894555)	140	7.5	2.24	6.61	304
6	(581469, 5900230)	140	7.3	2.21	6.46	287
7	(586763, 5900374)	140	7.4	2.21	6.52	296
8a	(588541, 5905967)	140	7.5	2.24	6.65	310
8b	(590165, 5907250)	140	7.6	2.21	6.75	327

Tab. 19: All Sectors

Turbine	Location [m]	MWh (free)
1a	(578481, 5883799)	8617.735
1b	(579603, 5885468)	9286.681
2	(586176, 5884535)	9264.819
3	(579092, 5892797)	9585.292
4	(583849, 5893486)	9837.414
5	(592872, 5894555)	9705.182
6	(581469, 5900230)	9259.636
7	(586763, 5900374)	9410.120
8a	(588541, 5905967)	9792.296
8b	(590165, 5907250)	10090.680
Wind farm	-	94849.860

10 x Enercon E-115 3.0 MW, NH: 135 m (Variante 5)
--

Tab. 20: Summary results

Parameter	Total
Gross AEP [GWh]	91.389

Tab. 21: Site wind climates

Site	Location [m]	H [m]	A [m/s]	k	U [m/s]	E [W/m ²]
1a	(578481, 5883799)	135	7.0	2.27	6.19	247
1b	(579603, 5885468)	135	7.2	2.28	6.41	274
2	(586176, 5884535)	135	7.2	2.27	6.40	273
3	(579092, 5892797)	135	7.3	2.28	6.50	285
4	(583849, 5893486)	135	7.4	2.20	6.59	306
5	(592872, 5894555)	135	7.4	2.25	6.54	294
6	(581469, 5900230)	135	7.2	2.22	6.39	278
7	(586763, 5900374)	135	7.3	2.22	6.45	285
8a	(588541, 5905967)	135	7.4	2.24	6.58	300
8b	(590165, 5907250)	135	7.5	2.21	6.68	317

Tab. 22: All Sectors

Turbine	Location [m]	MWh (free)
1a	(578481, 5883799)	8347.310
1b	(579603, 5885468)	8972.848
2	(586176, 5884535)	8936.300
3	(579092, 5892797)	9243.388
4	(583849, 5893486)	9454.087
5	(592872, 5894555)	9343.193
6	(581469, 5900230)	8924.970
7	(586763, 5900374)	9058.228
8a	(588541, 5905967)	9422.563
8b	(590165, 5907250)	9686.498
Wind farm	-	91389.387

10 x Enercon E-115 3.0 MW, NH: 149 m (Variante 6)
--

Tab. 23: Summary results

Parameter	Total
Gross AEP [GWh]	96.624

Tab. 24: Site wind climates

Site	Location [m]	H [m]	A [m/s]	k	U [m/s]	E [W/m ²]
1a	(578481, 5883799)	149	7.2	2.26	6.38	271
1b	(579603, 5885468)	149	7.4	2.26	6.59	298
2	(586176, 5884535)	149	7.4	2.26	6.59	299
3	(579092, 5892797)	149	7.5	2.27	6.69	311
4	(583849, 5893486)	149	7.7	2.19	6.78	335
5	(592872, 5894555)	149	7.6	2.24	6.73	321
6	(581469, 5900230)	149	7.4	2.21	6.59	305
7	(586763, 5900374)	149	7.5	2.21	6.65	314
8a	(588541, 5905967)	149	7.6	2.23	6.77	328
8b	(590165, 5907250)	149	7.8	2.21	6.87	346

Tab. 25: All Sectors

Turbine	Location [m]	MWh (free)
1a	(578481, 5883799)	8876.073
1b	(579603, 5885468)	9472.106
2	(586176, 5884535)	9480.153
3	(579092, 5892797)	9757.101
4	(583849, 5893486)	9963.288
5	(592872, 5894555)	9861.464
6	(581469, 5900230)	9459.100
7	(586763, 5900374)	9606.535
8a	(588541, 5905967)	9938.431
8b	(590165, 5907250)	10210.001
Wind farm	-	96624.247



4.3 Vergleichsstandorte und Bewertung

Um die aus den Daten der Basisstation abgeleiteten großräumigen Windverhältnisse bezüglich ihrer Repräsentativität für die Standortumgebung zu beurteilen, können die Erträge bestehender Windenergieanlagen in der näheren Umgebung herangezogen werden, wenn diese mindestens ein Jahr in Betrieb sind und der Zeitraum in Bezug zum langjährigen Mittel gesetzt werden kann. Für diesen Langzeitbezug von Ertragsdaten wird in Deutschland häufig der Ertragsindex der Betreiber-Datenbasis BDB oder IWET Index (Häuser und Keiler, Betreiber-Datenbasis) angewendet. Neben dem IWET Index verwenden wir den anemos-Index D-5 und den MERRA-Index.

Eine Gewichtung der Ergebnisse der Langzeitberechnung mit beiden Indizes basiert auf Untersuchungen zur räumlichen und zeitlichen Konsistenz, zum Referenzzeitraum und zur Korrelation der Index-Werte mit Produktionsdaten. Soweit möglich, wird eine Wichtung der beiden Indizes standortspezifisch / regionalspezifisch vorgenommen, basierend auf dem Vergleich langjähriger realer Ertragsdaten und den jeweiligen indexkorrigierten Langzeitwerten. Im Einzelfall hängt die Gewichtung von der subjektiven Einschätzung des Gutachters ab.

Der IWET Ertragsindex (IWET Version 2011, veröffentlicht Dezember 2011) beruht auf monatlichen Ertragsdaten einer gebietsweise sehr unterschiedlichen Anzahl von Windenergieanlagen in den 25 Regionen, für die er veröffentlicht wird. Die Anzahl der monatlich für eine jeweilige Region gemeldeten Daten schwankt zum Teil erheblich, die Festlegung der Regionen erfolgte ohne statistische Auswertungen, zudem fließen viele gemeldete Ertragsdaten ohne Berücksichtigung etwaiger Abschaltungen, leistungsreduzierter Modi, Verluste durch Einspeisemanagement, sich verändernde Abschattungsverluste aufgrund von Zubau, etc. in die Berechnung ein, da diese Informationen i.d.R. nicht vorliegen. Insofern kann nur begrenzt von einer räumlichen und zeitlichen Konsistenz ausgegangen werden. Der Referenzzeitraum wird von den Erstellern mit der Periode 1996 – 2009 angegeben, ermittelt auf Basis von 21 Knotenpunkten des World Wind Atlas für 25 IWET-Regionen. Für den Zeitraum Januar 1999 bis Dezember 2010 wird je nach Region ein mittlerer Index zwischen 97.1 % und 100.4 % ausgewiesen.

Der zweite hier verwendete Ertragsindex beruht auf dem anemos Windatlas für Deutschland mit einer räumlichen Auflösung von 5 km und einer zeitlichen Auflösung von 30 Minuten. Die Zeitreihen der Windgeschwindigkeiten wurden für fünf typische WEA mit vier unterschiedlichen Nabenhöhen mithilfe der Leistungskennlinien in Ertragszeitreihen transformiert. Damit stehen Ertragszeitreihen für ganz Deutschland, einschließlich der Nord- und Ostseebereiche, mit eben dieser zeitlichen und räumlichen Auflösung für die Index-Berechnung zur Verfügung. Als Referenzzeitraum (100 % Zeitraum) dieses Ertragsindex wurde die 20-jährige Periode 1992 – 2011 festgesetzt.

Der dritte hier verwendete Ertragsindex (MERRA Index) beruht auf den MERRA Daten - "The Modern Era Retrospective-analysis for Research and Applications" - mit einer räumlichen Auflösung von 1/2 Breitengrad und 2/3 Längengrad (entspricht ca. 55 x 45 km in Deutschland) und einer zeitlichen Auflösung von 1 Stunde. Die Daten liegen für die Höhe 50 m vor. Die Zeitreihen der Windgeschwindigkeiten wurden für vier typische WEA mithilfe der



Leistungskennlinien in Ertragszeitreihen transformiert. Damit stehen Ertragszeitreihen für ganz Europa einschließlich der Nord- und Ostseebereiche mit eben dieser zeitlichen und räumlichen Auflösung für die Index-Berechnung zur Verfügung. Als Referenzzeitraum (100 % Zeitraum) dieses Ertragsindex wurde die 20-jährige Periode 1992 – 2011 festgesetzt.

Alle im Gutachten angegebenen Ertragsergebnisse beziehen sich auf einen 20-jährigen Zeitraum.

Zum Abgleich des berechneten Windpotentials werden die Ertragsdaten der Windenergieanlagen bei **Brackel, Roydorf, Südergellersen, Embsen und Arendorf** verwendet und durch Anwendung der oben genannten Indizes in den Langzeitbezug gesetzt.

Tab. 26: Berechnung des mittleren langjährigen Ertrages der Vergleichs-WEA

Standort / Windpark	Brackel	Roydorf
Kennung	WEA 1 bis WEA 2	E-53834 bis 53836
WEA Typ	E-66/18.70-3	E-53
Nabenhöhe (m)	98	73
Datenzeitraum	05/2003 – 12/2007	01/2010 – 12/2012
Verfügbarkeit	vorhanden	vorhanden
Datenquelle	Betreiber	Betreiber
Realertrag ¹ im angegebenen Zeitraum [MWh/a]	-- **	-- **
Höhe über Normalnull (m)	52	7
Entfernung zum geplanten Standort	Etwa 12 km nordwestlich des Vorranggebietes Nr. 6	Etwa 11 km nordwestlich des Vorranggebietes Nr. 8a
Besonderheiten	Die Erträge können den Einzelanlagen nicht zugeordnet werden	--
IWET Region	12	12
Mittlerer Jahresertrag [MWh/a] IWET Index 2011 / Verhältnis zum Realertrag	∑ 6145 / --**	∑ 4200 / --**
Mittlerer Jahresertrag [MWh/a] Anemos Index (D-5-km) / Verhältnis zum Realertrag	∑ 6211 / --**	∑ 3890 / --**
Mittlerer Jahresertrag [MWh/a] Merra-Index / Verhältnis zum Realertrag	∑ 6372 / --**	∑ 4041 / --**
Langzeitertrag [MWh/a] / Verhältnis zum Realertrag	∑ 6262 / --**	∑ 4012 / --**
berechneter Ertrag [MWh/a]	∑ 5843	∑ 4661
Gütegrad [%]	93.3	116.2

***eine sinnvolle Berechnung und Vergleich des Realertrages mit dem Langzeitertrag ist aufgrund einer zu kurzen Zeitreihe nicht möglich.*

¹ Der Realertrag wird errechnet als Mittelwert aus den verfügbarkeitskorrigierten Monatswerten *12, um den Jahreswert zu erhalten. Monate mit Verfügbarkeiten < 90% werden dabei nicht berücksichtigt; falls diese Fehlwerte gehäuft ausschließlich in den Sommer- bzw. Wintermonaten auftauchen, wird dies gekennzeichnet. Es werden nur ganze Jahre gezählt.

Tab. 27: Berechnung des mittleren langjährigen Ertrages der Vergleichs-WEA

Standort / Windpark	Südergellersen		Embsen
Kennung	WEA 1	WEA 6	WEA 1 bis 4
WEA Typ	NM72c / 1500	NM82 / 1500	E-66/18.70-3
Nabenhöhe (m)	80	93.6	65
Datenzeitraum	01/2006 – 06/2012		06/2004 – 08/2009
Verfügbarkeit	vorhanden		vorhanden
Datenquelle	vertraulich		vertraulich
Realertrag ¹ im angegebenen Zeitraum [MWh/a]	--*	--*	--*
Höhe über Normalnull (m)	55	46	44
Entfernung zum geplanten Standort	Etwa in zentraler Position des betrachteten Gebietes (westlicher Teil des Landkreises Lüneburg)		
Besonderheiten			
IWET Region	12	12	12
Mittlerer Jahresertrag [MWh/a] IWET Index 2011 / Verhältnis zum Realertrag	--* / 101.9 %	--* / 100.0 %	∑ --* / 100.7 %
Mittlerer Jahresertrag [MWh/a] Anemos Index (D-5-km) / Verhältnis zum Realertrag	--* / 99.8 %	--* / 98.5 %	∑ --* / 100.0 %
Mittlerer Jahresertrag [MWh/a] Merra-Index / Verhältnis zum Realertrag	--* / 100.7 %	--* / 99.4 %	∑ --* / 102.6 %
Langzeitertrag [MWh/a] / Verhältnis zum Realertrag	--* / 100.6 %	--* / 99.2 %	∑ --* / 101.2 %
berechneter Ertrag [MWh/a]	--*	--*	--*
Gütegrad [%]	100.9	110.3	115.6

**Da uns die Ertragsdaten vertraulich übermittelt wurden, wird von weiteren Angaben der Ertragsdaten abgesehen.*

Tab. 28: Berechnung des mittleren langjährigen Ertrages der Vergleichs-WEA

Standort / Windpark	Arendorf	
Kennung	WEA 1 bis 11	WEA 12 bis 15
WEA Typ	Enron 1.5sl	Fuhrländer MD77
Nabenhöhe (m)	100	100
Datenzeitraum	05/2003 – 06 /2012***	
Verfügbarkeit	Vorhanden (aus den Ausfallstunden errechnet)	
Datenquelle	BDB	
Realertrag ¹ im angegebenen Zeitraum [MWh/a]	∑ 34066	∑ 11784
Höhe über Normalnull (m)	Ø 85 m	
Entfernung zum geplanten Standort	Etwa 6 km südöstlich des Vorranggebietes Nr. 2	
Besonderheiten	Die Erträge können den Einzelanlagen nicht zugeordnet werden	Die Erträge können den Einzelanlagen nicht zugeordnet werden
IWET Region	12	12
Mittlerer Jahresertrag [MWh/a] IWET Index 2011 / Verhältnis zum Realertrag	∑ 34583 / 101.5 %	∑ 11850 / 100.6 %
Mittlerer Jahresertrag [MWh/a] Anemos Index (D-5-km) / Verhältnis zum Realertrag	∑ 34374 / 100.9 %	∑ 11710 / 99.4 %
Mittlerer Jahresertrag [MWh/a] Merra-Index / Verhältnis zum Realertrag	∑ 35258 / 103.5 %	∑ 12082 / 102.5 %
Langzeitertrag [MWh/a] / Verhältnis zum Realertrag	∑ 34769 / 102.1 %	∑ 11887 / 100.9 %
berechneter Ertrag [MWh/a]	∑ 33560	∑ 11878
Gütegrad [%]	96.5	99.9

***die Ertragsdaten wurden nur bis Juli 2008 verwendet, um eine Parkerweiterung mit 3 V90-Anlagen zu berücksichtigen

Zum Abgleich verwenden wir ein Verhältnis aus den drei Verfahren, das als "Langzeitertrag" bezeichnet wird. In diesem Fall werden die Werte des anemos Index (D-5-km) und die des MERRA-Index mit je 40 % und der IWET V11 mit 20 % gewichtet, da der IWET trotz der neuen Version die alten Schwächen aufweist, wie bereits detailliert auf S. 21 aufgeführt wurde. Zudem bezieht sich der IWET V11 auf einen Referenzzeitraum von nur 14 Jahren, der anemos Index und der MERRA-Index auf 20 Jahre. Da letzteres als ein üblicher zukünftiger Zeitraum für die Finanzierung und Betriebsdauer angesehen wird, halten wir einen längeren Referenzzeitraum für besser geeignet. Die Aussage der Herausgeber des IWET-Index, die frühen Neunziger seien aufgrund der extrem überdurchschnittlichen Winde nicht als Referenzzeitraum geeignet, teilen wir nicht.

Dieser "Langzeitertrag" wird mit dem auf Basis des berechneten Windpotentials abgeleiteten "berechneten Ertrages" verglichen. Die Güte der Übereinstimmung (Quotient zwischen errechnetem Ertrag und Langzeitertrag) wird als Gütegrad in Prozent angegeben. Ein Gütegrad



über 100 % bedeutet also, dass die Anlagen mit ihrem langjährigen mittleren Windpotential überschätzt werden.

Die Beurteilung des Gütegrades bei den Vergleichs-WEA richtet sich nach der Entfernung zum zu beurteilenden Standort, der Anlagentechnik, der Nabenhöhe, der Vergleichbarkeit der orographischen Verhältnisse und Qualität der Daten der Vergleichsanlagen (Länge der Ertragszeitreihe, zeitliche Auflösung, Verfügbarkeitsangaben, Ausfallzeiten etc.) sowie nach nicht-quantifizierbaren Erfahrungen des Gutachters.

Im vorliegenden Fall wurden die Langzeiterträge der Vergleichs-WEA so gewichtet, um den mittleren jährlichen Gesamtenergieertrag aller betrachteten Vorranggebiete (1 bis 8b, S.7) zu berechnen.

Innerhalb des betrachteten Gebiets wurden die Vergleichs-WEA bei Südergellersen und Embsen für den Abgleich des Strömungsmodells herangezogen. Die Anlage 1 (NM72/1500, NH: 80 m) des Standortes Südergellersen wurde mit 100.9 % nachvollzogen und ist insofern plausibel, da diese Anlage auf einer Höhe ü. NN von 55 m dem Mittel der hier betrachteten geplanten Standorte entspricht. Die Anlage 6 (NM82/1500, NH: 93.6 m) des Windparks Südergellersen wurde hingegen mit 110.3 % deutlich überschätzt. Diese Überschätzung wird in Kauf genommen, da die Anlage innerhalb des Parks mit 46 m ü. NN deutlich tiefer gelegen ist und zudem stärker durch die Ausläufer zweier Waldgebiete beeinflusst wird, welche in der Hauptwindrichtung dem Windpark vorgelagert sind. Beide Umstände werden durch das Strömungsmodell WAsP erfahrungsgemäß nicht ausreichend berücksichtigt, weshalb diese manuelle Überschätzung vorgenommen wurde. So werden in Bezug auf die Höhen ü. NN die Windverhältnisse von WAsP bei tiefer gelegenen Standorten tendenziell überschätzt und von höher gelegenen Standorten unterschätzt.

Ca. 4 km südwestlich des Vergleichsparks Südergellersen befinden sich vier WEA vom Typ E-66/18.70-3 mit einer Nabenhöhe von 65 m, welche für den Abgleich herangezogen wurden. Im Abgleich wurden diese Anlagen mit 115.6 % ebenfalls deutlich überschätzt. Zum einen ist die Höhe ü. NN. mit 44 m ebenfalls etwas niedriger als das Mittel der geplanten Anlagen, was zum einen zu einer manuellen Überschätzung dieser Anlagen führt. Zum anderen kommt diesen Vergleichsanlagen eine geringere Gewichtung im Abgleich zu, da diese mit 65 m Nabenhöhe nur als eingeschränkt repräsentativ in Bezug auf die geplanten Anlagen mit Nabenhöhen von bis zu 149 m zu beurteilen sind. Des Weiteren deuten die Auswertungen des Langzeitbezugs darauf hin, dass mindestens eine Anlage des Windparks Embsen unter einer Betriebsmodifikation läuft. Weitere Informationen dazu liegen jedoch nicht vor. Zwar weisen die Anlagen im Windpark Südergellersen höhere Naben von 80 m und 93.6 auf, können wegen geplanter Nabenhöhen von bis zu 149 m aber ebenfalls nur als eingeschränkt repräsentativ beurteilt werden und sind zusammen mit der Referenz Embsen für eine großflächige Berechnung wie im vorliegenden Fall nicht ausreichend. Da im betrachteten Gebiet des Landkreises keine weiteren geeigneten Vergleichs-WEA mit Ertragsdaten vorliegen, wurden weitere WEA außerhalb des Landkreises herangezogen.



So wurden nordwestlich der Landkreisgrenze die Vergleichsanlagen bei Roydorf (3x E-53, NH: 73 m), welche etwa 11 km nordwestlich des Vorranggebiets 8a gelegen sind, für den Abgleich herangezogen, sowie zwei Anlagen vom Typ E-66/18.70 mit einer Nabenhöhe von 98 m, welche etwa 12 km nordwestlich des Vorranggebietes Nr. 6 gelegen sind. Die Anlagen bei Brackel entsprechen mit einer Höhe ü. NN von 52 m ungefähr dem Mittel der geplanten Anlagen, werden aber mit 93.3 % dennoch unterschätzt, stehen so jedoch in einem plausiblen Verhältnis mit den Gütegraden der Anlagen bei Roydorf mit 116.2 % (7 m ü. NN). Den Anlagen bei Brackel kommt so dennoch eine etwas höhere Gewichtung zu, da diese in der Höhe ü. NN. dem Mittel der geplanten Anlagen entsprechen.

Südöstlich der Landkreisgrenze wurden insgesamt 15 weitere Vergleichsanlagen verwendet (11x Enron 1.5sl, NH: 100 m und 4x FL MD77, NH: 100 m). Diese befinden sich im Windpark Arendorf im Landkreis Uelzen, etwa 6 km südöstlich des Vorranggebiets Nr. 2. Alle 15 Anlagen werden im Mittel mit einem Gütegrad von 97.4% nachvollzogen und somit leicht unterschätzt, da die Vergleichsanlagen mit 85 m ü. NN höher gelegen sind, als die mittlere Höhe der geplanten Anlagen.

Somit ergibt sich aus dem Verhältnis der Gütegrade aller Vergleichswindparks ein plausibles Gesamtbild. Da jedoch, wie bereits erwähnt, kaum geeignete Vergleichsanlagen innerhalb des betrachteten Gebiets vorhanden sind, mussten zusätzliche Vergleichsanlagen mit einer deutlich höheren Entfernung zu den geplanten Anlagen herangezogen werden. Dies hat zur Folge, dass eine relativ große horizontale Extrapolation der Windverhältnisse auf die geplanten Standorte vorgenommen werden muss. Die vertikale Extrapolation ist aufgrund der niedrigen Nabenhöhen der Vergleichs-WEA ebenfalls hoch. Aus diesen Gründen wird für das Gesamtergebnis der hier betrachteten Vorranggebiete eine pauschale Unsicherheit von 20 % empfohlen.

Zu beachten ist jedoch, dass das Strömungsmodell für die mittlere Höhe ü. NN. der geplanten Standorte abgeglichen wurde. Für den Vergleich der berechneten Ergebnisse der unterschiedlichen Naben- bzw. Gesamthöhen eignet sich daher das Gesamtergebnis aller betrachteten Vorranggebiete. Denn wie bereits beschrieben wurde, wird durch WAsP bekanntermaßen eine Über- bzw. Unterschätzung der Windverhältnisse in Bezug auf die Höhen ü. NN verursacht. Sofern also die Ergebnisse der verschiedenen Nabenhöhen eines einzelnen Vorranggebietes betrachtet werden sollen, müsste eine erneute Auswahl von geeigneten Vergleichsanlagen und der Gewichtung der Gütegrade für den Abgleich erfolgen.

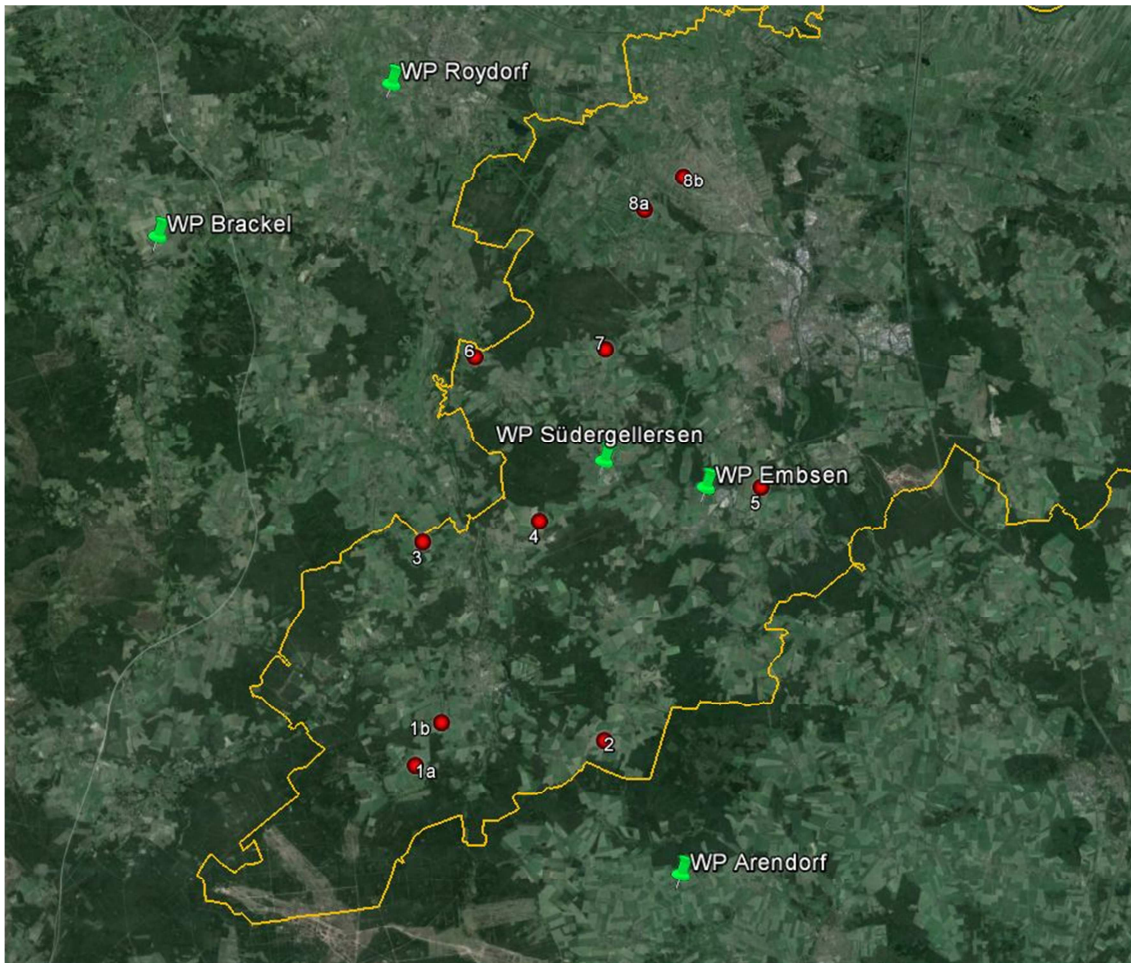


Abb. 7: Lageplan der Vergleichsstandorte (grün) und der geplanten Standorte (rot) sowie Landkreisgrenze (gelb), Quelle: Google Earth Pro



5 TEIL II – Region Ost

5.1 Die Windverhältnisse

Als Basis für die hier zu begutachtenden Standorte wird wie in Teil I die Station Fassberg für die Berechnungen herangezogen. In der östlichen Region des Landkreises wird aufgrund des Abgleichs mit den Vergleichsanlagen und Gewichtung der Gütegrade ebenfalls eine Skalierung der Windstatistik mit dem Faktor 1.03 vorgenommen. Wie in Teil I wurden die Wetterstationen Seehausen, Soltau, Lüchow und Boitzenburg überprüft. Hierbei wurden ebenfalls plausible Gütegrade mit der Station Seehausen errechnet. Für eine weitere Einzelbetrachtung bestimmter Standorte kann es daher durchaus sinnvoll sein, die Wetterstation Seehausen für die Berechnungen heranzuziehen. Dies hängt jedoch von den für den geplanten Standort verwendeten Vergleichsanlagen und im Abgleich erzielten Gütegraden ab. Für die hier vorgenommene Berechnung des östlichen Bereichs des Landkreises wird die Station Faßberg als repräsentativ beurteilt. Die detaillierten Informationen über die Vergleichsanlagen sind in Kapitel 5.3 erläutert

In den folgenden Tabellen werden die Windverhältnisse exemplarisch für die Standorte mit der Nummer 10b (Süttorf/Thomasburg) und 11 (Köstorf) dargestellt.

Tab. 29: Windgeschwindigkeit und Energieflussdichte
(Standort Nr. 10b, Süttoorf/Thomasburg)

Höhe (m)	Windgeschwindigkeit (m/s)	Energieflussdichte (W / (m*m))
80	5.61	192
90	5.78	206
100	5.93	221
110	6.13	244
120	6.31	266
130	6.47	288
140	6.63	310
150	6.77	331
160	6.90	351

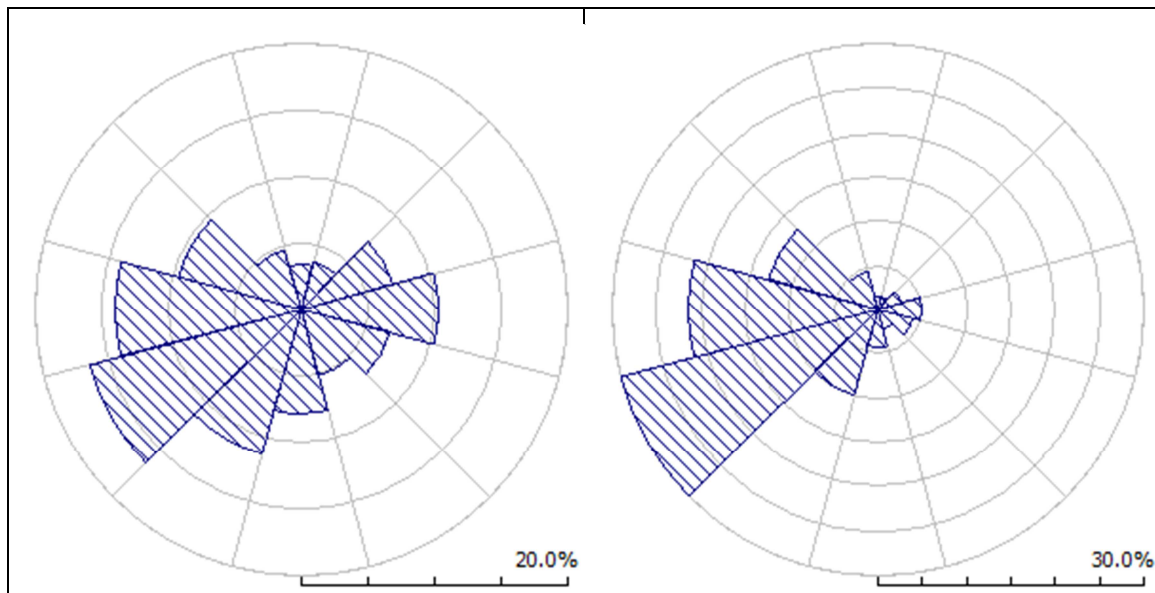


Abb. 8: Richtungsverteilung für Wind (links) und Energie (rechts), exemplarisch für 128 m Höhe
(Standort Nr. 10b, Süttoorf/Thomasburg)

Aus dieser Abbildung geht hervor, dass für die Windgeschwindigkeit und die Windenergie die südwestlichen bis westlichen Richtungen dominieren. Der höhere Anteil für die Windenergie aus einem bestimmten Sektor besagt, dass aus dieser Richtung die Windgeschwindigkeiten höher als im Mittel zu erwarten sind (Im meteorologischen Sinn ist die Windrichtung die Richtung, aus der der Wind weht).

Tab. 30: Windgeschwindigkeit und Energieflussdichte
(Standort Nr. 11, Köstorf)

Höhe (m)	Windgeschwindigkeit (m/s)	Energieflussdichte (W / (m*m))
80	5.71	198
90	5.88	213
100	6.03	227
110	6.22	250
120	6.40	274
130	6.56	296
140	6.71	318
150	6.85	340
160	6.98	361

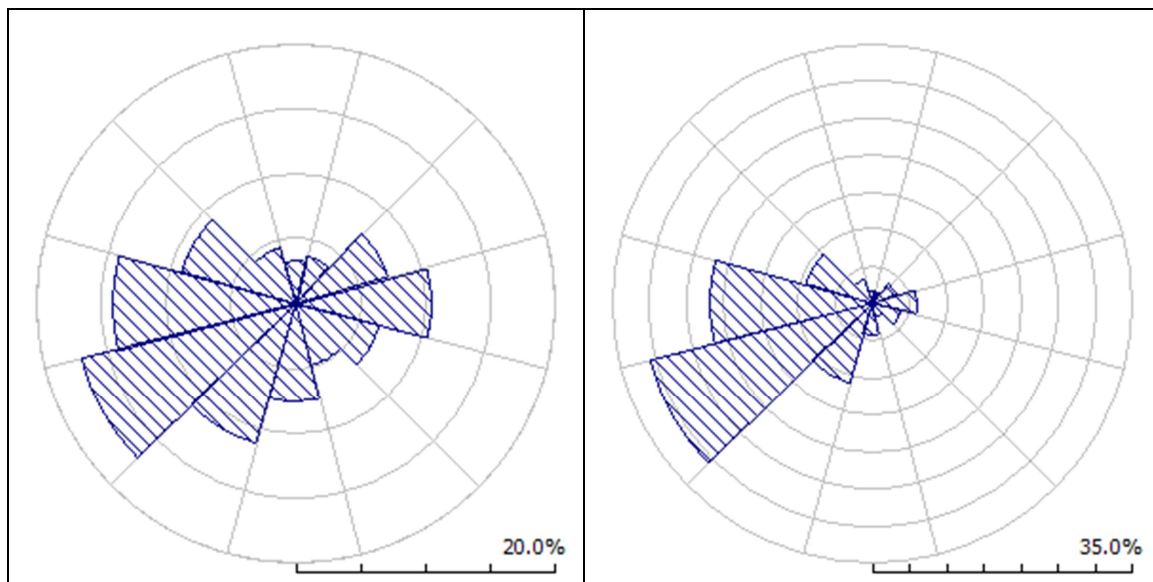


Abb. 9: Richtungsverteilung für Wind (links) und Energie (rechts), exemplarisch für 128 m Höhe
(Standort Nr. 11, Köstorf)



5.2 Energieertrag verschiedener Windenergieanlagen

Die Rechnungen werden für WEA mit den folgenden Leistungskennlinien durchgeführt:

Tab. 31: Leistungskennlinien der verwendeten Anlagentypen

WEA Typ	Quelle, Prüfberichtsnummer	vermessen berechnet garantiert	Betriebsmodus
REpower 3.2M114	WICO, 203LK911/04, vom 28.01.2013	vermessen	Normalmodus
Vestas V117-3.3 MW	Hersteller, 0035-1209 V02, vom 05.04.2013	berechnet	Normalmodus
Enercon E-115 3.0 MW	Hersteller, D0266588-0 Vers. 1.0, vom 21.06.2013	berechnet	Normalmodus

Es wird wie in Kapitel 4.3 mit der Standardluftdichte von 1.225 kg/m³ entsprechend 189 m Höhe über NN gerechnet. Dieses entspricht der durchschnittlichen Höhe der Standorte, welche in der östlichen Region des Landkreises gelegen sind (durchschnittliche Höhe über NN plus der durchschnittlichen Nabenhöhe der geplanten WEA. Als Basis wurde die Station Soltau mit einer mittleren Jahrestemperatur von 8.7 °C auf 77 m über NN verwendet.

5 x Repower 3.2M114, NH: 128 m (Variante 1)

Tab. 32: Summary results

Parameter	Total
Gross AEP [GWh]	44.861

Tab. 33: Site wind climates

Site	Location [m]	H [m]	A [m/s]	k	U [m/s]	E [W/m ²]
9	(605704, 5902053)	128	7.3	2.30	6.46	278
10a	(610471, 5901300)	128	7.3	2.21	6.46	288
10b	(611296, 5900379)	128	7.3	2.22	6.44	284
11	(618337, 5898787)	128	7.4	2.26	6.53	292
12	(616265, 5888958)	128	7.1	2.18	6.26	265

Tab. 34: All Sectors

Turbine	Location [m]	MWh (free)
9	(605704, 5902053)	9068.932
10a	(610471, 5901300)	9061.825
10b	(611296, 5900379)	8994.284
11	(618337, 5898787)	9266.162
12	(616265, 5888958)	8469.591
Wind farm	-	44860.789

5 x Repower 3.2M114, NH: 143 m (Variante 2)

Tab. 35: Summary results

Parameter	Total
Gross AEP [GWh]	48.163

Tab. 36: Site wind climates

Site	Location [m]	H [m]	A [m/s]	k	U [m/s]	E [W/m ²]
9	(605704, 5902053)	143	7.5	2.28	6.69	310
10a	(610471, 5901300)	143	7.6	2.21	6.69	319
10b	(611296, 5900379)	143	7.5	2.21	6.67	316
11	(618337, 5898787)	143	7.6	2.24	6.76	325
12	(616265, 5888958)	143	7.3	2.17	6.49	296

Tab. 37: All Sectors

Turbine	Location [m]	MWh (free)
9	(605704, 5902053)	9733.070
10a	(610471, 5901300)	9710.545
10b	(611296, 5900379)	9661.178
11	(618337, 5898787)	9924.799
12	(616265, 5888958)	9132.929
Wind farm	-	48162.521

5 x Vestas V117 3.3 MW, NH: 116.5 m (Variante 3)

Tab. 38: Summary results

Parameter	Total
Gross AEP [GWh]	42.927

Tab. 39: Site wind climates

Site	Location [m]	H [m]	A [m/s]	k	U [m/s]	E [W/m ²]
9	(605704, 5902053)	116.5	7.1	2.31	6.28	255
10a	(610471, 5901300)	116.5	7.1	2.22	6.27	262
10b	(611296, 5900379)	116.5	7.1	2.22	6.25	259
11	(618337, 5898787)	116.5	7.2	2.27	6.34	265
12	(616265, 5888958)	116.5	6.9	2.18	6.07	241

Tab. 40: All Sectors

Turbine	Location [m]	MWh (free)
9	(605704, 5902053)	8686.468
10a	(610471, 5901300)	8680.176
10b	(611296, 5900379)	8604.844
11	(618337, 5898787)	8874.480
12	(616265, 5888958)	8080.857
Wind farm	-	42926.821

5 x Vestas V117 3.3 MW, NH: 140 m (Variante 4)

Tab. 41: Summary results

Parameter	Total
Gross AEP [GWh]	48.537

Tab. 42: Site wind climates

Site	Location [m]	H [m]	A [m/s]	k	U [m/s]	E [W/m ²]
9	(605704, 5902053)	140	7.5	2.29	6.64	303
10a	(610471, 5901300)	140	7.5	2.21	6.64	313
10b	(611296, 5900379)	140	7.5	2.21	6.63	310
11	(618337, 5898787)	140	7.6	2.24	6.71	318
12	(616265, 5888958)	140	7.3	2.17	6.45	290

Tab. 43: All Sectors

Turbine	Location [m]	MWh (free)
9	(605704, 5902053)	9805.718
10a	(610471, 5901300)	9789.998
10b	(611296, 5900379)	9738.035
11	(618337, 5898787)	10005.713
12	(616265, 5888958)	9197.431
Wind farm	-	48536.895

5 x Enercon E-115 3.0 MW, NH: 135 m (Variante 5)

Tab. 44: Summary results

Parameter	Total
Gross AEP [GWh]	46.644

Tab. 45: Site wind climates

Site	Location [m]	H [m]	A [m/s]	k	U [m/s]	E [W/m ²]
9	(605704, 5902053)	135	7.4	2.29	6.57	293
10a	(610471, 5901300)	135	7.4	2.21	6.57	303
10b	(611296, 5900379)	135	7.4	2.21	6.55	299
11	(618337, 5898787)	135	7.5	2.25	6.64	307
12	(616265, 5888958)	135	7.2	2.17	6.37	280

Tab. 46: All Sectors

Turbine	Location [m]	MWh (free)
9	(605704, 5902053)	9432.180
10a	(610471, 5901300)	9405.007
10b	(611296, 5900379)	9352.411
11	(618337, 5898787)	9608.523
12	(616265, 5888958)	8846.367
Wind farm	-	46644.486

5 x Enercon E-115 3.0 MW, NH: 149 m (Variante 6)

Tab. 47: Summary results

Parameter	Total
Gross AEP [GWh]	49.376

Tab. 48: Site wind climates

Site	Location [m]	H [m]	A [m/s]	k	U [m/s]	E [W/m ²]
9	(605704, 5902053)	149	7.6	2.28	6.77	322
10a	(610471, 5901300)	149	7.6	2.21	6.77	332
10b	(611296, 5900379)	149	7.6	2.21	6.75	329
11	(618337, 5898787)	149	7.7	2.24	6.84	338
12	(616265, 5888958)	149	7.4	2.17	6.58	309

Tab. 49: All Sectors

Turbine	Location [m]	MWh (free)
9	(605704, 5902053)	9981.024
10a	(610471, 5901300)	9945.032
10b	(611296, 5900379)	9898.047
11	(618337, 5898787)	10148.045
12	(616265, 5888958)	9403.693
Wind farm	-	49375.846

5.3 Vergleichsstandorte und Bewertung

Es wurden die gleichen Langzeitdatensätze wie in Teil I verwendet. Die Gewichtung erfolgte ebenfalls mit je 40 % für den anemos Index D-5 km und den MERRA Index. Der IWET-Index wurde mit 20 % gewichtet. Detaillierte Informationen über die Indizes finden sich im Kapitel 4.3.

Zum Abgleich des berechneten Windpotentials werden die Ertragsdaten der Windenergieanlagen bei **Neetze**, **Dahlenburg** und **Boitze** verwendet und durch Anwendung der oben genannten Indizes in den Langzeitbezug gesetzt.

Tab. 50: Berechnung des mittleren langjährigen Ertrages der Vergleichs-WEA

Standort / Windpark	Neetze	Boitze
Kennung	WEA 1 bis WEA 3	WEA 1 bis WEA 3
WEA Typ	V80-2.0	V80-2.0
Nabenhöhe (m)	100	100
Datenzeitraum	12/2007 – 06/2013	02/2006 – 12/2012
Verfügbarkeit	Vorhanden (aus den Ausfallstunden errechnet)	vorhanden
Datenquelle	BDB	vertraulich
Realertrag ² im angegebenen Zeitraum [MWh/a]	∑ 10318	--*
Höhe über Normalnull (m)	47	59
Entfernung zum geplanten Standort	Die Anlagen befinden sich in unmittelbarer Nähe zu dem Vorranggebiet Nr. 10a (Süttorf)	Die Anlagen befinden sich in unmittelbarer Nähe zu dem Vorranggebiet Nr. 12 (Boitze)
Besonderheiten	Die Ertragsdaten können den Einzelanlagen nicht zugeordnet werden	--
IWET Region	12	12
Mittlerer Jahresertrag [MWh/a] IWET Index 2011 / Verhältnis zum Realertrag	∑ 10726 / 103.9 %	--* / 102.1 %
Mittlerer Jahresertrag [MWh/a] Anemos Index (D-5-km) / Verhältnis zum Realertrag	∑ 10245 / 99.3 %	--* / 97.7 %
Mittlerer Jahresertrag [MWh/a] Merra-Index / Verhältnis zum Realertrag	∑ 10645 / 103.2 %	--* / 101.5 %
Langzeitertrag [MWh/a] / Verhältnis zum Realertrag	∑ 10501 / 101.8 %	--* / 100.1 %
berechneter Ertrag [MWh/a]	∑ 11049	--*
Gütegrad [%]	105.2 %	96.2 %

**da uns die Ertragsdaten vertraulich übermittelt wurden, wird von weiteren Angaben der Ertragsdaten abgesehen.*

² Der Realertrag wird errechnet als Mittelwert aus den verfügbarkeitskorrigierten Monatswerten *12, um den Jahreswert zu erhalten. Monate mit Verfügbarkeiten < 90% werden dabei nicht berücksichtigt; falls diese Fehlwerte gehäuft ausschließlich in den Sommer- bzw. Wintermonaten auftauchen, wird dies gekennzeichnet. Es werden nur ganze Jahre gezählt.

Tab. 51: Berechnung des mittleren langjährigen Ertrages der Vergleichs-WEA

Standort / Windpark	Dahlenburg (D1-D2)	Dahlenburg (M1-M4)
Kennung	D1, D2	M1 bis M4
WEA Typ	V80-2.0	
Nabenhöhe (m)	100	
Datenzeitraum	01/2003 – 04/2005	
Verfügbarkeit	Nicht vorhanden – mit 98 % angenommen	
Datenquelle	vertraulich	
Realertrag ³ im angegebenen Zeitraum [MWh/a]	--*	
Höhe über Normalnull (m)	58	67
Entfernung zum geplanten Standort	Die Anlagen sind etwa 2 km nordöstlich von Dahlenburg gelegen	Die Anlagen sind etwa 3 km östlich von Dahlenburg gelegen
Besonderheiten	--	--
IWET Region	12	12
Mittlerer Jahresertrag [MWh/a] IWET Index 2011 / Verhältnis zum Realertrag	--* / --**	--* / --**
Mittlerer Jahresertrag [MWh/a] Anemos Index (D-5-km) / Verhältnis zum Realertrag	--* / --**	--* / --**
Mittlerer Jahresertrag [MWh/a] Merra-Index / Verhältnis zum Realertrag	--* / --**	--* / --**
Langzeitertrag [MWh/a] / Verhältnis zum Realertrag	--* / --**	--* / --**
berechneter Ertrag [MWh/a]	--*	--*
Gütegrad [%]	101.9	101.1

*Da uns die Ertragsdaten vertraulich übermittelt wurden, wird von weiteren Angaben der Ertragsdaten abgesehen.

**Aufgrund des kurzen Datenzeitraumes der Ertragsdaten ist ein sinnvoller Vergleich mit den Langzeiterträgen nicht möglich.

³ Der Realertrag wird errechnet als Mittelwert aus den verfügbarkeitskorrigierten Monatswerten *12, um den Jahreswert zu erhalten. Monate mit Verfügbarkeiten < 90% werden dabei nicht berücksichtigt; falls diese Fehlwerte gehäuft ausschließlich in den Sommer- bzw. Wintermonaten auftauchen, wird dies gekennzeichnet. Es werden nur ganze Jahre gezählt.



Im vorliegenden Fall kann die Datengrundlage insgesamt als gut beurteilt werden. Zudem konnten als Referenz-WEA Anlagen vom Typ V80 mit 100 m Nabenhöhe und 2 MW Nennleistung herangezogen werden, welche im Vergleich zu den Referenz-WEA in Teil I als repräsentativer beurteilt werden können. Des Weiteren liegen alle verwendeten Anlagen innerhalb des betrachteten Gebietes. Auch in Bezug zu den geplanten WEA können diese als repräsentativ beurteilt werden, wobei zu beachten ist, dass bei der höchsten geplanten Nabenhöhe von 149 m eine vergleichsweise hohe vertikale Extrapolation von 49 m vorgenommen werden muss.

Wie in Teil I wurden die Gütegrade der Vergleichs-WEA so angepasst, um den mittleren jährlichen Gesamtenergieertrag aller hier betrachteten Vorranggebiete zu berechnen (9 bis 12).

In unmittelbarer Nähe des Vorranggebietes bei Süttoorf (10a) befinden sich die Vergleichsanlagen unter der Kennung Neetze. Für diese liegen insgesamt Ertragsdaten für über 5 Jahre vor und somit eine gute Datenbasis. Die Ertragsdaten können den Koordinaten jedoch nicht zugeordnet werden, wodurch keine genaueren Rückschlüsse auf die Windrichtungsverteilung gezogen werden können. Für den Abgleich wurde somit der Parkertrag verwendet. Da die Anlagen mit 47 m ü. NN etwas tiefer als das Mittel der geplanten Anlagen mit 54 m ü. NN gelegen sind, werden diese mit einem Gütegrad von 105.2 % nachvollzogen und somit etwas überschätzt.

Die Vergleichsanlagen bei Boitze wurden hingegen mit einem Gütegrad von 96.2 % unterschätzt, da diese Anlagen im Vergleich zur mittleren Höhe der geplanten Anlagen mit etwa 59 m ü. NN. etwas höher gelegen sind. Da wie in Kapitel 4.4 bereits beschrieben, das Strömungsmodell WASP die Windverhältnisse höher gelegener Standorte eher unterschätzt und tiefer gelegener Standorte eher überschätzt, ergibt sich ein plausibler Abgleich dieser Referenzen. Insgesamt sind Ertragsdaten inklusive Verfügbarkeiten für die Anlagen bei Boitze ab Januar 2003 bis Dezember 2012 vorhanden, welche zudem den Einzelanlagen zugeordnet werden können. Um den Zubau einer weiteren Anlage vom Typ FL MD77 zu berücksichtigen, wurden die Daten erst ab Februar 2006 ausgewertet. Somit liegt mit über 6 Jahren Ertragsdaten eine gute Datengrundlage vor.

Des Weiteren wurden 6 Vergleichsanlagen des Windparks Dahlenburg für den Abgleich herangezogen. Die Anlagen D1 und D2 befinden sich etwa 2 km nordöstlich von Dahlenburg auf einer mittleren Höhe ü. NN. von 58 m. Die Anlagen M1 bis M4 befinden sich etwa 3 km östlich von Dahlenburg auf einer mittleren Höhe ü. NN. von 67 m. Die Anlagen D1 und 2 wurden mit einem mittleren Gütegrad von 101.9 % nachvollzogen, die Anlagen M1 – 4 mit 101.1 %. Nach den zuvor beschriebenen Eigenschaften von WASP müssten diese Anlagen zwar unterschätzt werden, jedoch unterliegt bereits der Datenbasis ein erhöhter Unsicherheitsfaktor, da die Ertragsdaten lediglich für etwa 2.5 Jahre vorliegen. Des Weiteren sind keine Verfügbarkeiten für diese vorhanden. Aufgrund dieser Unsicherheiten kommt den Vergleichsanlagen bei Dahlenburg nur eine geringe Gewichtung im Abgleich zu. Die Vergleichsanlagen bei Neetze und Boitze werden daher stärker Gewichtet.

Es ergibt sich somit insgesamt ein plausibles Gesamtergebnis der Gütegrade. Zwar sind die Differenzen der Höhenunterschiede der geplanten Standorte nicht so groß wie im westlichen

Bereich des Landkreises, dennoch wird an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass der Abgleich für den Zweck erfolgte, den mittleren Gesamtenergieertrag der betrachteten Vorranggebiete zu berechnen. Für eine Betrachtung der Ergebnisse einzelner Vorranggebiete ist daher eventuell eine erneute Gewichtung der Gütegrade notwendig.

Da wie bereits beschrieben, eine bessere Datengrundlage sowie repräsentativere Vergleichs-WEA als im westlichen Teil des Landkreises vorhanden sind, kann von einer geringeren Unsicherheit der Ergebnisse ausgegangen werden. Dennoch muss beachtet werden, dass durch die Differenz der Nabenhöhen zwischen den Vergleichs-WEA und geplanten WEA eine vertikale Extrapolation von bis zu 49 m vorgenommen werden muss. Für das Gesamtergebnis der in diesem Teil berechneten Vorranggebiete wird daher eine pauschale Unsicherheit von 15 % empfohlen.

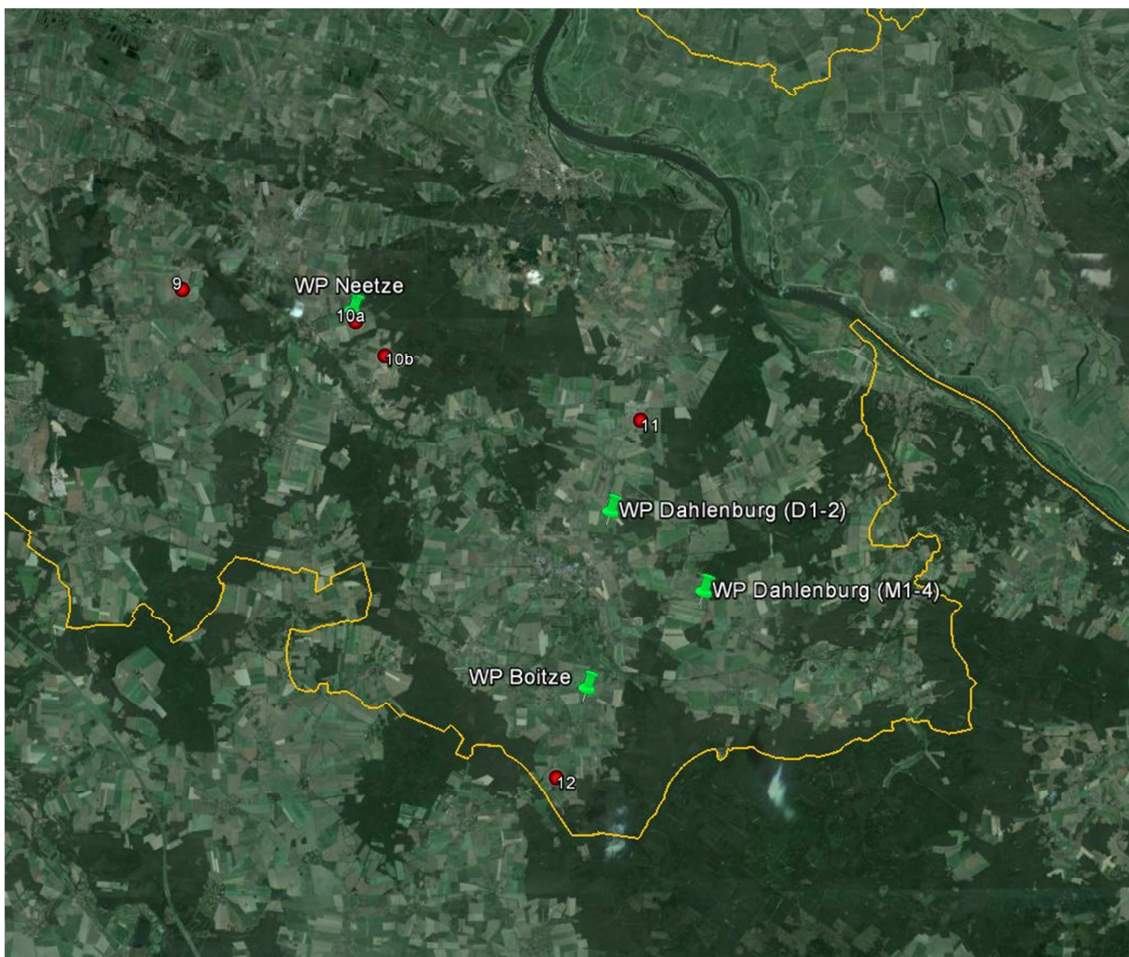


Abb. 10: Lageplan der Vergleichsstandorte (grün) und der geplanten Standorte (rot) sowie Landkreisgrenze (gelb), Quelle: Google Earth Pro



6 Schlussbemerkung

Diese Abschätzung der Windverhältnisse und der zu erwartenden Jahresenergieerträge verschiedener Windenergieanlagen dient der unverbindlichen Information und kann nicht Grundlage einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sein. Alle in dieser Vorabschätzung gemachten Angaben sind nicht belastbar.

Von der Natur der Sache her sind die langjährigen mittleren Windverhältnisse nicht vorhersagbaren klimatologischen Einflüssen unterworfen. Insofern kann anemos für zukünftige, von den Ergebnissen dieses Gutachtens abweichende klimatologische Entwicklungen nicht in Haftung genommen werden.

Diese Stellungnahme bleibt bis zur Abnahme und Bezahlung unter Ausschluss jeglicher Nutzung alleiniges Eigentum der anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH. Die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH verfügt über eine Berufshaftpflichtversicherung, die auf Verlangen nachgewiesen werden kann. Eine Haftung wird nur im Rahmen des Deckungsschutzes dieser Versicherung übernommen. Eine weitergehende Haftung insbesondere für die ermittelten Windverhältnisse sowie Ertragsprognosen wird ausdrücklich ausgeschlossen. Lasten zum Ausgleich bei Mindererträgen können nicht eingefordert werden. Ein Gewährleistungsanspruch von Seiten Dritter entfällt.

Die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH ist neutral und unabhängig. Verflechtungen geschäftlicher oder privater Art mit dem Auftraggeber oder anderen Firmen bestehen nicht.

Die Weitergabe, Veröffentlichung und Vervielfältigung des vorliegenden Berichtes an Dritte, mit Ausnahme zum Zwecke der Prospektierung, der Einholung erforderlicher Genehmigungen und der Finanzierungsprüfung, ist unter Angabe des Zweckes nur mit schriftlichem Einverständnis der anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH gestattet.

Die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH ist nach DIN EN ISO/IEC 17025:2005 für die Bereiche "Ermittlung des Windpotenzials für WEA-Standorte, Berechnung des zu erwartenden mittleren Jahresenergieertrages, Durchführung, Auswertung und Analyse von Windmessungen, Durchführung des 60%-Referenzertrag-Nachweises nach dem EEG, Berechnung der Turbulenzintensität, Schattenwurfberechnungen von Windenergieanlagen, Schallimmissionsprognosen von Windenergieanlagen, Bestimmung des Wind- und Ertragsindex" akkreditiert.

Reppenstedt, den 30. August 2013

anemos

Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH

erstellt (J. Wischnewski B.Sc. Umweltwiss. / M. Kolbe, Dipl.-Geograph)



7 Literatur

- Albers, A., Klug, H., Westermann, D., 2000: Outdoor Comparison of Cup Anemometers, DEWI Magazin Nr. 17, 5-15
- Christoffer, J. und M. Ulbricht-Eissing, 1989: Die bodennahen Windverhältnisse in der Bundesrepublik Deutschland, Bericht des DWD, Nr. 147
- Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien e.V. (FGW): Technische Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 6: 60 % - Referenzertrags-Nachweis auf Grundlage der Bestimmung von Windpotential und Energieerträgen, Revision 8, 19. Mai 2011
- Justus, C.G., Hargraves, W.R., Mikhail, A. und D. Graber, 1978: Methods for estimating wind speed frequency distributions, *Journal of Applied Meteorology*, 17, 350-353
- Geyer, J., H.-T. Mengelkamp, 2011: Fehlendes Windzehntel, *Erneuerbare Energien*, 3, März 2011, 66-67
- Geyer, J., S. Huneke, H.-T. Mengelkamp, 2010: Wind ist schwer zu fassen, *Erneuerbare Energien*, 3, März 2010, 46-47
- Häuser, H. und J. Keiler, Betreiber-Datenbasis, <http://www.btrdb.de/sto.html>
- Kalnay E, Kanamitsu M, Kistler R, Collins W, Deaven D, Gandin L, Iredell M, Saha S, White G, Woollen J, Zhu Y, Chelliah MW, Ebisuzaki W, Higgins J, Janowiak KC, Mo C, Ropelewski A, Leetmaa R, Reynolds, Jenne R (1996) The NCEP/NCAR reanalysis project. *Bull. Am. Meteorol. Soc.*, 77:437–471
- Keiler, J., 2004: Schon wieder kein Normaljahr, Marktübersicht 2004 BWE
- MEASNET, 2009: Evaluation of site-specific wind conditions, Version 1, November 2009
- Mengelkamp, H.-T., T. Sperling, 2005: Windindizes werden von Produktionsdaten unabhängig, *Erneuerbare Energien*, 2, 25-27
- Mengelkamp, H.-T., 1988: On the energy output estimation of wind turbines, *Int. Journal of Energy Research*, 12, 113-123
- Mengelkamp, H.-T., 1989: Bestimmung der Weibull-Verteilung für die Windgeschwindigkeit, *Sonnenenergie und Wärmepumpe*, 6, 11-12
- Mengelkamp, H.-T., 1999: Wind Climate Simulation over Complex Terrain and Wind Turbine Energy Output Estimation, *Theor. Appl. Climatol*, 63, 129-139
- Mengelkamp, H.-T., H. Kapitza und U. Pflüger, 1997: Statistical-dynamical downscaling of wind climatologies, *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 67&68, 449-457
- Mengelkamp, H.-T., H. Kapitza, U. Pflüger, 1996: Regional and local wind climatologies over heterogeneous terrain, European Union Wind Energy Conference, Göteborg, 20.-24. Mai
- Traup, S. und B. Kruse, 1996: Winddaten für Windenergienutzer, Selbstverlag des Deutschen Wetterdienstes
- Troen, I. und E.L. Petersen, 1990: Europäischer Windatlas, RISØ National Laboratory, Dänemark



Anhang A Leistungskennlinie

REpower 3.2M114 , vermessen			
Berichts-Nr.: WICO 203LK911/04			
28.01.2013			
Leistungskennlinie	LD = 1.225 kg/m ³	ct-Kennlinie	LD = 1.225 kg/m ³
m/s	kW	m/s	
3.00	0.00	3.00	1.050
3.03	3.99	4.00	0.850
3.47	48.85	5.00	0.800
3.99	124.68	6.00	0.800
4.54	221.45	7.00	0.800
5.01	327.38	8.00	0.800
5.49	421.75	9.00	0.720
6.02	592.69	10.00	0.640
6.49	758.48	11.00	0.570
6.99	980.48	12.00	0.400
7.47	1216.99	13.00	0.300
8.02	1508.28	14.00	0.240
8.49	1760.72	15.00	0.190
9.01	2082.56	16.00	0.160
9.50	2360.86	17.00	0.130
10.01	2660.24	18.00	0.110
10.47	2920.31	19.00	0.100
11.02	3088.24	20.00	0.080
11.49	3168.14	21.00	0.070
12.01	3199.94	22.00	0.060
12.51	3208.71		
12.98	3212.65		
13.48	3210.95		
14.03	3212.93		
14.47	3211.77		
14.96	3210.02		
15.48	3210.69		
15.97	3212.78		
16.53	3214.05		
17.00	3214.05		
18.00	3214.05		
19.00	3214.05		
20.00	3214.05		
21.00	3214.05		
22.00	3214.05		

Vestas V117-3.3 MW, berechnet			
Dok.-Nr.: 0035-1209 V02			
05.04.2013			
Leistungskennlinie	LD = 1.225 kg/m ³	ct-Kennlinie	LD = 1.225 kg/m ³
m/s	kW	m/s	
3.0	29	3.0	0.851
3.5	81	3.5	0.816
4.0	146	4.0	0.792
4.5	226	4.5	0.783
5.0	327	5.0	0.779
5.5	452	5.5	0.774
6.0	600	6.0	0.770
6.5	775	6.5	0.766
7.0	981	7.0	0.763
7.5	1216	7.5	0.757
8.0	1483	8.0	0.751
8.5	1780	8.5	0.742
9.0	2103	9.0	0.727
9.5	2437	9.5	0.701
10.0	2753	10.0	0.659
10.5	2999	10.5	0.598
11.0	3159	11.0	0.528
11.5	3241	11.5	0.457
12.0	3276	12.0	0.395
12.5	3290	12.5	0.343
13.0	3297	13.0	0.300
13.5	3300	13.5	0.264
14.0	3300	14.0	0.235
14.5	3300	14.5	0.210
15.0	3300	15.0	0.188
15.5	3300	15.5	0.169
16.0	3300	16.0	0.154
16.5	3300	16.5	0.140
17.0	3300	17.0	0.128
17.5	3300	17.5	0.117
18.0	3300	18.0	0.108
18.5	3300	18.5	0.100
19.0	3300	19.0	0.093
19.5	3300	19.5	0.086
20.0	3300	20.0	0.080
20.5	3300	20.5	0.075
21.0	3300	21.0	0.070
21.5	3300	21.5	0.065
22.0	3300	22.0	0.061
22.5	3300	22.5	0.057
23.0	3300	23.0	0.054
23.5	3300	23.5	0.051
24.0	3300	24.0	0.048
24.5	3300	24.5	0.045
25.0	3300	25.0	0.043



Enercon E-115 3.0 MW			
Dok.-Nr.: D0266588-0 Vers. 1.0			
21.06.2013			
Leistungskennlinie		ct-Kennlinie	
LD = 1.225 kg/m ³		LD = 1.225 kg/m ³	
m/s	kW	m/s	
2.0	3.00	2.0	1.00
3.0	48.50	3.0	0.98
4.0	155.00	4.0	0.94
5.0	339.00	5.0	0.91
6.0	627.50	6.0	0.88
7.0	1035.50	7.0	0.88
8.0	1549.00	8.0	0.87
9.0	2090.00	9.0	0.85
10.0	2580.00	10.0	0.81
11.0	2900.00	11.0	0.48
12.0	3000.00	12.0	0.36
13.0	3000.00	13.0	0.27
14.0	3000.00	14.0	0.22
15.0	3000.00	15.0	0.17
16.0	3000.00	16.0	0.14
17.0	3000.00	17.0	0.12
18.0	3000.00	18.0	0.10
19.0	3000.00	19.0	0.09
20.0	3000.00	20.0	0.08
21.0	3000.00	21.0	0.07
22.0	3000.00	22.0	0.06
23.0	3000.00	23.0	0.06
24.0	3000.00	24.0	0.05
25.0	3000.00	25.0	0.05

Anhang B Abkürzungsverzeichnis / englische Begriffe

<i>Eff.</i>	Efficiency	Parkwirkungsgrad (in Prozent)
<i>Gross AEP</i>	Gross Annual Energy Production	Brutto Jahresenergieertrag
<i>Net AEP</i>	Net Annual Energy Production	Netto Jahresenergieertrag
<i>TK25</i>	Topographische Karte, Maßstab 1:25.000	
<i>UTM WGS</i>	Universale Transversale Mercatorprojektion, World Geodetic System	
<i>GK</i>	Gauß-Krüger Koordinaten	
<i>U</i>	Mittlere Windgeschwindigkeit	
<i>E</i>	Energiedichte	
<i>A, k</i>	Weibull Parameter, A= Skalierungsfaktor, k=Formfaktor	
<i>Wake Loss</i>	Abschattungsverlust	
<i>WEA</i>	Wind-Energie-Anlage	
<i>h_N, bzw. NH</i>	Nabenhöhe einer WEA	
<i>A</i>	Rotorkreisfläche einer WEA	
<i>D</i>	Rotordurchmesser	
<i>Site</i>	Standort	
<i>Elevation</i>	Höhe des Standortes über NN	
<i>Height</i>	Nabenhöhe	
<i>Site wind climates</i>	Windverhältnisse am Standort, charakterisiert durch die Weibull-Parameter A und k sowie E (Energieflussdichte) und U (mittlere Windgeschwindigkeit)	
<i>All sectors</i>	über alle 12 Windrichtungs-Sektoren gewichtet	
<i>MWh free</i>	Megawattstunden, berechnet ohne Abschattungsverluste, freistehend	
<i>MWh park</i>	Megawattstunden, im Park stehend berechnet, Abschattungsverluste sind berücksichtigt	