

1. Nachtrag zum Windgutachten für den Standort

Görzhäuser Hof

Landkreis Marburg-Biedenkopf
(Hessen)

Datum: 09.03.2012

Bericht Nr. 10-1-2165a

Auftraggeber:

Magistrat der Stadt Marburg

Markt 1

D - 35037 Marburg

Auftragnehmer:

CUBE Engineering GmbH

Breitscheidstraße 6

D-34119 Kassel

Tel.: 0561 / 288573-0

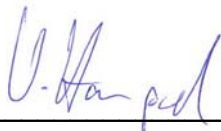
Fax: 0561 / 288573-19

Das vorliegende Standortgutachten Görzhäuser Hof (Hessen) wurde der CUBE Engineering GmbH im Dezember 2011 von der Firma Magistrat der Stadt Marburg in Auftrag gegeben und gemäß dem Stand von Wissenschaft und Technik und nach den Standards des Windgutachterbeirats im deutschen Bundesverband Windenergie (BWE) sowie unter Berücksichtigung der Anforderungen der Technischen Richtlinie 6 der Fördergesellschaft Windenergie e.V. (FGW TR 6) nach bestem Wissen und Gewissen unparteiisch erstellt. CUBE Engineering GmbH ist nach DIN EN ISO/IEC 17025:2005 u. a. für die Erstellung von Windgutachten akkreditiert. Die hausintern verwendeten Berechnungsverfahren gemäß der zuvor genannten Anforderungen sind in der CUBE-internen Prozessbeschreibung „Windgutachten“ festgelegt und dokumentiert.

Für die ermittelten Windverhältnisse sowie Ertragsberechnungen werden seitens des Gutachters keine Garantien übernommen. Ebenso können keine Lasten zum Ausgleich bei Mindererträgen eingefordert werden.

Die Weitergabe, Veröffentlichung und Vervielfältigung des Gutachtens an Dritte (mit Ausnahme zum Zwecke der Prospektierung, der Genehmigungsbehörden und den finanzierenden Banken) ist unter Angabe des Zwecks nur mit schriftlichem Einverständnis der CUBE Engineering GmbH gestattet.

Kassel, 09.03.2012



Cand. Dipl.-Geogr. Udo Hampel (Bearbeiter)



Dipl.-Geogr. Oliver Grüning (Prüfer)

Inhalt:

0. Aufgabenstellung und Datengrundlage	4
1. Windstatistiken	5
2. Berechnungsergebnisse	6
2.1 Windverhältnisse	6
2.2 Berechnung der Energieproduktion	7
2.2.1 Ertragsberechnung Einzel-WEA	7
2.2.2 Ertragsberechnung Windpark und Parkwirkungsgrad	10
3. Bewertung der Ergebnisse	12
3.1 Vergleichsanlagen	12
3.2 Unsicherheitsbetrachtung	16
4. Quellenverzeichnis	20

Anhang I Berechnungsmethoden

Anhang II Leistungskennlinien, Tabellen, Akkreditierungsurkunde

Anhang III WindPRO-Berechnungsergebnisse (WASP-INTERFACE)

Anhang IV WindPRO-Berechnungsergebnisse (PARK): 5x Fuhrländer FL 2500-100

Anhang V Ressource-Berechnungsergebnisse für drei Höhen: 105, 125 und 140 m

0. Aufgabenstellung und Datengrundlage

Grundlage dieser Berechnungen ist die Windpotentialstudie/das Windgutachten für den Standort Görzhäuser Hof, welche/s von der CUBE Engineering GmbH im Juli 2011 unter der Nummer 10-1-2165 erstellt wurde. Die den Berechnungen zu Grunde liegende Datenbasis wurde bis auf die in den folgenden Absätzen genannten Parameter vollständig aus diesem Gutachten übernommen und ist in den zugehörigen Abschlussberichten dokumentiert. Die hier vorgelegten Berechnungen sind immer im Zusammenhang mit diesen Gutachten zu sehen.

Der vorliegende Nachtrag wurde erforderlich, weil eine erneute Betrachtung der Vergleichsanlagen und damit einhergehend eine Anpassung an den Stand der Technik der vorliegenden Untersuchung durchgeführt werden soll. Dies beinhaltet u. a. die Anfertigung einer Unsicherheitsbetrachtung auf Basis der neuen Langzeiteinordnung der aktualisierten Erträge (Bezugszeitraum 1996 – 2009). In diesem Zusammenhang wurden neue Windparks (Ernsthausen: 4x V90/2.0MW, bad Endbach: 2x AN 600) in die Untersuchung einbezogen.

Der aktualisierte Abgleich der Erträge basiert auf einer neuen Vorgehensweise (s. Anhang I). Zum einen wurden für diese Untersuchung nunmehr die Windstatistiken aus dem anemos Windatlas (s. Kapitel Windstatistiken) verwendet, zum anderen wurde für die Ermittlung der Langzeitwerte bestehender WEA ein Indexmittel aus dem aktuellen BDB-Index (Version 2011) und den MERRA-Daten genutzt (s. Anhang I, Ertragsindex CUBE_2012). Die Anpassung an den aktuellen Langzeitraum sowie die Wahl der Windstatistiken (glaubhaftere Vertikalextrapolation) führte im Vergleich zum Windgutachten (Bezugszeitraum 1975 – 2004) zu einer Reduzierung des Energieniveaus um insgesamt etwa 5 %. Auf der Basis der neuen Winddaten wurde anschließend eine neue Ressourcenkarte für das (nicht veränderte) Untersuchungsgebiet gerechnet, um auf dieser Basis mit Hilfe einer automatischen Optimierung (Softwaremodul „optimize“ innerhalb WindPRO) eine unter energetischen Gesichtspunkten möglichst günstige Windparkkonfiguration zu erhalten. Das Resultat weicht nur marginal von dem aus dem Vorgängergutachten ab.

Bezüglich der Modelldaten für die Rauigkeit (Terrainobjektbeschreibung) wurde der Nahbereich geringfügig angepasst, bezüglich der Bewaldung ergaben sich keinerlei Unterschiede zum Windgutachten.

1. Windstatistiken

Für die Berechnungen wurden als Datenbasis die Winddaten des „Windatlas Deutschland“ der anemos GmbH (www.anemos.de) verwendet. Die flächendeckend für Deutschland mit dem mesoskaligen Modell MM5 unter Verwendung der NCAR-Reanalysen für Höhen von ca. 80 und 140 m über Grund berechneten Windgeschwindigkeiten (5 km Raster, 30-min-Zeitschritt, Zeitraum 1990-2009) wurden von der CUBE Engineering GmbH nach der in Anhang I genannten Methode unter Berücksichtigung der im MM5-Modell verwendeten topographischen Daten in für die WINDATLAS-Methode geeignete Windstatistiken transformiert. Von den so für ganz Deutschland abgeleiteten 28.000 Windstatistiken werden in einem standortbezogenen Gutachten dann die jeweils nächstgelegenen herangezogen.

Die Anwendbarkeit der so erzeugten regionalen Windstatistiken wurde bereits anhand von einer Vielzahl von Vergleichsanlagen überprüft. Es ergab sich, dass mit diesen Windstatistiken vor allem in komplexeren Mittelgebirgslagen die großräumige Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der topographischen Höhe viel besser erfasst werden kann als es mit den doch oft recht weit entfernten und somit für die regionalen Windverhältnisse wenig repräsentativen aus Stationsmessungen (z. B. des Deutschen Wetterdienstes) abgeleiteten einzelnen Windstatistiken der Fall ist.

Zusätzlich wurden für dieses Gutachten die Betriebsergebnisse von insgesamt 8 in der näheren bis weiteren Umgebung des Standortes *Görzhäuser Hof* befindlichen WEA herangezogen, um in zusätzlichen Ertragsberechnungen die Repräsentativität der genannten Windstatistiken für den gewählten Bezugszeitraum (1996-2009) zu überprüfen (siehe Abschnitt 3.1). Der Vergleich der aktualisierten Betriebsdaten ergab, dass die verwendeten Winddaten den Bezugszeitraum (1996-2009) genau wiedergeben und die damit durchgeführten Berechnungen somit als plausibel angesehen werden müssen.

2. Berechnungsergebnisse

Mit den für dieses Gutachten verwendeten Windstatistiken aus dem anemos Windatlas und den (u. a. im Windgutachten) erläuterten Eingabeparametern für Orographie, Rauigkeiten (Werte im Nahbereich angepaßt/heraufgesetzt) und Bewaldung (18 m NH-Reduktion) wurden für unterschiedliche Höhen über Grund die Weibull-Parameter A und k und die mittlere Windgeschwindigkeit für den Mikrostandort RP 'Windgutachten' berechnet. Ebenso wurde die über das Jahr gemittelte Windleistung pro Rotorkreisfläche berechnet. Für die Luftdichte wurden dabei Werte zwischen 1,185 und 1,187 kg/m³ angenommen entsprechend mittlerer Jahrestemperaturen zwischen 7,7° und 7,8 C in Höhen zwischen von 471 und 487 m über NN (mittlere Geländehöhe + Nabenhöhen).

2.1 Windverhältnisse

Standort und Höhe über Grund in m		V _{mittel} in [m/s]	Weibull-Parameter		Windleistung/Fläche in W/m ²
			A	k	
Görzhäuser Hof RP 'Windgutachten'	50	3,9	4,3	1,68	80
	60	4,2	4,8	1,78	99
	70	4,5	5,1	1,85	115
	80	4,8	5,4	1,91	129
	90	5,0	5,6	1,96	141
	100	5,1	5,8	2,01	151
	110	5,3	5,9	2,03	162
	120	5,4	6,1	2,06	172
	130	5,5	6,2	2,08	180
	140	5,6	6,3	2,08	190
	150	5,7	6,4	2,09	200

Tabelle 1: Berechnetes Windprofil am Mikrostandort RP 'Windgutachten'

Sämtliche in der Tabelle 1 berechneten Werte beziehen sich auf ein **Normalwindjahr** (langzeitliches Mittel 1996-2009). Weitere Angaben zu den Windverhältnissen wie z. B. Weibullparameter und Häufigkeitsverteilung sind in Anhang III (WindPRO-Berechnungsergebnisse WA^{SP}-INTERFACE) angegeben.

2.2 Berechnung der Energieproduktion

2.2.1 Ertragsberechnung Einzel-WEA

Um aus den berechneten Windverhältnissen die Energielieferung für konkrete Anlagentypen zu bestimmen, muss die Weibull-Kurve aus der Windberechnung mit den Leistungskennlinien der WEA über das breite Spektrum der Windgeschwindigkeiten multipliziert und integriert werden. Daraus ergibt sich für den Standort und die entsprechenden NH das in Tabelle 2 dargestellte Ergebnis.

Windgutachten am Standort Görzhäuser Hof: RP 'Windgutachten'		
Mittlere Windgeschwindigkeit in 50 m über Grund		3,9 m/s
Mittlere Windgeschwindigkeit in 120 m über Grund		5,4 m/s
Mittlere Windgeschwindigkeit in 150 m über Grund		5,7 m/s
Anlagentyp	Nabenhöhe	Energieertrag p ₅₀ -Wert
ENERCON E-82/2.3MW E2	138,4 m	3.820 MWh/a
VESTAS V90/2.0MW	125 m	5.088 MWh/a
Fuhrländer FL-2.500-100	143 m	3.750 MWh/a

Tabelle 2: Jährliche Energielieferung einer Einzelanlage am Standort Görzhäuser Hof.

Die angegebene Energieproduktion gilt jeweils für eine freistehende Einzelanlage und ein Normalwindjahr (Durchschnitt des langjährigen Mittels [1996-2009]).

Die richtungsabhängigen Ergebnisse der Energieberechnung (PRODUKTIONSANALYSEN) sind im Anhang III wieder zu finden. In der KENNLINIENANALYSEN sind die mit der aktuellen Luftdichte korrigierten Leistungswerte der Anlagen wiedergegeben.

2.2.2 Ressource-Berechnung und Optimierung

Im Folgenden wird die Vorgehensweise beschrieben, um zu einer ersten, möglichen Windparkplanung innerhalb der potentiellen Windvorrangfläche zu gelangen:

Voraussetzung für eine automatische Optimierung innerhalb einer Fläche ist das Vorhandensein einer flächenhaften Information über die Windverhältnisse in NH. Diese wurde mit Hilfe der Software RESOURCE innerhalb von WindPRO für die drei o. g. NH generiert, um darauf aufbauend eine Optimierung durchführen zu können. Die folgende Abbildung 1 (nächste Seite) zeigt beispielhaft das Windpotential für die Berechnungshöhe 140 m über Grund, im Anhang V sind die drei Berechnungshöhen gesondert aufgeführt. Dargestellte Einheit ist W/m^2 Rotorkreisfläche, als grober Schwellenwert für einen wirtschaftlichen Betrieb kann der Wert $200 W/m^2$ angesehen werden.

Eine erste Einordnung der Windverhältnisse ergab, dass ein wirtschaftlicher Betrieb von WEA nur in sehr großen Höhen (bedingt durch die Waldlage und das regionale Windangebot) möglich ist, und auch dort nur an ausgewählten Mikro-Standorten. Daher wurden die niedrigen Bereiche unterhalb einer Höhe von etwa 330 m ü. NN innerhalb der Vorrangfläche aus der Betrachtung herausgenommen, da diese unwirtschaftlich sind. Für die „Höhenlagen“ innerhalb der Untersuchungsfläche bleibt nur verhältnismäßig wenig Platz, um Windenergie wirtschaftlich zu nutzen, daher beschränken wir uns in diesem ersten „Versuch“ einer Windparkplanung auf eine Anzahl von fünf WEA

Für die Abstände zwischen den WEA (am Beispiel Typ Fuhrländer FL 2500-100) wurde ein minimaler Wert von 3,5-fachem Rotordurchmesser in Nebenwindrichtung und dem 5-fachen in Hauptwindrichtung definiert, um möglichst wenig Verluste durch Parkabschattung zu erhalten, aber auch nicht allzu viel Aufstellfläche zu „verlieren“. Im Zweifelsfall können diese Werte allerdings auch unterschritten werden, was in separaten Gutachten geprüft werden muss (Standortsicherheitsnachweis). Weiterhin ist anzumerken, dass keinerlei weitere Belange wie Mindestabstände zu in der Nähe befindlichen Gebäuden etc. berücksichtigt wurden, da davon ausgegangen wurde, dass diese Überlegungen in der Ermittlung der Windvorrangflächen eingegangen waren.

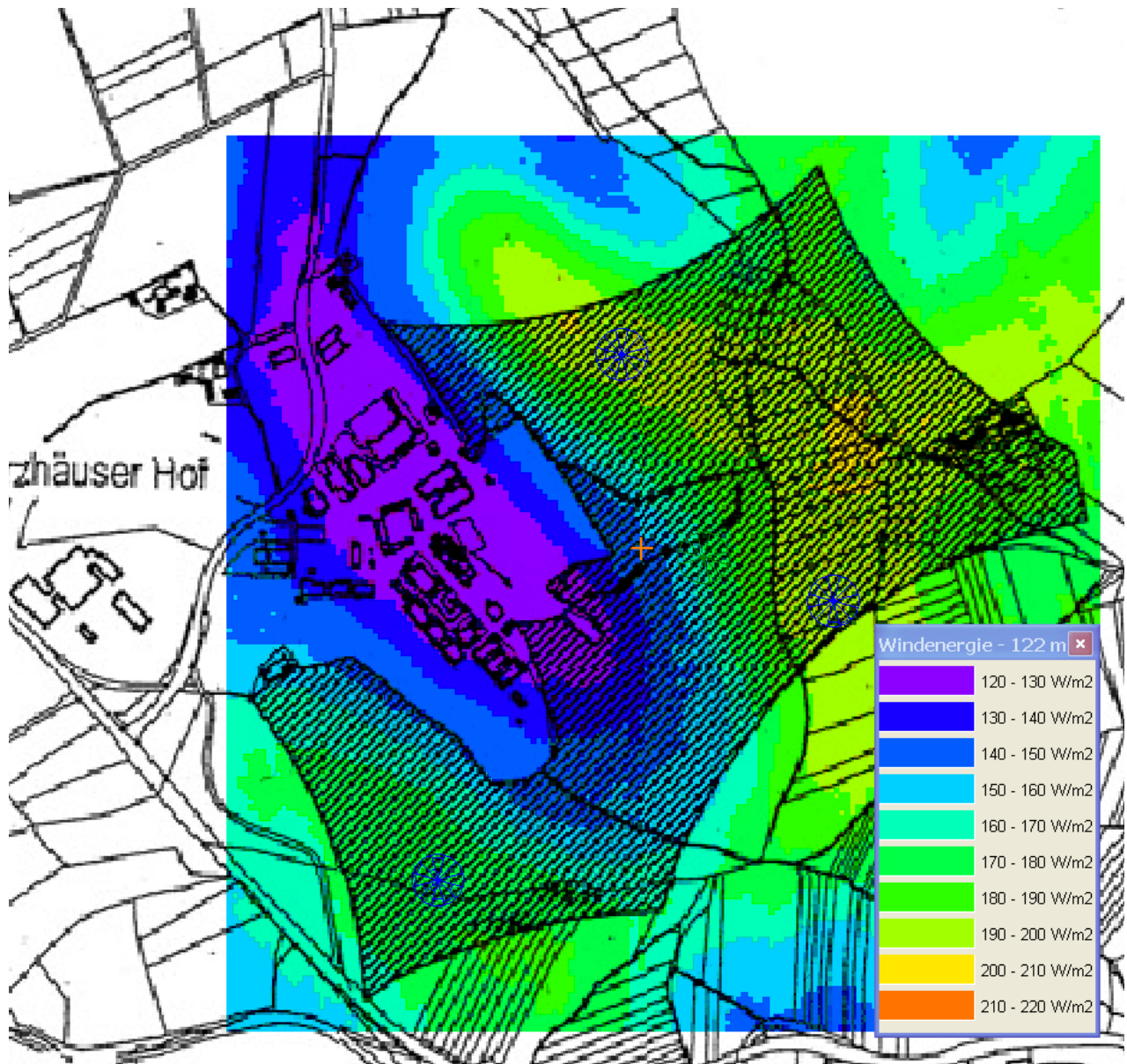


Abbildung 1: Darstellung des Windpotentials (spezifischen Windenergie) innerhalb des Untersuchungsgebietes in W/m^2 (Berechnungshöhe: 140 m über Grund)

Die darauf folgende automatische Optimierung innerhalb der Software WindPRO (Modul Optimize) führte bei vorheriger Definition von maximal fünf WEA und der Wahl des Typs FL 2.500-100 zu einem beispielhaften Layout für diese Anlagenzahl, welches in der folgenden Park-Berechnung auf die Ertragssituation untersucht wird.

2.2.3 Ertragsberechnung Windpark und Parkwirkungsgrad

In einer Parkberechnung für einen Windpark werden die individuellen Windverhältnisse an jedem Einzelstandort und die gegenseitige Abschattung der WEA zusätzlich berücksichtigt. Der Parkwirkungsgrad ist dabei ein Maß für die Stärke dieser Abschattung.

Die Einflüsse der Orographie sowie die gegenseitigen Abschattungsverluste hingegen werden für jede einzelne WEA aufgrund ihrer großen Bedeutung vom verwendeten Programm separat ermittelt und in der Ertragsberechnung berücksichtigt. Die Abschattungseffekte lassen sich durch das Park-Modell nach N. O. Jensen vom Dänischen Forschungsinstitut in Risø für jede WEA separat modellieren. Berücksichtigt wurden die fünf „geplanten“ WEA (Positionenbestimmung vgl. vorangegangenes Kapitel) beispielhaft für den Typ Fuhrländer 2500-100 mit 141 m NH. Den Ertragsberechnungen liegt die im Anhang II genannte Leistungskennlinie zugrunde.

Die sich in Parkaufstellung ergebenden Werte für den Standort *Görzhäuser Hof* sind in Tabelle 3 dargestellt. Details finden sich in den Anhang IV.

5x FL 2500	Ertrag bei freier Anströmung	Parkwirkungsgrad	Parkertrag p_{50} -Wert	Parkertrag p_{90} -Wert (-16 %)
Windpark	25.024	95,4%	23.852	20.033
WEA-Max (2)	5.110	98,0%	5.008	4.206
WEA-Min (4)	4.788	91,3%	4.594	3.859
WEA-Mittel	5.005	95,4%	4.770	4.007

Tabelle 3: Jährliche Energielieferung [MWh/a] im Windpark am Standort *Görzhäuser Hof*

Die hier angegebenen Energieerträge beziehen sich ein langzeitrepräsentatives Normaljahr (1996-2009). Der angegebene Parkertrag als p_{50} -Wert bzw. p_{90} -Wert stellt den zu erwartenden Energieertrag des gesamten Windparks unter Berücksichtigung der gegenseitigen Abschattung der WEA dar. In der Spalte „Ertrag bei freier Anströmung“ hingegen ist der p_{50} -Wert des theoretischen Energieertrages ohne Berücksichtigung der Parkverluste zu finden. Bei dem angegebenen 'Parkertrag p_{90} -Wert' wurde ein Abschlag in Höhe von 16,0 % für die Unsicherheiten durch die Berechnungsmethode, die Geländeeinschätzung, die Leistungskennlinie und die Stabilität des

Langzeitwertes¹ berücksichtigt. Dieser Abschlag ergibt sich aus einer auf den Standort bezogenen Unsicherheitsbetrachtung (siehe Abschnitt 3.3) und wird beispielhaft bezüglich einer 90 %-igen Eintrittswahrscheinlichkeit (p_{90} -Wert) dargestellt. Bei anderen Risikoannahmen sind abweichende Sicherheitsabschläge möglich. Für Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen sind außerdem weitere Abschläge für Eigenbedarf, Netzverluste und Anlagenausfälle anzusetzen. Die detaillierten Ergebnisse sind den beigelegten Unterlagen (Anhang IV) zu entnehmen.

¹ Die angegebenen Unsicherheiten beziehen sich auf eine zukünftige Betriebszeit des Windparks von 15 Jahren, was als typische Refinanzierungszeit von Windparkprojekten angesehen werden kann. Energieerträge und Sicherheitsabschläge für abweichende zukünftige Betriebszeiträume sind 3.3 Unsicherheitsbetrachtung zu finden.

3. Bewertung der Ergebnisse

3.1 Standortbewertung

Für den Windparkstandort *Görzhäuser Hof* sind für die Windenergienutzung mässige Windverhältnisse auch in großen Höhen über Grund berechnet worden. Es bleibt zu prüfen, ob ein wirtschaftlicher Betrieb geplanter WEA in Zukunft möglich ist. Für die betrachtete Parkvariante werden 1.908 äquivalente Volllaststunden (im Mittel pro Park-WEA) erzielt. Dementsprechend liegt der mittlere Kapazitätsfaktor bei 21,8 %. Vor allem die lokal exponierte Lage, die Bewaldung am Standort (NH-Reduktion) sowie die mässigen regionalen Windverhältnisse stellen die wichtigsten Einflussgrößen für die Strömung und das Windprofil am Standort dar.

Orographische Effekte wirken sich je nach Anlagenstandort im Park gegenüber ebenem Gelände mit Werten über 30 % stark positiv auf den Ertrag aus. Die durch die Waldlage bedingte NH-Reduktion führt zu einer Ertragsminderung von 7 % im Modell.

Da Messergebnisse prinzipiell mit Fehlern behaftet sind und physikalische Modelle nur ein vereinfachtes Abbild der Wirklichkeit liefern können, sind auf diesen Quellen beruhende Berechnungen immer mit Unsicherheiten behaftet. Typische Ursachen für Unsicherheiten von Berechnungen des Energieertrages von Windenergieanlagen liegen in den natürlichen Schwankungen des Windangebotes, der zu Grunde gelegten Datenbasis (Winddaten, Geländemodell, WEA-Daten), dem Berechnungsmodell sowie in den Unwägbarkeiten des praktischen Betriebes von Windenergieanlagen (z. B. technische Ausfälle). Zur wirtschaftlichen Einschätzung des Projektes wird von den berechneten Werten für die Energieproduktion ein Abschlag in Höhe von 16 % (p_{90} -Wert) für mögliche Unsicherheiten in der Berechnungsmethode, der Geländeeinschätzung, der Leistungskennlinie und der Stabilität des Langzeitwertes beispielhaft berücksichtigt (siehe Abschnitt 3.3). Eigenbedarf, Netzverluste, sowie eventuell auftretende geringere Verfügbarkeiten der WEA durch Service-Leistungen müssen ebenfalls berücksichtigt werden, sind aber nicht Teil des genannten Sicherheitsabschlages.

3.2 Vergleichsanlagen

Die Anwendbarkeit der verwendeten, zum Windgutachten abweichenden Winddaten und die Plausibilität der vorgelegten Berechnungsergebnisse für die Planungen am Standort *Görzhäuser Hof* wurden mit Hilfe von Betriebsdaten bestehender WEA aus der näheren Umgebung überprüft, indem für diese Anlagen zusätzliche, standortbezogene Ertragsberechnungen durchgeführt wurden. Bei hinreichender Vergleichbarkeit und Repräsentativität (u. a. Nabenhöhe, Anlagentechnik, Geländesituation) der betrachteten Vergleichsanlagen und einer guten Übereinstimmung zwischen Berechnungen und Betriebsergebnissen können auch die für den geplanten Standort *Görzhäuser Hof* ermittelten Wind- und Ertragsverhältnisse als plausibel angesehen werden.

In der näheren bis weiteren Umgebung des Standorts *Görzhäuser Hof* sind bereits 8 WEA in Betrieb, deren vorliegende Betriebsergebnisse in die Betrachtungen einbezogen werden konnten. Eine Übersicht wird in der folgenden Tabelle 4 gegeben, weitere Details bezüglich der Vergleichsanlagen sind im Anhang II zu finden.

Standort	Entfernung [km]	WEA-Typ (NH in m)	Anzahl	Reproduktionsgüte ² $P_{\text{ber}}/P_{\text{WKP}}$
Wehrda	~ 2	Fuhrländer MD 77 (85)	1	110 %
Burgwald	~ 17	TACKE TW600e (60)	4	97 – 98 %
Ernsthausen	~ 17	VESTAS V90/2.0MW (105)	1	110 %
Bad Endbach	~ 17	AN 600 44-3 (50)	2	101, 103 %

Tabelle 4: Übersicht der verwendeten Vergleichsanlagen

Für diese Anlagen lagen Betriebsdaten über Zeiträume zwischen 5 und 71 Monate vor. Die Daten wurden hinsichtlich der Verfügbarkeit korrigiert, plausibilisiert und fehlerhafte Daten von der weiteren Auswertung ausgeschlossen. Da nur für kürzere Zeiträume vorliegende Betriebsdaten wegen des natürlich schwankenden Windangebotes nicht als langfristig repräsentativ betrachtet

² Die Reproduktionsgüte ist definiert als das Verhältnis von berechnetem zu tatsächlichem Ertrag. Werte größer 100 % stellen eine Über-, kleiner als 100 % stellen eine Unterschätzung dar.

werden können, wurden die Daten mit einem geeigneten Langzeitindex entsprechend abgeglichen. Im vorliegenden Fall wurden die Betriebsdaten mit dem Index CUBE_2012, einer Eigenentwicklung der CUBE Engineering GmbH, korrigiert. Für den Standort *Görzhäuser Hof* beruht dieser auf dem BDB-Index (Keiler-Häuser-Index Version V2011, Region 19) und einem Ertragsindex, der von CUBE aus dem nächstgelegenen Gitterpunkt des MERRA-Reanalysedatensatzes (siehe Anhang I) abgeleitet wurde. Der zum Abgleich verwendete Index CUBE_2012 ergibt sich aus einer Kombination dieser beiden Indizes. Zusätzlich dienen die Teilergebnisse aus der separaten Anwendung der beiden einzelnen Indizes zur Abschätzung der mit dem Index und dem Langzeitabgleich verbundenen Unsicherheit. Damit ist die von in der Technischen Richtlinie 6 (TR 6) geforderte Plausibilisierung der zeitlichen Konsistenz und Unsicherheit der Langzeitdatenquellen gegeben. Die vorliegenden Betriebsdaten wurden mit dem Index CUBE_2012 und der Regressionsmethode bezüglich eines langfristig repräsentativen Normaljahres 1996-2009 korrigiert. Der durch den BDB-Index V2011 vorgegebene Bezugszeitraum 1996-2009 wird als ein angemessener Kompromiss bezüglich Langzeitrepräsentativität und zeitlicher Konsistenz der verwendeten Langzeitdaten angesehen. Die derart langfristig korrigierten Energieerträge (Windkorrigierte Produktion –WKP) sind, insofern sie nicht der Vertraulichkeit unterliegen, zusammen mit weiteren Informationen zu den Vergleichsanlagen und dem durchgeführten Langzeitabgleich in der Übersicht der Vergleichs-WEA im Anhang II aufgelistet.

Die Standorte der Vergleichsanlagen wurden ebenfalls vor Ort besichtigt (z. T. im Rahmen älterer Windgutachten), deren Standorte analog zu dem hier begutachteten Standort *Görzhäuser Hof* modelliert und für diese Anlagen zusätzliche standortbezogene Ertragsberechnungen durchgeführt, deren Ergebnisse dann mit den langzeitkorrigierten Betriebsdaten verglichen werden konnten. Die dem Windgutachten zu Grunde liegende Datenbasis, insbesondere die verwendeten Winddaten, wurden derart plausibilisiert, dass die Berechnungsergebnisse für die Vergleichsanlagen möglichst wenig von deren langfristig repräsentativen Energieerträgen abweichen. Da als Referenzzeitraum die Jahre 1996-2009 gewählt wurden, müssen alle hier vorgelegten Berechnungsergebnisse für diesen Zeitraum als repräsentativ angesehen werden. Dem Windgutachten liegt die Annahme zu Grunde, dass sich die zukünftigen langzeitlichen Wind- und Ertragsbedingungen nur unwesentlich von dem gewählten Referenzzeitraum unterscheiden.

Die Vergleichs-Standorte können als gut mit dem „neuen“ Standort *Görzhäuser Hof* vergleichbar angesehen werden, da die topographischen Gegebenheiten in der jeweiligen Umgebung grund-

sätzlich als ähnlich angesehen werden können. Ausnahme ist Bad Endbach, wo das Höhenniveau der WEA um ca. 160 m höher liegt. Dies sollte allerdings, da es sich um eine relativ geräumige Höhenänderung handelt, in den Winddaten enthalten.

Die Standorte Bad Endbach (17 km westlich) sowie Ernsthausen (17 km nördlich) wurden neu in die Betrachtung übernommen, um die Winddatenbasis anhand von einer größeren Anlagenzahl zu verifizieren. Für den erstgenannten Standort ist anzumerken, dass zwei dort in der Nähe befindliche FL1000 ebenfalls im Modell berechnet wurde. Aufgrund einer starken Überschätzung (17 % im Mittel) wurden diese WEA jedoch von der weiteren Betrachtung ausgeschlossen, da dies bei dem Komplexitätsgrad des dortigen Standorts nicht plausibel erscheint. Hier vermuten wir entweder technische Schwierigkeiten im Betrieb oder anderweitige Betriebseinschränkungen, die nicht zu recherchieren waren. In Ernsthausen existieren seit Mitte letzten Jahres vier WEA des Typs VESTAS V90/2.0MW mit 105 m NH, die grundsätzlich geeignet sind, um vor allem das Vertikalprofil in der Region abzusichern. Leider stehen nur sehr wenige Monatswerte aus dem Startzeitraum des Betriebs zur Verfügung und es weiterhin bekannt, dass eine Leistungskennlinienoptimierung im letzten Monat durchgeführt wurde. Daher sind die Langzeitwerte nicht vollständig zu belasten. Dennoch wurde eine WEA im Modell zu 110 % reproduziert, was bei Korrektur der Kennlinienoptimierung (lt. Hersteller ca. 10 % Mehrertrag) gut in das Bild passt. Die drei anderen WEA wurden allerdings noch stärker überschätzt, was aber mit statistischen Unsicherheiten zumindest teilweise begründet werden kann. Wir empfehlen, nach dem Vorliegen von mindestens 12 Monaten Betriebsdaten diese WEA eine erneute Betrachtung durchzuführen.

Es ist anzumerken, dass die Standorte Wehrda und Ernsthausen bedingt durch die Lage in der Nähe vorgelagerter Waldkanten mit einer NH-Reduktion im Modell nachgebildet wurden (sektoriell unterschiedlich).

Es zeigte sich, dass die langzeitkorrigierten Betriebsdaten der zahlreichen betrachteten Vergleichsstandorte in den Berechnungen mit Werten zwischen 96 und 110 % reproduziert werden können. Wegen der insgesamt akzeptablen Übereinstimmung der tatsächlichen Erträge und der Berechnungsergebnisse halten wir die genannten Winddaten und die digitale Datengrundlage für den Standort *Görzhäuser Hof* für repräsentativ und die ermittelten Erträge für die geplante WEA im Rahmen der erhöhten Unsicherheiten für plausibel.

Im Mittel werden die Betriebsergebnisse (abgeglichen mit CUBE_2012) zu 101,6 % reproduziert. Die Streubreite der Reproduktion der Betriebsergebnisse durch die Berechnungen (RMS- bzw. Standardfehler) ergibt sich im vorliegenden Fall zu 5,5 % der ermittelten Energieerträge. Bei alleiniger Anwendung des BDB-Index V2011 würden sich im Mittel um -0,2 % abweichende Langzeiterträge ergeben. Dem entsprechend würden die Betriebsergebnisse durch die Berechnungen um 3,3 % fehlgeschätzt. Der aus den MERRA Winddaten abgeleitete Index dagegen würde im Vergleich zu CUBE_2012 um -0,1 % abweichende Langzeiterträge liefern, was mit einer Fehlschätzung durch die Berechnungen von 3,2 % verbunden wäre. Für den auf dem Index CUBE_2012 beruhenden Langzeitabgleich und somit für den des hier vorgelegten Windgutachtens ergibt sich somit eine Unsicherheit von 3,3 %.

3.3 Unsicherheitsbetrachtung

Die in den vorliegenden Berechnungen für den Standort *Görzhäuser Hof* verwendeten Winddaten und die übrigen Berechnungsgrundlagen wurden mit Hilfe der Vergleichsdaten abgeglichen. Das bedeutet, dass das Windgutachten gewissermaßen an Hand der Realität „geeicht“ wurde. Das heißt jedoch nicht, dass die Berechnungsergebnisse exakt mit der Realität übereinstimmen, sondern dass sie, wie das bei allen naturwissenschaftlich-technischen Anwendungen der Fall ist, immer mit einer gewissen Unsicherheit verbunden sind. Die in Tabelle 4 ersichtlichen Abweichungen von Berechnungsergebnissen und tatsächlich erwirtschafteten Energieerträgen sind Ausdruck der mit den verwendeten Daten und Berechnungsmodellen verbundenen Unsicherheiten.

Gemäß der Technischen Richtlinie für Windenergieanlagen (Teil 6) der Fördergesellschaft Windenergie e. V. soll auf der Basis von Schätzungen der einzelnen Unsicherheitskomponenten, d. h. der verwendeten Winddaten, der verwendeten Modelle für das Windfeld und der Parkeffekte sowie der Leistungskennlinie des geplanten Anlagentyps auf die resultierende Berechnungsunsicherheit geschlossen werden. Zusätzlich wird in diesem Windgutachten die Unsicherheit des ermittelten Langzeitwertes berücksichtigt. Die Werte für diese Einzelunsicherheiten (Standardfehler) müssen als Schätzungen angesehen werden, die auf Erfahrungen beruhen und daher nicht exakt quantifiziert werden können. Da die Einzelunsicherheiten als statistisch unabhängig ange-

nommen werden können, ergibt sich die Gesamtunsicherheit als die Quadratsumme der Einzelfehler.

Winddatenbasis	Eingangsdaten Wind	8 %
	Langzeitbezug	3 %
	Stabilität Langzeitwert	3 %
Modellierung Windfeld		6 %
Modellierung Parkwirkungsgrad		1 %
Eingangsdaten WEA (Kennlinie)		5 %
Gesamtunsicherheit (RMS)		12,5 %
Sicherheitsabschlag (p_{90}-Wert)		16,0 %

Tabelle 5: Berechnungsunsicherheiten am Standort Görzhäuser Hof, gerundete Darstellung der Werte

Tabelle 5 zeigt die für den Standort *Görzhäuser Hof* angenommenen Einzelunsicherheiten (bzgl. des Energieertrags) sowie den resultierenden Gesamtfehler. Der Bereich „Winddatenbasis“ umfasst die Unsicherheit der konkret verwendeten Winddaten, die Unsicherheit des Langzeitbezuges (Konsistenz der Langzeitdaten, Unsicherheit des Abbildungsalgorithmus) sowie die Stabilität des Langzeitwertes, die aus der Projektion des Bezugszeitraumes auf den zukünftigen WEA-Betriebszeitraum resultiert. Da die Windverhältnisse von Jahr zu Jahr stark schwanken können, hängt die Unsicherheit von der Länge des betrachteten zukünftigen WEA-Betriebszeitraum ab. Je länger der betrachtete Betriebszeitraum ist, umso kleiner wird diese Unsicherheitskomponente. In Tabelle 5 wird von einem typischen Betriebszeitraum von 15 Jahren ausgegangen. Die Unsicherheit hinsichtlich der Stabilität des Langzeitwertes wurde mit Hilfe der beobachteten Windschwankungen und Monte-Carlo-Simulationen auf Monatsbasis (Grötzner, A. 2008) ermittelt. Die aus anderen Betrachtungszeiträumen resultierenden Unsicherheiten und Sicherheitsabschläge werden weiter unten angegeben. Der Bereich „Modellierung Windfeld“ beinhaltet jegliche Art der mit den topographischen Eingangsdaten sowie die mit der analytischen und numerischen Modellierung zur Übertragung der Eingangsdaten auf Position und Nabenhöhe der WEA verbundenen Unsicherheiten. Der Bereich „Modellierung Parkwirkungsgrad“ bezieht sich auf die Modellierung

der Abschattungsverluste. Innerhalb des Bereichs „Eingangsdaten WEA“ sind solche mit der WEA selbst in direktem Zusammenhang stehende Daten, wie die Leistungskurve und deren Anwendung auf den konkreten WEA-Standort, zu betrachten.

Demnach ergibt sich im vorliegenden Fall die resultierende gesamte **Berechnungsunsicherheit (RMS- bzw. Standardfehler) zu 12,5 %** (für 15 Jahre Betriebszeitraum je nach Anlagenvariante) der hier ermittelten Energieerträge.

Die Unsicherheiten für die Modellierung beruhen auf Erfahrungswerten für Standorte der in *Görzhäuser Hof* gegebenen Komplexität. Besonders die Diskrepanz der geplanten NH zu den NH der Vergleichsanlagen führte zu einer erhöhten Unsicherheit für den Bereich der Windfeldmodellierung. Bei der Leistungskennlinie wird davon ausgegangen, dass der Hersteller eine 100 %ige Garantie gewährleistet, so dass von einer zusätzlichen Unsicherheit abgesehen wird. Die Unsicherheit der Winddaten wird durch die im voran gegangenen Abschnitt durchgeführte Betrachtung von Vergleichs-WEA motiviert und ist gerade vor dem Hintergrund der Vergleichs-WEA direkt am Standort als gering bewertet worden. Die Unsicherheit des Langzeitabgleichs wurde aus dem Vergleich der mit dem BDB-Index und dem aus dem anemos-Windatlas abgeleiteten Ertragsindex ermittelten Ergebnisse ermittelt. Die Unsicherheit hinsichtlich der Stabilität des Langzeitwertes wurde mit Hilfe der beobachteten Windschwankungen und Monte-Carlo-Simulationen ermittelt.

Wird eine Gaußkurven-förmige Verteilung der Fehler angenommen, so kann ausgehend von dieser Berechnungsunsicherheit unter Festlegung des tolerierbaren Risikos bzw. der erforderlichen Überschreitungswahrscheinlichkeit ein hierfür erforderlicher Sicherheitsabschlag ermittelt werden. In Tabelle 5 werden die sich für eine 90 %-ige Sicherheit (p_{90} -Wert) entsprechend einem Risiko von 10 % und einem zukünftigen Betriebszeitraum von 15 Jahren ergebenden Sicherheitsabschläge angegeben. Die folgende Tabelle zeigt die erforderlichen Sicherheitsabschläge und die resultierenden Nettoerträge³ für die WEA im Park bezüglich der häufig geforderten Überschreitungswahrscheinlichkeiten von 75 %, 90 %, 95 % und 99 % sowie zukünftige Betriebszeiträume von 1, 2, 5, 10, 15 und 20 Jahren. Abbildung 2 zeigt den Zusammenhang in graphischer

³ Der Nettoertrag ist definiert als Bruttoertrag (100 % Wert) abzüglich des genannten Sicherheitsabschlages ohne Berücksichtigung eventueller Verluste

Form. In diesen Zahlen sind eventuell erforderliche Abschläge für Verluste (z. B. Wartung, Eigenbedarf und Netzverluste) nicht enthalten.

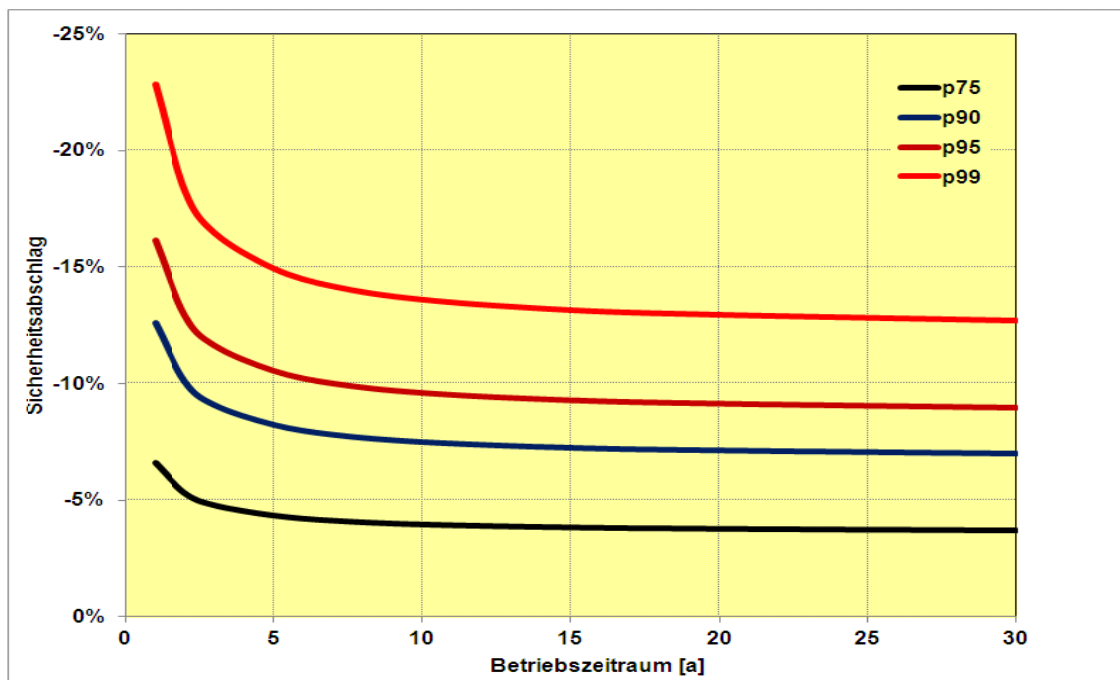


Abbildung 2: Sicherheitsabschläge (Δ) in Abhängigkeit vom zukünftigen Betriebszeitraum und der Überschreitungswahrscheinlichkeit für die WEA im Park

	p ₅₀		p ₇₅		p ₉₀		p ₉₅		p ₉₉	
	Prod.	rms	Prod.	Δ	Prod.	Δ	Prod.	Δ	Prod.	Δ
1 Jahr	23.852	14,9	21.454	-10,1%	19.296	-19,1%	18.005	-24,5%	15.582	-34,7%
2 Jahre		13,5	21.683	-9,1%	19.730	-17,3%	18.562	-22,2%	16.370	-31,4%
5 Jahre		12,5	21.833	-8,5%	20.017	-16,1%	18.929	-20,6%	16.889	-29,2%
10 Jahre		12,2	21.882	-8,3%	20.109	-15,7%	19.048	-20,1%	17.057	-28,5%
15 Jahre		12,1	21.902	-8,2%	20.147	-15,5%	19.097	-19,9%	17.126	-28,2%
20 Jahre		12,1	21.911	-8,1%	20.165	-15,5%	19.119	-19,8%	17.159	-28,1%

Tabelle 6: Nettoerträge (Prod. [MWh/a]) und Sicherheitsabschläge (Δ) in Abhängigkeit vom zukünftigen Betriebszeitraum und der Überschreitungswahrscheinlichkeit für die WEA im Park

4. Quellenverzeichnis

Bundesverband WindEnergie Service GmbH (Hrsg., 2006 und ältere Jahrgänge): Windenergie 2006, Marktübersicht, 17. Ausg., Osnabrück, 258 S.

Christoffer, J. und Ulbricht-Eissing, M. (1989): Die bodennahen Windverhältnisse in der Bundesrepublik Deutschland, 2. vollständig neu bearbeitete Auflage. Bericht d. Deutschen Wetterdienstes Nr. 147. Selbstverlag, Offenbach a. M.

Hui, S. and Crockford A. (2007): Wind profiles and forests.: M.Sc. Thesis Project. Technical University of Denmark.

Fördergesellschaft Windenergie e. V. (Hrsg., 2005): Technische Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 5 Bestimmung und Anwendung des Referenzertrages, Revision 3, Kiel, 23 S.

Fördergesellschaft Windenergie e. V. (Hrsg., 2011): Technische Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 6 Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen, Revision 8, Berlin, 23 S.

Grötzner, A. (2008): Was ist eigentlich ein 100%-Jahr. Erneuerbare Energien, 11/2008.

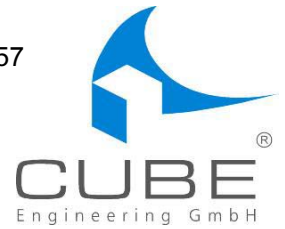
Keiler-Häuserindex Version 2011: Betreiber-Datenbasis:, <http://www.btrdb.de/btrdb> (Januar 2012)

Nielsen, P. (2010): WindPRO 2.7 Handbuch. EMD International A/S, Aalborg, Denmark

Petersen, E. L., Troen, I., Frandsen, S. and Hedegaard, K. (1981): Windatlas for Denmark. A rational method for wind energy siting. Risø-R-428. Risø National Laboratory, Denmark. 229 pp.

Traup, S. et al. (1996): Wind- und Windenergiepotentiale in Deutschland, 'Winddaten für Windenergienutzer'. Deutscher Wetterdienst. Selbstverlag, Offenbach a. M.

Troen, I. and E. L. Petersen (1988): European Wind Atlas. Risø National Laboratory, Denmark, 600 pp.



Anhang I Berechnungsmethoden

- CUBE Windgutachten: Berechnungsmethode
- Ertragsindex CUBE_2012: Langzeitbezug, BDB-Index und 100 %-Jahr

CUBE Windgutachten: Berechnungsmethode

Zur Erstellung von Windgutachten werden in der Regel Winddaten aus der Vergangenheit herangezogen um die während der zukünftigen Betriebszeit der geplanten WEA zu erwartenden mittleren Wind- und Ertragsverhältnisse zu ermitteln. Es wird von der grundsätzlichen Annahme ausgegangen, dass die Windverhältnisse der Vergangenheit auch in der Zukunft angetroffen werden. In der Meteorologie und Klimatologie wird dieses Vorgehen Persistenzvorhersage genannt und liefert häufig recht gute Resultate⁴. Da die Windverhältnisse von Jahr zu Jahr sehr stark variieren, ist es erforderlich, dass sowohl bei den Messdaten als auch bezüglich der Projektlaufzeit hinreichend lange Zeiträume (>10 Jahre) betrachtet werden. Doch auch Mittelwerte über längere Intervalle sind zeitlich nicht konstant, wenn auch die Schwankungen mit längerem Mittelungsintervall geringer werden. Aus diesem Grund und weil die Betriebszeit der geplanten WEA begrenzt ist, ergibt sich eine im klimatologischen Sinne aussagekräftige Persistenzvorhersage erst, wenn die zu erwartende Schwankungsbreite der ermittelten langfristigen Windverhältnisse ebenfalls bestimmt wird und in die Unsicherheitsbetrachtung (Abschnitt 3.3) Eingang findet. Die Unsicherheit der langfristigen Windverhältnisse wird bei der CUBE Engineering GmbH anhand der beobachteten Windschwankungen und Monte-Carlo-Simulationen ermittelt (Grötzner 2008).

Die einem Windgutachten zu Grunde liegenden Windmessdaten bzw. Betriebsergebnisse bestehender WEA decken häufig nur recht kurze Zeiträume in der Größenordnung von wenigen Jahren ab. Eine Hochrechnung auf eine als langfristig repräsentativ anzusehende Referenzperiode ist daher unerlässlich. Zur Langzeitkorrektur gemessener kurzzeitiger WEA-Betriebsergebnisse werden bei der CUBE Engineering GmbH der BDB-Index der Betreiberdatenbasis (Keiler-Häuserindex, www.btrdb.de) sowie ein aus dem anemos-Windatlas für Deutschland (www.anemos.de) selbst abgeleiteter Ertragsindex verwendet.

Zur Beurteilung der Windverhältnisse an einem konkreten Standort stehen dem Gutachter zwei Möglichkeiten zur Verfügung: Entweder kann direkt auf **Winddaten aus einer Messung** direkt am Standort zurückgegriffen werden, oder es ist ein rechnerisches Verfahren anzuwenden, das mit der so genannten **Windatlas-Methode** gemessene Langzeitdaten ei-

⁴ Langfristige Klimaänderungen, wie z. B. durch den anthropogenen Treibhauseffekt verursacht, können mit einer derartigen Betrachtung nicht erfasst werden. Klimaänderungsstudien haben bisher allerdings keine signifikanten Änderungen der Windverhältnisse für die nächsten Dekaden vorhergesagt.

ner nicht zu weit entfernten Messstation auf die speziellen Verhältnisse am Standort übertragen kann.

Unter der Federführung des nationalen Forschungszentrums Risø in Dänemark wurden langjährige Windmessdaten, die im Rahmen des "European Windatlas" aus einigen Ländern der europäischen Gemeinschaft vorlagen, hinsichtlich ihrer Verwendbarkeit zur Standortbewertung für WEA mit numerischen Strömungsmodellen analysiert. (Troen and Petersen, 1988). Eine Methodik wurde erarbeitet, die eine Transformation gemessener Windgeschwindigkeiten von einem konkreten Messpunkt auf die Windverhältnisse eines anderen Standortes bzw. einer gesamten Region zulässt. Das Ergebnis dieser Bemühungen, die Windatlas-Methode, ist in Abbildung 3 dargestellt.

Die Winddaten einer meteorologischen Station werden mit den dort vorhandenen geländespezifischen Verhältnissen (Hindernisse, Rauigkeiten und Orographie) in eine regionale Windklimatologie transformiert. Dieser so genannte Windatlas repräsentiert die von den lokalen Gegebenheiten bereinigten Windverhältnisse und kann mit dem geostrophischen Wind der freien Atmosphäre unabhängig von der atmosphärischen Grenzschicht in Verbindung gebracht werden. Mit dieser regionalen Windstatistik lässt sich nun das spezielle Windangebot, charakterisiert durch die richtungsabhängigen Weibull-Parameter, für jeden beliebigen Punkt und fast jede beliebige Höhe in dieser Region mit den topographischen Gegebenheiten des Mikrostandortes bestimmen (abwärts gerichteter Pfeil in Abbildung 3).

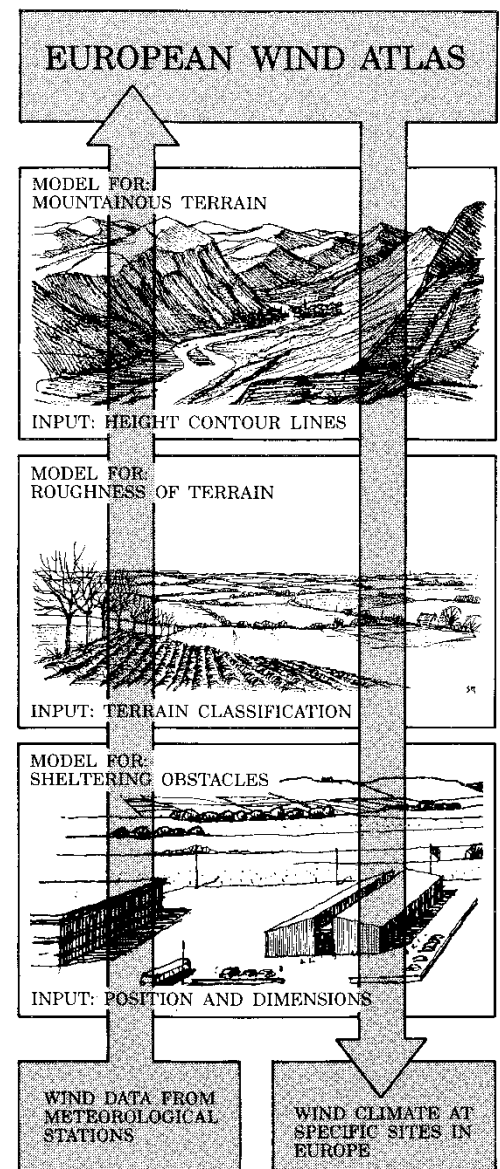


Abbildung 3: Methodik zur Windpotentialabschätzung einzelner Standorte (Quelle: Europäischer Windatlas)

Diese Transformationen werden mit dem vereinfachten linearisierten Strömungsmodell WA^sP (Wind Atlas Analysis and Application Program) durchgeführt. WA^sP wurde für den Einsatz in einfach strukturiertem Gelände (z. B. der norddeutschen Tiefebene) und begrenzt komplexem Gelände (Mittelgebirgen) konzipiert. Die Methodik wurde über einen langen Zeitraum entwickelt, in einer Vielzahl von Fällen erfolgreich angewendet und stellt den derzeitigen Stand der Technik dar.

Die Berechnung der Windverhältnisse mit dem numerischen Strömungsmodell WA^sP werden eingebettet in der Windenergieplanungssoftware WindPRO von Energi- and Miljødata (EMD, www.emd.dk) durchgeführt. Mit Hilfe der Eingangsdaten für Rauigkeiten, Hindernisse und der Orographie und der Wahl einer geeigneten Windstatistik wird die Häufigkeitsverteilung des Windes in Form einer Weibull-Verteilung in Abhängigkeit von Windrichtung und Höhe am jeweiligen Referenzpunkt ermittelt. Des Weiteren gehen die Leistungskennlinien der ausgewählten WEA-Typen in die Ertragsberechnung ein. Diese können entweder vom Hersteller berechnet oder von unabhängigen Gutachtern vermessen worden sein. Die Verknüpfung der Häufigkeitsverteilung des Windes mit der Leistungskennlinie liefert den zu erwartenden Energieertrag.

Da derartige Berechnungsverfahren nur *Modelle der Wirklichkeit* sein können, sind sie natürlich mit Unsicherheiten behaftet, die in die Bewertung mit eingehen müssen. Zum einen gibt es Unsicherheiten innerhalb der Methode, wie z. B. die Repräsentativität der verwendeten Windstatistik oder die Genauigkeit der Terraineinschätzung. Zum anderen jedoch haben die Methoden Grenzen, außerhalb derer die Verlässlichkeit der Berechnungen nur noch eingeschränkt gegeben ist. Das WA^sP-Modell ist in extrem komplexem Gelände nur begrenzt anwendbar, weil u. a. der lineare Ansatz Strömungsablösungen an Kanten und Steilhängen nicht erfassen kann. Ferner bleiben in dem Modell thermodynamische Prozesse unbehandelt, so dass der Einfluss extremer atmosphärischer Schichtung, wie er z. B. im Offshore-Bereich auftreten kann, oder die Effekte lokaler thermischer Windsysteme nicht berücksichtigt werden können. Auch die Auswirkungen des Jahresganges auf die Windverhältnisse sind nicht Teil des Berechnungsverfahrens. Die Windatlas-Methode wurde speziell für die bodennahe Luftschicht entwickelt, die typischerweise 50 – 80 m mächtig ist. Neuere Untersuchungen deuten an, dass in höheren Luftschichten zusätzliche Prozesse wirken, die mit der Windatlas-Methode nicht vollständig erfasst werden können. Bisher vorliegende Ertragsdaten von WEA mit sehr hohen Türmen deuten jedoch an, dass diese tendenziell leicht über

den nach der WINDATLAS-Methode ermittelten Erträgen liegen. Somit sind derartige Berechnungen in der Regel konservativ und die mit den größeren Nabenhöhen verbundenen Unsicherheiten können toleriert werden. Bei einer Extrapolation in sehr große Nabenhöhen sollte jedoch gegebenenfalls von größeren Unsicherheiten ausgegangen werden, als dies in der bodennahen Luftschicht der Fall ist.

Zur Abschätzung des Energieertrags ist neben den Windverhältnissen die Kenntnis der Leistungskennlinie einer WEA in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit erforderlich. Bei theoretisch berechneten Kennlinien ist von großen Unsicherheiten auszugehen. Doch auch vermessene Kennlinien bergen Unsicherheiten, da die Vermessung unter speziellen, wenn auch genau spezifizierten Bedingungen erfolgt, die am konkreten Standort nicht gegeben sein müssen. Ertragsberechnungen gehen immer davon aus, dass die für die Nabenhöhe ermittelte Windgeschwindigkeit über die gesamte Rotorkreisfläche konstant ist. In Situationen extremer vertikaler Windscherungen ist diese Annahme jedoch nicht mehr erfüllt und es kann zu deutlichen Ertragsminderungen kommen.

Die Turbulenz des Windes kann mit dem WAS^P -Modell nicht berechnet werden. Sie beeinflusst den Energieinhalt des Windes und kann im Zusammenspiel mit dem Regelverhalten der WEA ebenfalls zu Ertragseinbußen führen. Derartige Unsicherheiten, die zudem stark vom Konzept der verwendeten Anlage abhängen, sind nach dem derzeitigen Stand der Technik noch nicht zu berechnen. Dennoch sollten sie, zumindest an kritischen Standorten, zusätzlich in eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung abschätzend einbezogen werden.

Zum Abgleich der Berechnungen und der Einschätzung der damit verbundenen Unsicherheiten werden wo immer möglich Vergleichsrechnungen (siehe Kapitel 3.1) mit Hilfe bereits bestehender WEA aus der Standortumgebung durchgeführt. Ziel dieser Vergleichsrechnungen ist es deren (langzeitkorrigierte) Betriebsergebnisse rechnerisch möglichst gut nachzubilden. Die Abweichungen der Berechnungsergebnisse von den tatsächlichen Energieträgen ermöglichen es die Verlässlichkeit der Methode und die damit verbundenen Berechnungsunsicherheit in einer Region realistisch einzuschätzen. In Kapitel 3.3 wird eine Unsicherheitsbetrachtung gemäß der Technischen Richtlinie 6 der Fördergesellschaft Wind (FGW) durchgeführt, bei der alle genannten Unsicherheitskomponenten angemessen gewürdigt werden und unter Annahme eines zu tolerierenden Risikos in Sicherheitsabschläge übersetzt werden können.

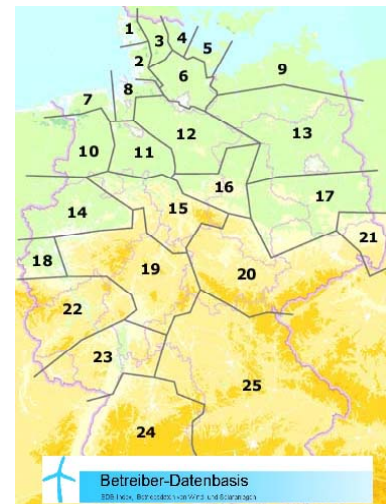
Ertragsindex CUBE_2012

(gültig ab 02/ 2012)

Kundeninformation zu Langzeitbezug, BDB-Index und 100%-Jahr

Ziel eines Windgutachtens ist die Ermittlung der langfristig an einem Standort zu erwartenden Wind- und Ertragsbedingungen. Die einem solchen Gutachten zu Grunde liegenden Windmessdaten bzw. Betriebsergebnisse bestehender Windenergieanlagen decken in der Regel nur recht kurze Zeiträume ab. Daher ist deren Umrechnung auf eine langfristig repräsentative Referenzperiode mit Hilfe eines geeigneten Index ein zentraler Bearbeitungsschritt bei der Erstellung eines Windgutachtens.

In Deutschland wird zum Langzeitabgleich von WEA-Betriebsergebnissen in der Regel der BDB-Index der Betreiber-Datenbasis⁵ (Keiler-Häuser-Index) verwendet. Dieser Index ruht auf den Betriebsergebnissen einer Vielzahl bestehender WEA seit dem Beginn der neunziger Jahre. Seit dem Beginn des Jahres 2012 ist eine neue Version dieses Index mit der Bezeichnung V2011 erhältlich, welche für 25 Regionen das monatliche Ertragsverhältnis bezüglich einer langjährigen Referenzperiode 1996-2009 in Prozent angibt.

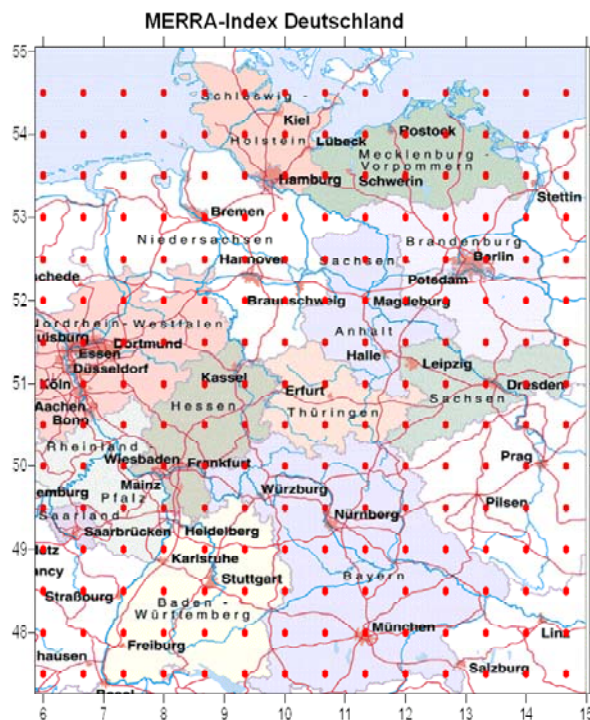


Wiederholt ist Kritik an der Verlässlichkeit des BDB-Index in der bis zum Ende des Jahres 2011 gültigen Version V06 geäußert worden. Die Betriebsergebnisse bereits langjährig produzierender WEA lagen z. T. deutlich unter den aus dem BDB-Index V06 resultierenden Langzeitwerten, obwohl diese Anlagen z. T. bereits mehr als 15 Jahre am Netz waren. Es bestand die Vermutung, dass das 100 %-Niveau dieses Index (Bezugszeitraum 1975-2004) zu hoch angesetzt wurde. Darüber hinaus zeigte dieser Index für die letzten 20 Jahre einen sehr starken Abwärtstrend. Andere Datenquellen wie z. B. Reanalysedaten, Betriebsergebnisse und indirekte Datenquellen wie z. B. Luftdruckauswertungen konnten einen Abwärtstrend in dieser Stärke nicht bestätigen. Es bestand die Vermutung, dass mit dem BDB-Index V06 die letzten windschwachen Jahre deutlich unterbewertet wurden. Die Folge waren unrealistisch hohe Langzeitkorrekturen neuerer Betriebsergebnisse und ein zu hohes Ertragsniveau in darauf aufbauenden Windgutachten. Es wurden mögliche Überschätzungen von 5-20% diskutiert. Eine intensive Fachdiskussion ist angeregt worden. Ein spezieller Arbeitskreis des Windgutachterbeirats des Bundesverbandes Windenergie e.V. beschäftigt sich mit dem Thema.

⁵ www.btrdb.de

Als ein Ergebnis dieses Arbeitskreises wurde der BDB-Index von der Betreiberdatenbasis überarbeitet und als jetzt gültige Version V2011 präsentiert. Wesentliche Neuerung ist eine Überarbeitung der Normalisierung mit dem ab jetzt gültigen Bezugszeitraum 1996-2009. Durch die durchgeführte Renormierung werden mit dem Index V2011 tatsächliche Langzeiterträge sehr viel besser abgebildet als mit der alten Version V06. Ein deutlicher Abwärtstrend ist dem Index allerdings erhalten geblieben, wodurch die Windverhältnisse zeitnahe Perioden und in der Zukunft möglicherweise weiterhin in der Tendenz unterbewertet werden.

Zur besseren Absicherung ihrer Windgutachten wurde von der CUBE Engineering GmbH bereits Anfang 2011 ein zweiter vom BDB-Index unabhängiger Index entwickelt und zur Bewertung von Wind- und Ertragsbedingungen hinzugezogen. Denn nur durch den Vergleich von auf unabhängigen Daten beruhenden Indizes kann deren zeitliche Konsistenz sicher geprüft und bewertet werden, weshalb ein derartiges Vorgehen auch in der Technischen Richtlinie 6 (TR6) der Fördergesellschaft Wind vorgeschrieben wird. Der im Jahr 2011 von CUBE entwickelte Index beruhte auf dem Windatlas für Deutschland der anemos GmbH⁶. Seit dieser Zeit erstellte Gutachten basierten auf einer unter der Bezeichnung CUBE_2011 eingeführten Kombination des BDB-Index in der Version V06 und dem anemos-Index mit dem Bezugszeitraum 1990-2009.



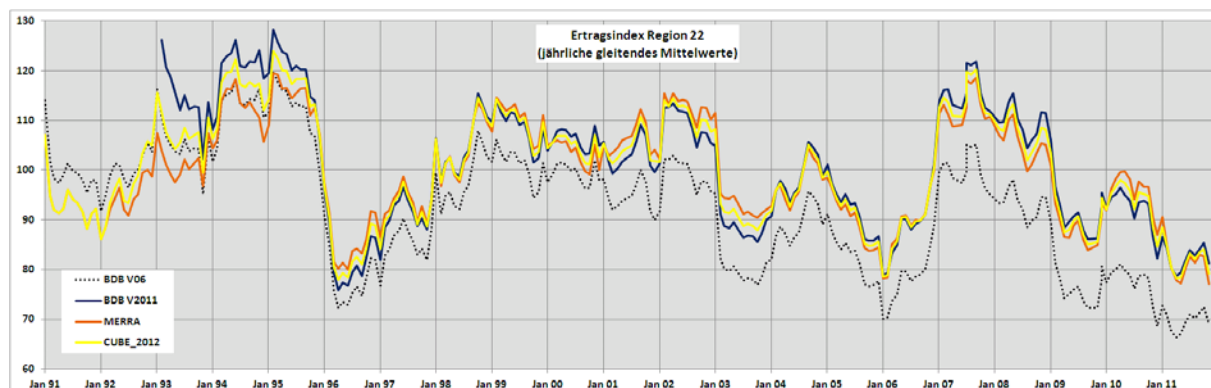
Zwischenzeitlich sind im Rahmen des **Modern Era Retrospective-analysis for Research and Applications (MERRA⁷)** Projekts der NASA qualitativ noch sehr viel hochwertigere Wetteranalysen verfügbar. Die Daten liegen für Deutschland auf einem 50 km Raster für den Zeitraum 1979 bis heute in stündlicher Auflösung vor. Zur Ableitung des CUBE-Ertragsindex werden diese Winddaten mit einer repräsentativen Leistungskennlinie und der jeweils aktuellen Luftdichte in stündliche Ertragswerte umgerechnet. Diese Werte werden monatlich summiert und mit dem Gesamtertrag der Periode 1996-2009 normiert. Der so erhaltene Ertragsindex korreliert mit Werten von deutlich über 95 % sehr gut mit

⁶ www.anemos.de

⁷ <http://gmao.gsfc.nasa.gov/merra>

tatsächlichen Ertragsdaten und ist somit wie der BDB-Index zum Langzeitabgleich von Betriebsdaten geeignet.

Ab Februar 2012 wird von CUBE eine Kombination des BDB-Index V2011 und des MERRA-Index unter der Bezeichnung CUBE_2012 als Wind- und Ertragsindex für die Erstellung von Windgutachten eingesetzt. Der Mittelwert beider Indices wird als wahrscheinlichste Schätzung für den Ertragsindex angesehen, die Resultate der beiden Einzelindizes liefern ein Maß für die Unsicherheit. Bei Vorläuferindex CUBE_2011 (Mittel BDB V06 und anemos-Index) waren die Diskrepanzen teilweise relativ hoch und erreichten insbesondere im Südwesten Deutschlands Werte von bis zu 15 %. Die Abweichungen waren im Wesentlichen durch das fehlerhafte Langzeitniveau und den Abwärtstrend des BDB-Index begründet. Mit der Einführung von CUBE_2012 hat sich die Situation entscheidend verbessert. Die unten stehende Abbildung zeigt beispielhaft für die besonders kritische Region 22, dass der neue BDB Index V2011 und der MERRA-Index einen weitgehend identischen Verlauf aufweisen. Mit den beiden Indizes durchgeführte Langzeiteinordnungen von WEA-Betriebsergebnissen liefern weitgehend ähnliche Resultate und können als wechselseitige Bestätigungen gewertet werden. Die Abweichungen liegen jetzt in der Regel unter 5 %.



Mit dem bisherigen BDB-Index in der Version V06 ergaben sich Überschätzungen von Langzeiterträgen von typischerweise 5-20 %. Bereits mit der Einführung von CUBE_2011 wurde diese Überschätzung weitgehend vermieden, was natürlich mit einer entsprechenden Abwärtskorrektur der Energieerträge verbunden war. Der jetzt durchgeführte Übergang zum Index CUBE_2012 führt zu einer nochmaligen Korrektur, doch liegen die Änderungen in der Regel unter 5 %. Da sich die Unsicherheiten des Langzeitabgleichs jedoch gleichzeitig drastisch reduziert haben, sind bei den in den Gutachten ausgewiesenen p_{90} -Werten noch geringere Korrekturen gegenüber dem Index CUBE_2011 zu erwarten.

Anhang II Standortinformationen

- Tabellarische Übersicht der Vergleichs-WEA
- Tabelle der bei der Parkberechnung berücksichtigten WEA
- Leistungskennlinien
- Akkreditierungsurkunde CUBE Engineering GmbH

Übersicht der Vergleichs-WEA aus der Umgebung von : **Görzhäuser Hof**

Standort	GK-Bessel (PD)		Typ	Naben- höhe	Leistung	Leistungskennlinie	Schubbeiwerte	Datenquelle	Datenumfang		Korrelation mit Langzeitdaten	Langzeitertrag/ Realertrag	Langzeitertrag 1996-2009	Unsicherheit Index	Reproduktionsgüte
	X	Y							von - bis	gültige Monate					
Wehrda	3.481.481	5.635.022	FUHLÄNDER FL MD 77-1.500	85	1500	WT2186/02, LM37.3	WindPRO-Standard	Betreiber vertraulich	03/08-12/11	34	0.982	114%	Vertraulich	±3.3%	$P_{\text{real}}/P_{\text{wep}}$
Burgwald	3.480.231	5.649.303	TACKE TW 600e-600/200	60	600	Fabrikant 9603 1.225 20.00 0.00	WindPRO-Standard	BDB	04/97-07/04	56	0.965	95%	606	±0.4%	97%
Burgwald	3.480.209	5.649.526	TACKE TW 600e-600/200	60	600	Fabrikant 9603 1.225 20.00 0.00	WindPRO-Standard	BDB	02/97-06/04	45	0.959	93%	575	±0.9%	98%
Burgwald	3.479.906	5.649.802	TACKE TW 600e-600/200	60	600	Fabrikant 9603 1.225 20.00 0.00	WindPRO-Standard	BDB	04/97-11/04	71	0.969	100%	612	±0.8%	97%
Burgwald	3.479.766	5.649.933	TACKE TW 600e-600/200	60	600	Fabrikant 9603 1.225 20.00 0.00	WindPRO-Standard	BDB	02/97-08/04	64	0.976	89%	586	±0.5%	98%
Ernsthausen	3.479.500	5.650.558	VESTAS V90-2.0MW-2.000	105	2000	Mode 0 (poweropt) Star/Delta	Herstellerberechnung	Betreiber vertraulich	07/11-01/12	5	0.995	81%	Vertraulich	±0.2%	110%
Bad Endbach	3.464.427	5.628.882	ANBONUS AN 600kW / 44-3-600/120	50	600	Man. 06-2001	Herstellerberechnung	BDB	01/03-09/11	85	0.977	107%	735	±0.8%	103%
Bad Endbach	3.464.309	5.629.065	ANBONUS AN 600kW / 44-3-600/120	50	600	Man. 06-2001	Herstellerberechnung	BDB	01/03-09/11	84	0.970	107%	682	±0.7%	101%

Übersicht der berücksichtigten Park-WEA im Windgutachten: Görzhäuser Hof

	Standort: GK-Bessel		Typ	Nabenhöhe [m]	Leistung [kW]	Leistungskennlinien	Schubbeiwerte
	X	Y					
Neu	481.064	5.630.839	FL 2500-100-2.500	141	2500	Manufacturer 08/05	Herstellerberechnung
Neu	480.574	5.631.419	FL 2500-100-2.500	141	2500	Manufacturer 08/05	Herstellerberechnung
Neu	480.414	5.630.280	FL 2500-100-2.500	141	2500	Manufacturer 08/05	Herstellerberechnung
Neu	481.344	5.631.269	FL 2500-100-2.500	141	2500	Manufacturer 08/05	Herstellerberechnung
Neu	480.884	5.631.249	FL 2500-100-2.500	141	2500	Manufacturer 08/05	Herstellerberechnung

ENERCON E-82/2.3MW E2 2300 82.0 !O!

Datei Q:\2000 - ABT Wind Assessment\WindPRO WTG\WTGs user\ENERCON E-82-2.3MW E2 2300 82.0 !O!.wtg

Firma	ENERCON
Typ/Version	E-82/2.3MW E2
Nennleistung	2.300,0 kW
zweiter Generator	0,0 kW
Rotordurchmesser	82,0 m
Turm	konisch
Netzfrequenz	50/60 Hz
Herkunftsland	DE
Blatt-Typ	E-82
Generatortyp	variabel
Nennndrehzahl	19,5 U/min
Einschaltndrehzahl	6,0 U/min
Nabenhöhe(n)	138,4; 78,3; 108,4; 98,4; 84,6 m
Maximale Blatttiefe	0,00 m
Blatttiefe bei 90% Radius	0,00 m
Aktuell	Ja
Erstellt von	USER
Erzeugt	20.07.2009 15:44
Bearbeitet	20.07.2009 15:44

**Leistungskennlinie:** Hersteller 11/09

Quelle	Hersteller	Datum	Erstellt	Erzeugt von	Bearbeitet	Standardwert(e)	Abschaltwindgeschw.	Luftdichte	Blattwinkel	Leistungsbegrenzung	Ct-Kennlinientyp
						[m/s]	[kg/m3]	[°]			
		25.02.2010 12:49	USER	27.08.2007 15:59	20.02.2012 16:13	Ja	25,0	1,225	0,0	Pitch	Anwenderdefiniert

Vom Hersteller berechnete Leistungskennlinie und ct-Werte nach Dokument "SIAS-001-ct_E82_E2_2.3MW_Vers.3.1ger-ger.doc" vom 25.02.2010 (27.04.10SM)

Anmerkung: Die Kennlinie wurde im November 2009 berechnet, daher Hersteller 11/09

Leistungskennlinie

Windgeschwindigkeit [m/s]	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00	16,00
Nennleistung [kW]	3,00	25,00	82,00	174,00	321,00	532,00	815,00	1.180,00	1.580,00	1.890,00	2.100,00	2.250,00	2.350,00	2.350,00	2.350,00
Ce	0,116	0,286	0,396	0,430	0,459	0,480	0,492	0,500	0,488	0,439	0,376	0,317	0,265	0,215	0,177
Windgeschwindigkeit [m/s]	17,00	18,00	19,00	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00	25,00						
Nennleistung [kW]	2.350,00	2.350,00	2.350,00	2.350,00	2.350,00	2.350,00	2.350,00	2.350,00	2.350,00						
Ce	0,148	0,125	0,106	0,091	0,078	0,068	0,060	0,053	0,046						

Ct-Kennlinie

Windgeschwindigkeit [m/s]	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00	16,00	17,00	18,00	19,00	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00	25,00
Ct	0,78	0,79	0,77	0,78	0,78	0,78	0,77	0,77	0,77	0,77	0,61	0,44	0,34	0,27	0,22	0,18	0,15	0,13	0,11	0,10	0,08	0,07	0,07	0,06

Vergleich mit HP-Kennlinie

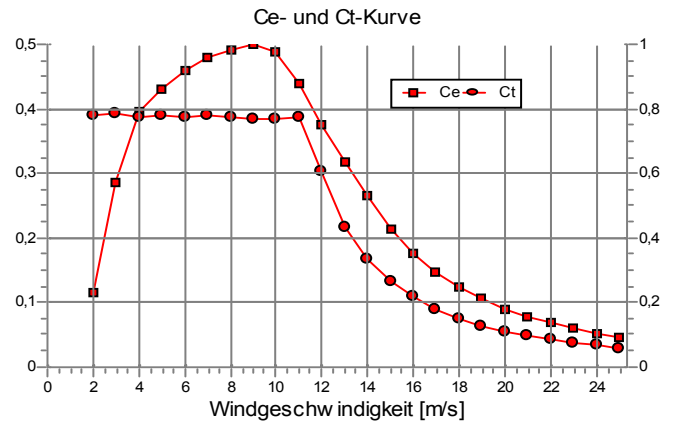
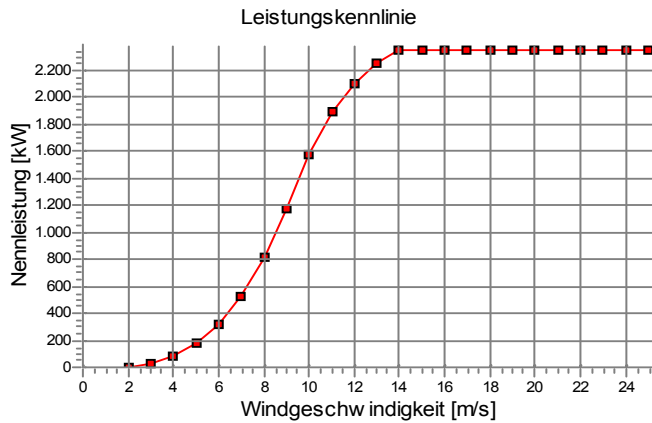
Vmittel [m/s]	5	6	7	8	9	10
HP-Wert [MWh]	2.483	4.146	5.884	7.641	9.126	10.416
Hersteller 11/09 [MWh]	3.010	4.768	6.591	8.311	9.833	11.107
Vergleichswert [%]	-17	-13	-11	-8	-7	-6

Vergleich zwischen Jährlicher Energieproduktion (Annual Energy Production, AEP) mit der angegebenen Leistungskennlinie sowie der entsprechenden HP-Kennlinie (herstellernabhängig, basierend auf Leistungsfaktor kW/m², 1-/2-Generator-System, Stall/Pitch), ohne Wake-Verluste.

Details siehe Projektbericht der Dänischen Energieagentur J.nr. 51171/00-0016 (WindPRO-Handbuch Kapitel 3.5.2) Die Methode wurde erweitert im EMD-Bericht "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", Jan. 2003. Verwenden Sie die Tabelle die angegebenen LK zu plausibilisieren. Liegt der Prüfwerk unter -5% ist die LK eventuell aufgrund von Unsicherheiten bei der Vermessung zu optimistisch.

ENERCON E-82/2.3MW E2 2300 82.0 !O!

Datei Q:\2000 - ABT Wind Assessment\WindPRO WTG\WTGs user\ENERCON E-82-2.3MW E2 2300 82.0 !O!.wtg



FUHLRLÄNDER FL 2500-100 2500 100.0 !#!

Datei Q:\2000 - ABT Wind Assessment\WindPRO WTG\WTGs user\FUHLRLÄNDER FL 2500-100 2500 100.0 !#!.wtg

Firma	FUHLRLÄNDER
Typ/Version	FL 2500-100
Nennleistung	2.500,0 kW
zweiter Generator	0,0 kW
Rotordurchmesser	100,0 m
Turm	Gittermast
Netzfrequenz	50 Hz
Herkunftsland	DE
Blatt-Typ	EU100
Generatortyp	Ein-Generator-System
Nennndrehzahl	17,1 U/min
Einschaltndrehzahl	9,4 U/min
Nabenhöhe(n)	117,0; 141,0; 160,0; 85,0; 100,0 m
Maximale Blatttiefe	0,00 m
Blatttiefe bei 90% Radius	0,00 m
Aktuell	Ja
Erstellt von	USER
Erzeugt	27.04.2009 11:51
Bearbeitet	27.04.2009 11:51

Leistungskennlinie: Manufacturer 08/05

Manufacturer										
Quelle										
Datum	Erstellt	Erzeugt	Bearbeitet	Standardwert(e)	Abschaltwindgeschw.	Luftdichte	Blattwinkel	Leistungsbegrenzung	Ct-Kennlinientyp	
	von				[m/s]	[kg/m3]	[°]			
15.08.2005 00:00	USER	05.03.2004 14:13	12.03.2007 09:24	Ja	25,0	1,225	0,0	Pitch	Standard Pitch	
According to specification 0402-G01-TEDE-304-W2E-006-5-E-dated 15/8-2005 (AG 08.03.07)										

Leistungskennlinie

Windgeschwindigkeit	[m/s]	3,50	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00	16,00	17,00
Nennleistung	[kW]	36,20	71,30	226,80	449,90	742,10	1.133,80	1.641,00	2.162,30	2.477,00	2.500,00	2.500,00	2.500,00	2.500,00	2.500,00	2.500,00
Ce		0,176	0,232	0,377	0,433	0,450	0,460	0,468	0,449	0,387	0,301	0,237	0,189	0,154	0,127	0,106
Windgeschwindigkeit	[m/s]	18,00	19,00	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00	25,00							
Nennleistung	[kW]	2.500,00	2.500,00	2.500,00	2.500,00	2.500,00	2.500,00	2.500,00	2.500,00							
Ce		0,089	0,076	0,065	0,056	0,049	0,043	0,038	0,033							

Ct-Kennlinie

Windgeschwindigkeit	[m/s]	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00	16,00	17,00	18,00	19,00	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00
Ct		0,10	0,10	0,10	0,80	0,82	0,84	0,79	0,72	0,66	0,59	0,53	0,46	0,40	0,33	0,28	0,23	0,20	0,16	0,13	0,12	0,12	0,11	0,11	0,10

Vergleich mit HP-Kennlinie

Vmittel	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP-Wert	[MWh]	3.583	5.660	7.774	9.787	11.444	12.930
Manufacturer 08/05	[MWh]	3.967	6.192	8.352	10.275	11.898	13.202
Vergleichswert	[%]	-10	-9	-7	-5	-4	-2

Vergleich zwischen Jährlicher Energieproduktion (Annual Energy Production, AEP) mit der angegebenen Leistungskennlinie sowie der entsprechenden HP-Kennlinie (herstellerunabhängig, basierend auf Leistungsfaktor kW/m², 1-/2-Generator-System, Stall/Pitch), ohne Wake-Verluste.

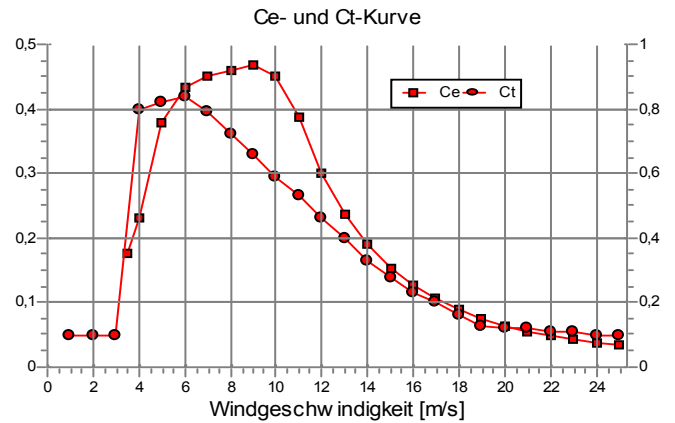
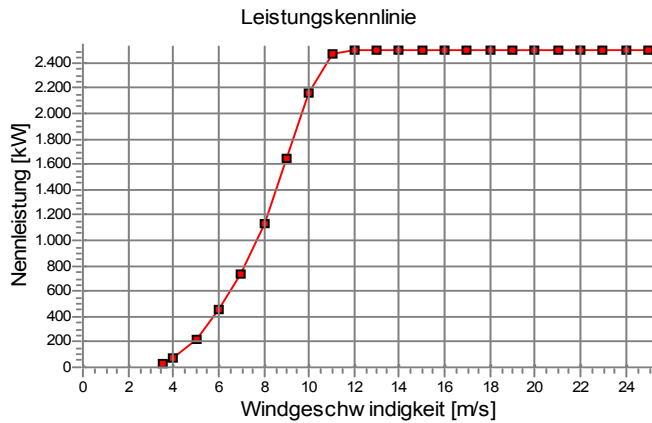
Details siehe Projektbericht der Dänischen Energieagentur J.nr. 51171/00-0016 (WindPRO-Handbuch Kapitel 3.5.2)

Die Methode wurde erweitert im EMD-Bericht "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", Jan. 2003.

Verwenden Sie die Tabelle die angegebenen LK zu plausibilisieren. Liegt der Prüfwert unter -5% ist die LK eventuell aufgrund von Unsicherheiten bei der Vermessung zu optimistisch.

FUHLRLÄNDER FL 2500-100 2500 100.0 !#!

Datei Q:\2000 - ABT Wind Assessment\WindPRO WTG\WTGs user\FUHLRLÄNDER FL 2500-100 2500 100.0 !#!.wtg



VESTAS V90-2.0MW 2000 90.0 !O!

Datei Q:\2000 - ABT Wind Assessment\WindPRO WTG\WTGs user\VESTAS V90-2.0MW 2000 90.0 !O!.wtg

Firma VESTAS
 Typ/Version V90-2.0MW
 Nennleistung 2.000,0 kW
 zweiter Generator 0,0 kW
 Rotordurchmesser 90,0 m
 Turm konisch
 Netzfrequenz 50 Hz

Herkunftsland DK
 Blatt-Typ VESTAS 44
 Generatortyp variabel
 Nenndrehzahl 14,9 U/min
 Einschaltzahl 8,8 U/min
 Nabenhöhe(n) 105,0; 80,0; 95,0; 125,0 m
 Maximale Blatttiefe 0,00 m
 Blatttiefe bei 90% Radius 0,00 m
 Aktuell Ja
 Erstellt von USER
 Erzeugt 01.11.2007 10:18
 Bearbeitet 01.11.2007 10:18

Leistungskennlinie: Mode 0 (poweropt) Star/Delta

Quelle Vestas

Datum	Erstellt von	Erzeugt von	Bearbeitet	Standardwert(e)	Abschaltwindgeschw.	Luftdichte	Blattwinkel	Leistungsbegrenzung	Ct-Kennlinientyp
29.08.2008 00:00	USER	20.06.2001 11:25	18.05.2009 10:27	Nein	[m/s] 23,0	[kg/m3] 1,225	[°] 0,0	Pitch	Anwenderdefiniert

gemäß Vestasspezifikation vom 29.08.2008 laut Dokument C090-PCV-000-XX-01-EN-R01 (SM 18.05.09).
 Abschaltgeschwindigkeit bei 95m NH bei 21 m/s, bei 105 m NH 23 m/s.

Leistungskennlinie

Windgeschwindigkeit [m/s]	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00	16,00	17,00	18,00
Nennleistung [kW]	88,00	205,00	371,00	601,00	901,00	1.243,00	1.591,00	1.876,00	1.979,00	1.999,00	2.000,00	2.000,00	2.000,00	2.000,00	2.000,00
Ce	0,353	0,421	0,441	0,450	0,452	0,438	0,408	0,362	0,294	0,234	0,187	0,152	0,125	0,104	0,088

Windgeschwindigkeit [m/s]	19,00	20,00	21,00	22,00	23,00
Nennleistung [kW]	2.000,00	2.000,00	2.000,00	2.000,00	2.000,00
Ce	0,075	0,064	0,055	0,048	0,042

Ct-Kennlinie

Windgeschwindigkeit [m/s]	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00	16,00	17,00	18,00	19,00	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00	25,00
Ct	0,86	0,84	0,84	0,84	0,82	0,76	0,68	0,55	0,41	0,31	0,24	0,19	0,16	0,13	0,11	0,10	0,08	0,07	0,06	0,06	0,05	0,05

Vergleich mit HP-Kennlinie

Vmittel [m/s]	5	6	7	8	9	10
HP-Wert [MWh]	2.899	4.570	6.270	7.885	9.212	10.403

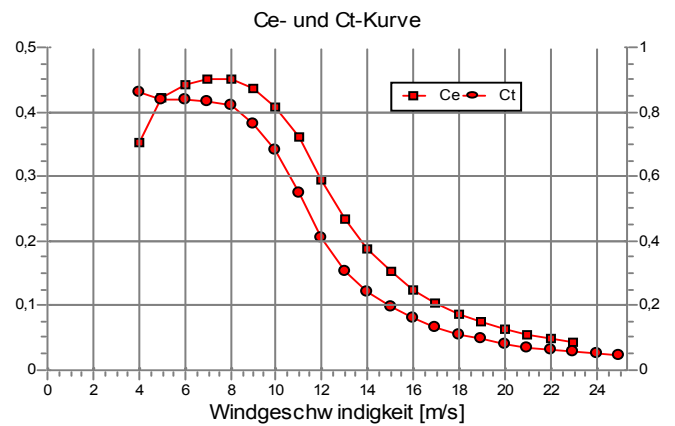
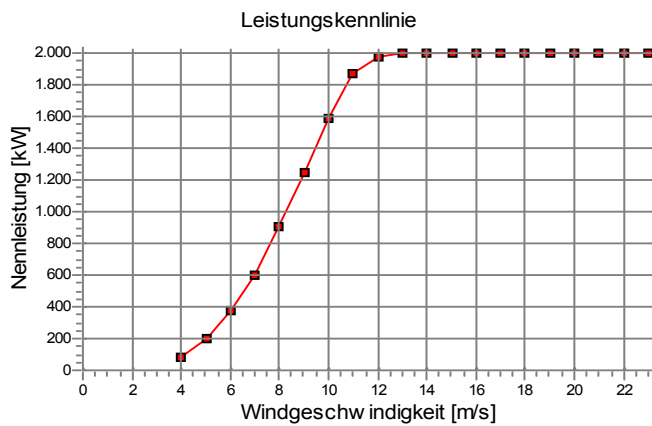
Mode 0 (poweropt) Star/Delta [MWh]	3.181	4.889	6.560	8.056	9.309	10.287
Vergleichswert [%]	-9	-7	-4	-2	-1	1

Vergleich zwischen Jährlicher Energieproduktion (Annual Energy Production, AEP) mit der angegebenen Leistungskennlinie sowie der entsprechenden HP-Kennlinie (herstellerunabhängig, basierend auf Leistungsfaktor kW/m², 1-/2-Generator-System, Stall/Pitch), ohne Wake-Verluste.

Details siehe Projektbericht der Dänischen Energieagentur J.nr. 51171/00-0016 (WindPRO-Handbuch Kapitel 3.5.2).
 Die Methode wurde erweitert im EMD-Bericht "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", Jan. 2003.
 Verwenden Sie die Tabelle die angegebenen LK zu plausibilisieren. Liegt der Prüfwert unter -5% ist die LK eventuell aufgrund von Unsicherheiten bei der Vermessung zu optimistisch.

VESTAS V90-2.0MW 2000 90.0 !O!

Datei Q:\2000 - ABT Wind Assessment\WindPRO WTG\WTGs user\VESTAS V90-2.0MW 2000 90.0 !O!.wtg





Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH

Beliehene gemäß § 8 Absatz 1 AkkStelleG i.V.m. § 1 Absatz 1 AkkStelleGBV
Unterzeichnerin der Multilateralen Abkommen
von EA, ILAC und IAF zur gegenseitigen Anerkennung

Akkreditierung



Die Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH bestätigt hiermit, dass das Prüflaboratorium

CUBE Engineering GmbH
Breitscheidstraße 6, 34119 Kassel

die Kompetenz nach DIN EN ISO/IEC 17025:2005 besitzt, Prüfungen in folgenden Bereichen durchzuführen:

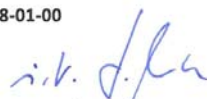
Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen von Windenergieanlagen einschließlich Prüfung windklimatologischer Eingangsdaten auf der Basis anerkannter Prüf- und Bestimmungsverfahren gem. der Technischen Richtlinie für Windenergieanlagen der Fördergesellschaft Windenergie e.V. (FGW), Teil 6 mit wahlweise anschließender Führung eines 60 % Referenzertrag-Nachweises auf Basis der Technischen Richtlinie für Windenergieanlagen der Fördergesellschaft Windenergie e.V. (FGW), Teil 6 und Teil 5;
Durchführung und Auswertung von Windmessungen zur Bestimmung des Windpotenzials;
Erstellung von Schallimmissionsprognosen für Windenergieanlagen;
Erstellung von Schattenwurfprognosen für Windenergieanlagen;
Erstellung von Gutachten zur natürlichen Umgebungsturbulenz von Windenergieanlagenstandorten auf der Grundlage der Berechnung von Turbulenzintensitäten

Die Akkreditierungsurkunde gilt nur in Verbindung mit dem Bescheid vom 10.11.2010 mit der Akkreditierungsnummer D-PL-11038-01 und ist gültig bis 09.11.2015. Sie besteht aus diesem Deckblatt, der Rückseite des Deckblatts und der folgenden Anlage mit insgesamt 4 Seiten.

Registrierungsnummer der Urkunde: **D-PL-11038-01-00**

Berlin, 10.11.2010

Siehe Hinweise auf der Rückseite


Dr. Heike Manke
Abteilungsleiterin

Anhang III WindPRO-Berechnungsergebnisse (WASP-INTERFACE)

- Hauptergebnis
- Produktionsanalysen
- Leistungskennlinienanalysen
- Analyse der Windverhältnisse
- Windprofil
- Karte

Projekt:

10-1-2165a Görzhäuser Hof

Magistrat der Stadt Marburg

Markt 1

D - 35037 Marburg

Beschreibung:

Winpotentialstudie Görzhäuser Hof
in der Stadt Marburg, Landkreis
Marburg-Biedenkopf, Hessen.Berechnungsergebnisse bezogen auf den
Langzeitraum 1996 - 2009, abgeglichen mit Hilfe
des von CUBE erarbeiteten Langzeitindex
CUBE_2012.

Ausdruck/Seite

07.03.2012 16:39 / 1

Lizenzierter Anwender:

CUBE Engineering

Breitscheidstraße 6

DE-34119 Kassel

+49 (0) 561 28 85 73 0

Oliver Grüning / o.gruning@cube-engineering.com

Berechnet:

29.02.2012 14:42/2.7.490

WASP interface - Hauptergebnis**Berechnung: Windgutachten Görzhäuser Hof****Name** RP 'Windgutachten'**Standortkoordinaten**

UTM WGS 84 Zone: 32 Ost: 481.089 Nord: 5.630.892

Luftdichte-Berechn.modus

Individuell für jede WEA

Ergebnis für WEA in Nabenhöhe 1,185 kg/m³ bis 1,187 kg/m³

Luftdichte relativ zu Standard 96,9 %

Nabenhöhe über NN 470,6 m bis 486,6 m**Mittl. Jahrestemp (Nabenhöhe)** 7,7 °C bis 7,8 °C**Druck an WEA** 955,3 hPa bis 957,2 hPa

Die Berechnung basiert auf RP 'Windgutachten' unter Verwendung von WASP (WASP 10 for Windows RVEA0151 1, 5, 5, 0) zur Konvertierung der Windstatistik und der Terrainklassifikation in eine Standortspezifische Windgeschwindigkeits-Verteilung. Bei Verwendung der ausgewählten Leistungskennlinie wird die jährlich zu erwartende Energieproduktion berechnet.

Winddaten

Windstatistiken	Abstand [km]	Wichtung [%]
v80m-140_51_88.lib	2	54
v80m-140_52_88.lib	3	46

WASP-Version WASP 10 for Windows RVEA0151 1, 5, 5, 0



Standortdaten

Maßstab 1:25.000

Berechnungsergebnisse

Referenzwerte für eine Höhe von 140,0 m über Grund

Bruttowindenergie: 1.666 kWh/m²; Mittlere Windgeschw.: 5,6 m/s; Äquivalente Rauigkeit: 1,8

Berechnete jährliche Energieproduktion

WEA-Typ		Generatortyp	Nennleistung [kW]	Rotor- durchmesser [m]	Nabenhöhe [m]	Leistungskennlinie		AEP Ergebnis [MWh]	p90-Wert -15,5% [MWh]	Mittlere Windgeschw. [m/s]	Kapazitäts- faktor [%]
Aktuell	Hersteller					Quelle	Name				
Ja	ENERCON	E-82/2.3MW E2-2.300	2.300	82,0	138,4	USER	Hersteller 11/09	3.819,7	3.228	5,58	18,9
Ja	FUHLRLÄNDER	FL 2500-100-2.500	2.500	100,0	141,0	USER	Manufacturer 08/05	5.087,6	4.299	5,60	23,2
Ja	VESTAS	V90-2.0MW-2.000	2.000	90,0	125,0	USER	Mode 0 (poweropt) Star/Delta	3.749,5	3.168	5,44	21,4

Projekt:

10-1-2165a Görszhäuser Hof

Beschreibung:

Winpotentialstudie Görszhäuser Hof
in der Stadt Marburg, Landkreis
Marburg-Biedenkopf, Hessen.

Ausdruck/Seite

07.03.2012 16:39 / 2

Lizenzierter Anwender:

CUBE Engineering

Breitscheidstraße 6

DE-34119 Kassel

+49 (0) 561 28 85 73 0

Oliver Grüning / o.gruning@cube-engineering.com

Berechnet:

29.02.2012 14:42/2.7.490

Magistrat der Stadt Marburg

Markt 1

D - 35037 Marburg

Berechnungsergebnisse bezogen auf den
Langzeitraum 1996 - 2009, abgeglichen mit Hilfe
des von CUBE erarbeiteten Langzeitindex
CUBE_2012.

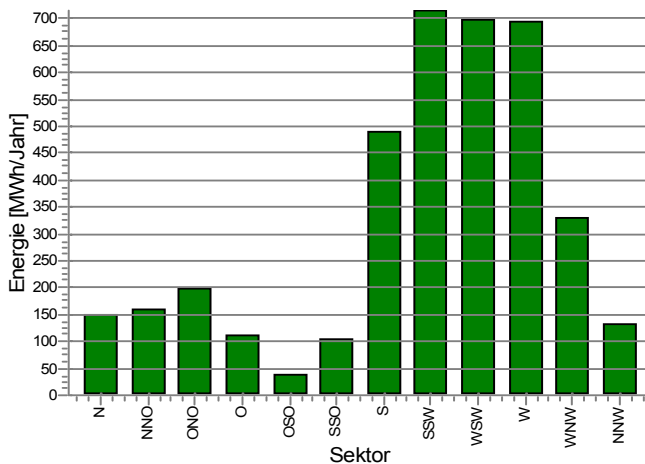
WASP interface - Produktionsanalyse

Berechnung: Windgutachten Görszhäuser HofWEA: ENERCON E-82/2.3MW E2 2300 82.0 !OI!, Nabenhöhe: 138,4 m, Luftdichte: 1,185 kg/m³

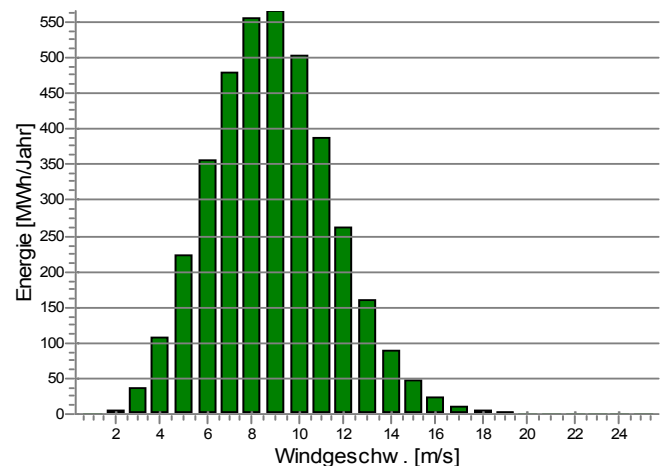
Windrichtungsabhängige Analyse

Sektor		0 N	1 NNO	2 ONO	3 O	4 OSO	5 SSO	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Gesamt
Rauigkeitsabhängige Energie	[MWh]	120,5	120,5	133,8	67,3	22,3	70,2	404,8	575,3	523,6	499,8	241,1	100,1	2.879,3
+Zunahme/Abnahme durch Hügel	[MWh]	28,0	38,3	65,6	43,2	15,3	33,7	83,8	140,2	175,6	193,7	89,4	33,5	940,4
Resultierende Energie	[MWh]	148,6	158,9	199,4	110,5	37,5	103,9	488,6	715,5	699,2	693,5	330,4	133,6	3.819,7
Spezifische Energie	[kWh/m²]													723
Spezifische Energie	[kWh/kW]													1.661
Zunahme/Abnahme durch Hügel	[%]	23,2	31,8	49,1	64,2	68,7	47,9	20,7	24,4	33,5	38,8	37,1	33,5	32,66
Windrichtungsabhängige Verteilung	[%]	3,9	4,2	5,2	2,9	1,0	2,7	12,8	18,7	18,3	18,2	8,7	3,5	100,0
Ausnutzungsgrad	[%]	46,3	46,7	46,7	46,4	45,3	46,1	45,7	44,6	42,5	40,0	44,0	46,7	43,8
Betriebsdauer je Sektor	[Stunden/Jahr]	469	633	809	537	288	445	1.130	1.255	1.013	941	620	433	8.573
Äquivalente Vollaststunden	[Stunden/Jahr]	65	69	87	48	16	45	212	311	304	302	144	58	1.661
A-Parameter	[m/s]	5,6	5,2	5,2	4,9	4,1	4,9	6,3	7,1	7,7	7,9	6,8	5,6	6,3
Mittlere Windgeschw.	[m/s]	4,9	4,6	4,6	4,3	3,6	4,3	5,6	6,3	6,8	7,0	6,1	5,0	5,6
k-Parameter		2,17	2,23	2,23	2,24	1,97	1,96	2,29	2,45	2,45	2,28	2,26	2,29	2,08
Häufigkeit	[%]	5,5	7,4	9,4	6,3	3,4	5,2	13,2	14,6	11,8	11,0	7,2	5,1	100,0
Leistungsdichte	[W/m²]													189

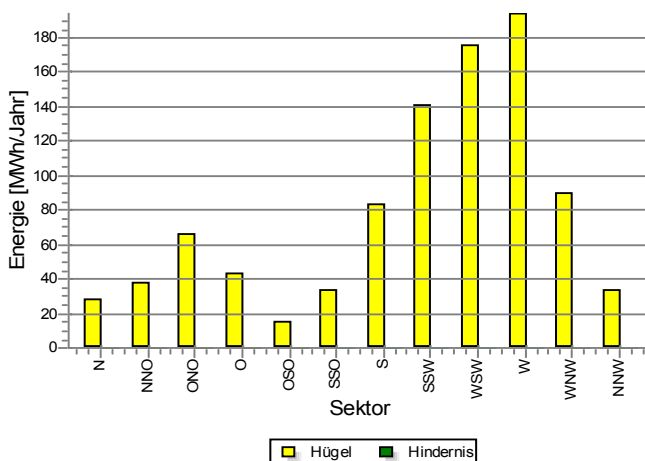
Sektorielle Energieproduktion



Energieproduktionsverteilung



Einfluß von Hügeln/Hindernissen pro Sektor



Projekt:

10-1-2165a Görszhäuser Hof

Beschreibung:

Winpotentialstudie Görszhäuser Hof
in der Stadt Marburg, Landkreis
Marburg-Biedenkopf, Hessen.

Ausdruck/Seite

07.03.2012 16:39 / 3

Lizenzierter Anwender:

CUBE Engineering

Breitscheidstraße 6

DE-34119 Kassel

+49 (0) 561 28 85 73 0

Oliver Grüning / o.gruning@cube-engineering.com

Berechnet:

29.02.2012 14:42/2.7.490

Magistrat der Stadt Marburg

Markt 1

D - 35037 Marburg

Berechnungsergebnisse bezogen auf den
Langzeitraum 1996 - 2009, abgeglichen mit Hilfe
des von CUBE erarbeiteten Langzeitindex
CUBE_2012.

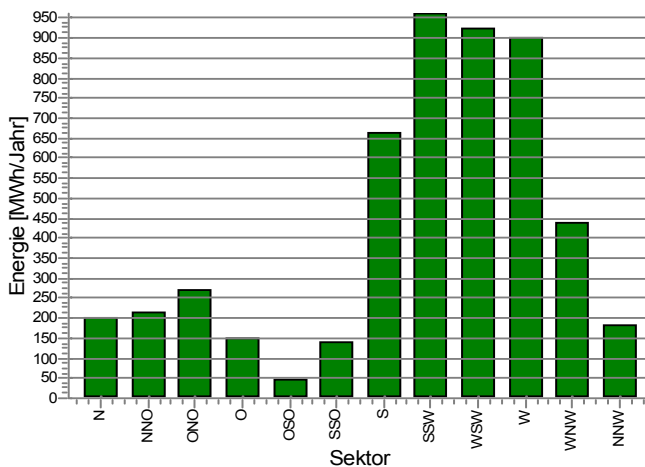
WASP interface - Produktionsanalyse

Berechnung: Windgutachten Görszhäuser Hof WEA: FUHLRLÄNDER FL 2500-100 2500 100.0 !#/, Nabenhöhe: 141,0 m, Luftdichte: 1,185 kg/m³

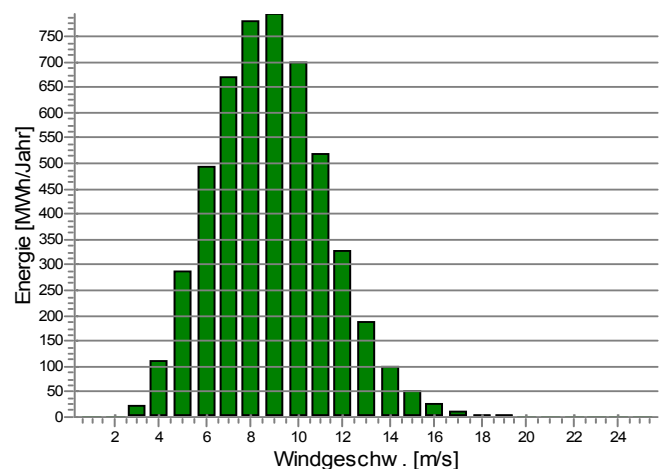
Windrichtungsabhängige Analyse

Sektor		0 N	1 NNO	2 ONO	3 O	4 OSO	5 SSO	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Gesamt
Rauigkeitsabhängige Energie	[MWh]	162,5	160,5	176,6	86,6	27,0	92,2	551,1	781,6	706,0	668,7	326,3	134,6	3.873,6
+Zunahme/Abnahme durch Hügel	[MWh]	38,2	53,4	91,7	61,0	21,4	46,3	111,1	179,7	217,2	233,2	114,6	46,2	1.213,9
Resultierende Energie	[MWh]	200,7	213,9	268,3	147,6	48,4	138,5	662,2	961,3	923,2	901,9	440,8	180,7	5.087,6
Spezifische Energie	[kWh/m²]													648
Spezifische Energie	[kWh/kW]													2.035
Zunahme/Abnahme durch Hügel	[%]	23,5	33,3	51,9	70,4	79,1	50,3	20,2	23,0	30,8	34,9	35,1	34,3	31,34
Windrichtungsabhängige Verteilung	[%]	3,9	4,2	5,3	2,9	1,0	2,7	13,0	18,9	18,1	17,7	8,7	3,6	100,0
Ausnutzungsgrad	[%]	41,4	41,5	41,5	41,0	38,6	40,7	40,8	39,8	37,5	34,6	39,0	41,9	38,7
Betriebsdauer je Sektor	[Stunden/Jahr]	415	561	715	474	255	393	1.000	1.110	895	831	548	383	7.582
Äquivalente Volllaststunden	[Stunden/Jahr]	80	86	107	59	19	55	265	385	369	361	176	72	2.035
A-Parameter	[m/s]	5,6	5,2	5,2	4,9	4,1	4,9	6,4	7,1	7,7	7,9	6,9	5,6	6,3
Mittlere Windgeschw.	[m/s]	5,0	4,6	4,6	4,3	3,6	4,3	5,6	6,3	6,8	7,0	6,1	5,0	5,6
k-Parameter		2,17	2,23	2,24	2,24	1,97	1,95	2,28	2,45	2,45	2,27	2,26	2,29	2,08
Häufigkeit	[%]	5,5	7,4	9,4	6,3	3,4	5,2	13,2	14,6	11,8	11,0	7,2	5,1	100,0
Leistungsdichte	[W/m²]													191

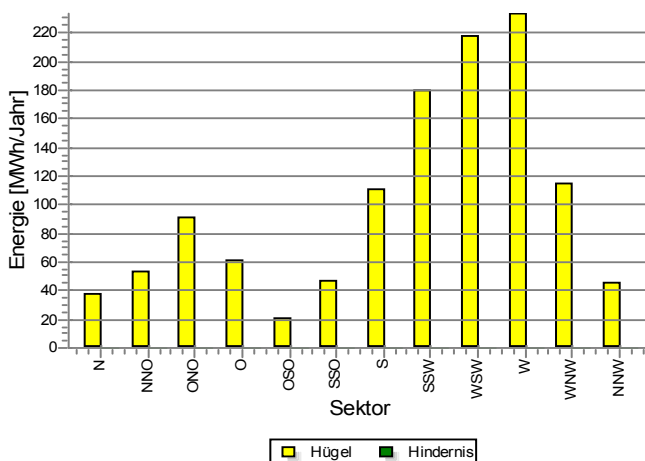
Sektorielle Energieproduktion



Energieproduktionsverteilung



Einfluß von Hügeln/Hindernissen pro Sektor



Projekt:

10-1-2165a Görszhäuser Hof

Beschreibung:

Winpotentialstudie Görszhäuser Hof
in der Stadt Marburg, Landkreis
Marburg-Biedenkopf, Hessen.

Ausdruck/Seite

07.03.2012 16:39 / 4

Lizenzierter Anwender:

CUBE Engineering

Breitscheidstraße 6

DE-34119 Kassel

+49 (0) 561 28 85 73 0

Oliver Grüning / o.gruning@cube-engineering.com

Berechnet:

29.02.2012 14:42/2.7.490

Magistrat der Stadt Marburg

Markt 1

D - 35037 Marburg

Berechnungsergebnisse bezogen auf den
Langzeitraum 1996 - 2009, abgeglichen mit Hilfe
des von CUBE erarbeiteten Langzeitindex
CUBE_2012.

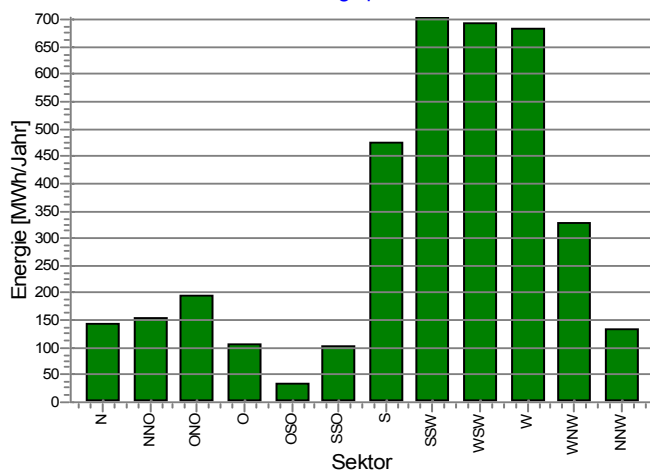
WASP interface - Produktionsanalyse

Berechnung: Windgutachten Görszhäuser Hof WEA: VESTAS V90-2.0MW 2000 90.0 !O!, Nabenhöhe: 125,0 m, Luftdichte: 1,187 kg/m³

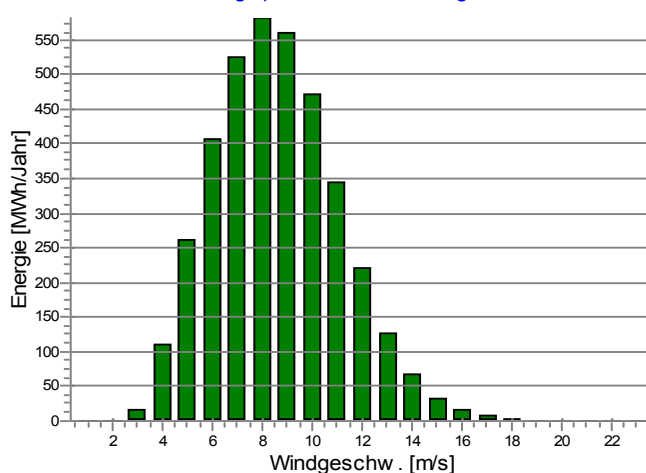
Windrichtungsabhängige Analyse

Sektor		0 N	1 NNO	2 ONO	3 O	4 OSO	5 SSO	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Gesamt
Rauigkeitsabhängige Energie	[MWh]	114,0	112,6	123,7	60,4	18,7	66,5	390,8	563,9	518,0	489,7	236,5	96,9	2.791,8
+Zunahme/Abnahme durch Hügel	[MWh]	28,2	40,1	70,0	46,9	16,7	35,6	83,1	140,1	176,7	194,3	91,3	34,9	957,8
Resultierende Energie	[MWh]	142,2	152,7	193,8	107,3	35,4	102,2	473,8	703,9	694,6	684,0	327,8	131,8	3.749,5
Spezifische Energie	[kWh/m²]													589
Spezifische Energie	[kWh/kW]													1.875
Zunahme/Abnahme durch Hügel	[%]	24,7	35,6	56,6	77,6	89,2	53,6	21,3	24,8	34,1	39,7	38,6	36,1	34,31
Windrichtungsabhängige Verteilung	[%]	3,8	4,1	5,2	2,9	0,9	2,7	12,6	18,8	18,5	18,2	8,7	3,5	100,0
Ausnutzungsgrad	[%]	41,2	41,5	41,4	41,1	38,9	40,7	40,5	39,0	36,7	34,2	38,6	41,6	38,2
Betriebsdauer je Sektor	[Stunden/Jahr]	379	514	660	441	236	363	914	1.018	830	771	506	351	6.983
Äquivalente Vollaststunden	[Stunden/Jahr]	71	76	97	54	18	51	237	352	347	342	164	66	1.875
A-Parameter	[m/s]	5,4	5,0	5,0	4,7	3,9	4,8	6,1	6,9	7,5	7,8	6,7	5,5	6,1
Mittlere Windgeschw.	[m/s]	4,8	4,4	4,4	4,2	3,5	4,2	5,4	6,1	6,7	6,9	5,9	4,8	5,4
k-Parameter		2,17	2,24	2,22	2,22	1,96	1,97	2,29	2,43	2,44	2,29	2,28	2,29	2,07
Häufigkeit	[%]	5,4	7,4	9,4	6,3	3,4	5,2	13,1	14,6	11,9	11,0	7,2	5,0	100,0
Leistungsdichte	[W/m²]													176

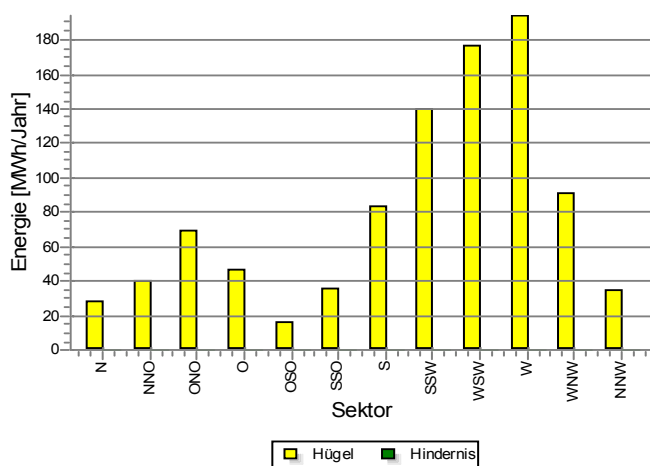
Sektorielle Energieproduktion



Energieproduktionsverteilung



Einfluß von Hügeln/Hindernissen pro Sektor



Projekt:

10-1-2165a Görzhäuser Hof

Beschreibung:

Winpotentialstudie Görzhäuser Hof
in der Stadt Marburg, Landkreis
Marburg-Biedenkopf, Hessen.

Magistrat der Stadt Marburg

Markt 1

D - 35037 Marburg

Berechnungsergebnisse bezogen auf den
Langzeitraum 1996 - 2009, abgeglichen mit Hilfe
des von CUBE erarbeiteten Langzeitindex
CUBE_2012.

Ausdruck/Seite

07.03.2012 16:39 / 5

Lizenzierter Anwender:

CUBE Engineering

Breitscheidstraße 6

DE-34119 Kassel

+49 (0) 561 28 85 73 0

Oliver Grüning / o.gruning@cube-engineering.com

Berechnet:

29.02.2012 14:42/2.7.490

WASP interface - Leistungskennlinien-Analyse**Berechnung:** Windgutachten Görzhäuser Hof **WEA:** ENERCON E-82/2.3MW E2 2300 82.0 !O! Hersteller 11/09, Nabenhöhe: 138,4 m**Name:** Hersteller 11/09**Quelle:** Hersteller

Quelle/Datum Erzeugt von Erzeugt Bearbeitet Abschaltwindgeschwindigkeit Leistungsbegrenzung Ct-Kennlinientyp

25.02.2010 USER 27.08.2007 20.02.2012 [m/s] 25,0 Pitch Benutzerdefiniert

Vom Hersteller berechnete Leistungskennlinie und ct-Werte nach Dokument "SIAS-001-ct_E82_E2_2.3MW_Vers.3.1ger-ger.doc" vom 25.02.2010 (27.04.10SM)

Anmerkung: Die Kennlinie wurde im November 2009 berechnet, daher Hersteller 11/09

HP-Kurven-Vergleich - Anmerkung: Für Standard-Luftdichte und Weibull-k-Parameter = 2

Vmittel	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP-Wert	[MWh]	2.483	4.146	5.884	7.641	9.126	10.416
ENERCON E-82/2.3MW E2 2300 82.0 !O! Hersteller 11/09	[MWh]	3.010	4.768	6.591	8.311	9.833	11.107
Prüfwert	[%]	-17	-13	-11	-8	-7	-6

Vergleich zwischen den Erträgen, die mit den angegebenen Leistungskurven sowie den HP-Kennlinien (Vereinfachte, Herstellerunabhängige LK auf Basis der Parameter "kW Leistung/m² Rotorkreisfläche", "Ein- oder Zwei-Generator-System" und "Stall oder Pitch") berechnet wurden (ohne Parkeffekt).

Für weitere Details siehe Dänische Energieagentur, Projektbericht J.nr. 51171/00-0016 (siehe auch WindPRO-Handbuch Kapitel 3.5.2)

Die Methode wurde im EMD-Bericht "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", Jan. 2003, verfeinert. Verwenden Sie die Tabelle, um abzuschätzen, ob die angegebenen LK einleuchtend sind. Liegt der Prüfwert unter -5%, ist die LK eventuell aufgrund von Unsicherheiten bei der Vermessung zu optimistisch.

Leistungskennlinie

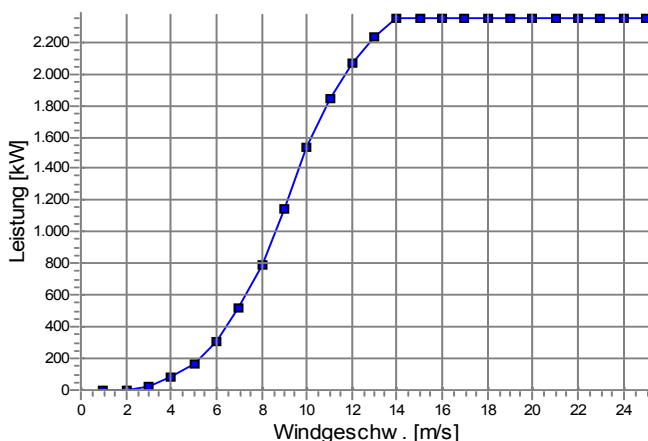
Originaldaten aus WEA-Katalog, Luftdichte: 1,225 kg/m³

Windgeschw. Leistung Ce Windgeschw. Ct-Kurve

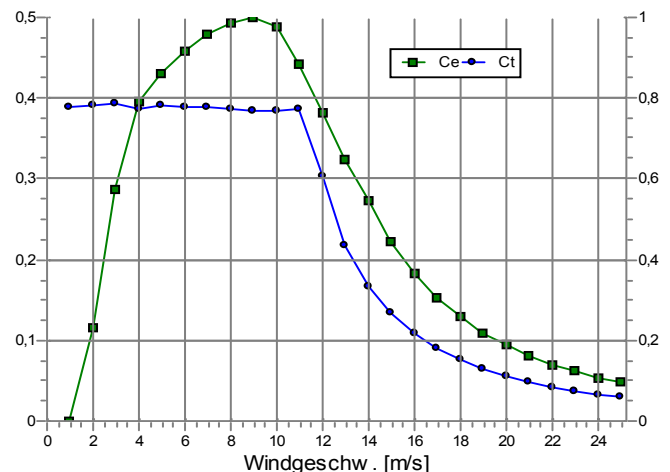
[m/s]	[kW]	[m/s]	
2,0	3,0 0,12	2,0	0,78
3,0	25,0 0,29	3,0	0,79
4,0	82,0 0,40	4,0	0,77
5,0	174,0 0,43	5,0	0,78
6,0	321,0 0,46	6,0	0,78
7,0	532,0 0,48	7,0	0,78
8,0	815,0 0,49	8,0	0,77
9,0	1.180,0 0,50	9,0	0,77
10,0	1.580,0 0,49	10,0	0,77
11,0	1.890,0 0,44	11,0	0,77
12,0	2.100,0 0,38	12,0	0,61
13,0	2.250,0 0,32	13,0	0,44
14,0	2.350,0 0,26	14,0	0,34
15,0	2.350,0 0,22	15,0	0,27
16,0	2.350,0 0,18	16,0	0,22
17,0	2.350,0 0,15	17,0	0,18
18,0	2.350,0 0,12	18,0	0,15
19,0	2.350,0 0,11	19,0	0,13
20,0	2.350,0 0,09	20,0	0,11
21,0	2.350,0 0,08	21,0	0,10
22,0	2.350,0 0,07	22,0	0,08
23,0	2.350,0 0,06	23,0	0,07
24,0	2.350,0 0,05	24,0	0,07

Leistung, Effizienz und Energie vs. Windgeschw.Daten in der Berechnung verwendet, Luftdichte: 1,185 kg/m³ Alte
WindPRO-Methode (Erfahrungsbasierte "Best fit" Anpassung)

Windgeschw.	Leistung	Ce	Intervall	Energie	Akkum. Energie	Relativ
[m/s]	[kW]		[m/s]	[MWh]	[MWh]	[%]
1,0	0,0 0,00	0,50-1,50	0,0	0,0	0,0	0,0
2,0	2,9 0,12	1,50-2,50	6,3	6,3	0,2	
3,0	24,2 0,29	2,50-3,50	36,7	43,0	1,1	
4,0	79,3 0,40	3,50-4,50	108,7	151,7	4,0	
5,0	168,3 0,43	4,50-5,50	222,0	373,7	9,8	
6,0	310,5 0,46	5,50-6,50	356,8	730,5	19,1	
7,0	514,7 0,48	6,50-7,50	479,1	1.209,6	31,7	
8,0	788,4 0,49	7,50-8,50	555,8	1.765,4	46,2	
9,0	1.141,6 0,50	8,50-9,50	565,9	2.331,3	61,0	
10,0	1.530,4 0,49	9,50-10,50	502,3	2.833,6	74,2	
11,0	1.845,5 0,44	10,50-11,50	386,5	3.220,2	84,3	
12,0	2.067,1 0,38	11,50-12,50	262,0	3.482,2	91,2	
13,0	2.232,4 0,32	12,50-13,50	160,8	3.643,0	95,4	
14,0	2.350,0 0,27	13,50-14,50	90,3	3.733,3	97,7	
15,0	2.350,0 0,22	14,50-15,50	46,5	3.779,8	99,0	
16,0	2.350,0 0,18	15,50-16,50	22,3	3.802,1	99,5	
17,0	2.350,0 0,15	16,50-17,50	10,2	3.812,3	99,8	
18,0	2.350,0 0,13	17,50-18,50	4,4	3.816,7	99,9	
19,0	2.350,0 0,11	18,50-19,50	1,8	3.818,5	100,0	
20,0	2.350,0 0,09	19,50-20,50	0,7	3.819,3	100,0	
21,0	2.350,0 0,08	20,50-21,50	0,3	3.819,5	100,0	
22,0	2.350,0 0,07	21,50-22,50	0,1	3.819,6	100,0	
23,0	2.350,0 0,06	22,50-23,50	0,0	3.819,7	100,0	
24,0	2.350,0 0,05	23,50-24,50	0,0	3.819,7	100,0	
25,0	2.350,0 0,05	24,50-25,50	0,0	3.819,7	100,0	

Leistungskennlinie
Daten in der Berechnung verwendet

Ce- und Ct-Kennlinie



Projekt:

10-1-2165a Görszhäuser Hof

Beschreibung:

Winpotentialstudie Görszhäuser Hof
in der Stadt Marburg, Landkreis
Marburg-Biedenkopf, Hessen.

Magistrat der Stadt Marburg

Markt 1

D - 35037 Marburg

Berechnungsergebnisse bezogen auf den
Langzeitraum 1996 - 2009, abgeglichen mit Hilfe
des von CUBE erarbeiteten Langzeitindex
CUBE_2012.

Ausdruck/Seite

07.03.2012 16:39 / 6

Lizenzierter Anwender:

CUBE Engineering

Breitscheidstraße 6

DE-34119 Kassel

+49 (0) 561 28 85 73 0

Oliver Grüning / o.gruning@cube-engineering.com

Berechnet:

29.02.2012 14:42/2.7.490

WASP interface - Leistungskennlinien-Analyse

Berechnung: Windgutachten Görszhäuser Hof WEA: FUHLÄNDER FL 2500-100 2500 100.0 #! Manufacturer 08/05, Nabenhöhe: 141,0 m

Name: Manufacturer 08/05

Quelle: Manufacturer

Quelle/Datum	Erzeugt von	Erzeugt	Bearbeitet	Abschaltwindgeschwindigkeit [m/s]	Leistungsbegrenzung	Ct-Kennlinientyp
15.08.2005	USER	05.03.2004	12.03.2007	25,0	Pitch	Standard-pitch

According to specification 0402-G01-TEDE-304-W2E-006-5-E-
dated 15/8-2005 (AG 08.03.07)

HP-Kurven-Vergleich - Anmerkung: Für Standard-Luftdichte und Weibull-k-Parameter = 2

Vmittel	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP-Wert	[MWh]	3.583	5.660	7.774	9.787	11.444	12.930
FUHLÄNDER FL 2500-100 2500 100.0 #! Manufacturer 08/05	[MWh]	3.967	6.192	8.352	10.275	11.898	13.202
Prüfwert	[%]	-10	-9	-7	-5	-4	-2

Vergleich zwischen den Erträgen, die mit den angegebenen Leistungskurven sowie den HP-Kennlinien (Vereinfachte, Herstellerunabhängige LK auf Basis der Parameter "kW Leistung/m² Rotorkreisfläche", "Ein- oder Zwei-Generator-System" und "Stall oder Pitch") berechnet wurden (ohne Parkeffekt).

Für weitere Details siehe Dänische Energieagentur, Projektbericht J.nr. 51171/00-0016 (siehe auch WindPRO-Handbuch Kapitel 3.5.2)

Die Methode wurde im EMD-Bericht "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", Jan. 2003, verfeinert. Verwenden Sie die Tabelle, um abzuschätzen, ob die angegebenen LK einleuchtend sind. Liegt der Prüfwert unter -5%, ist die LK eventuell aufgrund von Unsicherheiten bei der Vermessung zu optimistisch.

Leistungskennlinie

Originaldaten aus WEA-Katalog, Luftdichte: 1,225 kg/m³

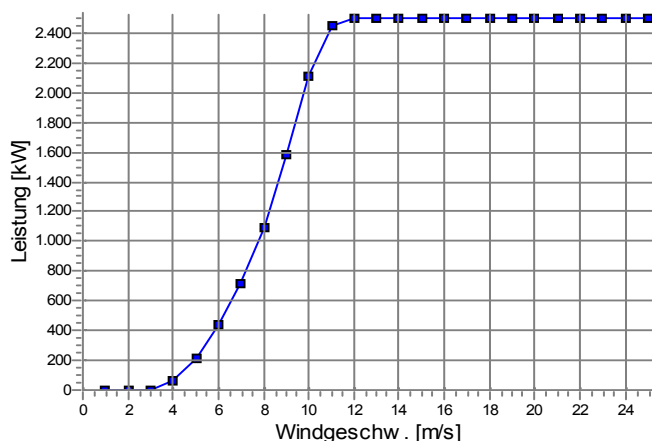
Windgeschw. Leistung Ce Windgeschw. Ct-Kurve

[m/s]	[kW]	[m/s]	
3,5	36,2 0,18	1,0	0,10
4,0	71,3 0,23	2,0	0,10
5,0	226,8 0,38	3,0	0,10
6,0	449,9 0,43	4,0	0,80
7,0	742,1 0,45	5,0	0,82
8,0	1.133,8 0,46	6,0	0,84
9,0	1.641,0 0,47	7,0	0,79
10,0	2.162,3 0,45	8,0	0,72
11,0	2.477,0 0,39	9,0	0,66
12,0	2.500,0 0,30	10,0	0,59
13,0	2.500,0 0,24	11,0	0,53
14,0	2.500,0 0,19	12,0	0,46
15,0	2.500,0 0,15	13,0	0,40
16,0	2.500,0 0,13	14,0	0,33
17,0	2.500,0 0,11	15,0	0,28
18,0	2.500,0 0,09	16,0	0,23
19,0	2.500,0 0,08	17,0	0,20
20,0	2.500,0 0,06	18,0	0,16
21,0	2.500,0 0,06	19,0	0,13
22,0	2.500,0 0,05	20,0	0,12
23,0	2.500,0 0,04	21,0	0,12
24,0	2.500,0 0,04	22,0	0,11
25,0	2.500,0 0,03	23,0	0,11
		24,0	0,10

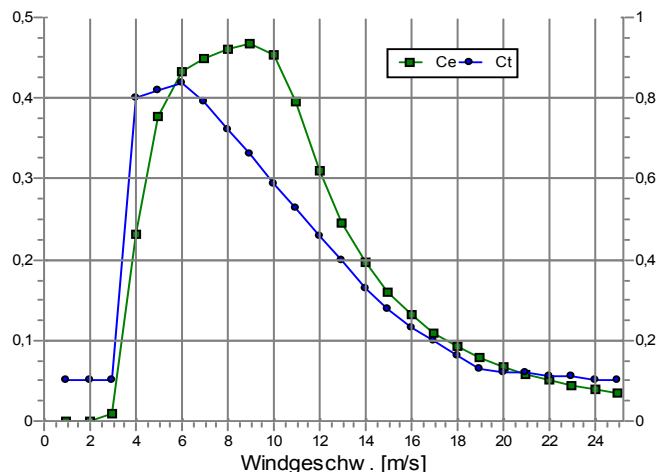
Leistung, Effizienz und Energie vs. Windgeschw.

Daten in der Berechnung verwendet, Luftdichte: 1,185 kg/m³ Alte
WindPRO-Methode (Erfahrungsbasierte "Best fit" Anpassung)

Windgeschw. [m/s]	Leistung [kW]	Ce	Intervall [m/s]	Energie [MWh]	Akkum. Energie [MWh]	Relativ [%]
1,0	0,0 0,00	0,50-1,50	0,0	0,0	0,0	
2,0	0,0 0,00	1,50-2,50	0,0	0,0	0,0	
3,0	1,1 0,01	2,50-3,50	20,4	20,4	0,4	
4,0	69,0 0,23	3,50-4,50	111,1	131,5	2,6	
5,0	219,4 0,38	4,50-5,50	286,8	418,3	8,2	
6,0	435,1 0,43	5,50-6,50	494,3	912,6	17,9	
7,0	717,7 0,45	6,50-7,50	670,7	1.583,3	31,1	
8,0	1.096,6 0,46	7,50-8,50	779,2	2.362,5	46,4	
9,0	1.587,1 0,47	8,50-9,50	794,3	3.156,8	62,1	
10,0	2.114,7 0,45	9,50-10,50	698,9	3.855,7	75,8	
11,0	2.449,7 0,40	10,50-11,50	518,5	4.374,3	86,0	
12,0	2.500,0 0,31	11,50-12,50	328,7	4.702,9	92,4	
13,0	2.500,0 0,24	12,50-13,50	187,9	4.890,8	96,1	
14,0	2.500,0 0,20	13,50-14,50	100,9	4.991,7	98,1	
15,0	2.500,0 0,16	14,50-15,50	51,3	5.043,1	99,1	
16,0	2.500,0 0,13	15,50-16,50	24,8	5.067,8	99,6	
17,0	2.500,0 0,11	16,50-17,50	11,4	5.079,2	99,8	
18,0	2.500,0 0,09	17,50-18,50	5,0	5.084,2	99,9	
19,0	2.500,0 0,08	18,50-19,50	2,1	5.086,2	100,0	
20,0	2.500,0 0,07	19,50-20,50	0,8	5.087,1	100,0	
21,0	2.500,0 0,06	20,50-21,50	0,3	5.087,4	100,0	
22,0	2.500,0 0,05	21,50-22,50	0,1	5.087,5	100,0	
23,0	2.500,0 0,04	22,50-23,50	0,0	5.087,5	100,0	
24,0	2.500,0 0,04	23,50-24,50	0,0	5.087,6	100,0	
25,0	2.500,0 0,03	24,50-25,50	0,0	5.087,6	100,0	

Leistungskennlinie
Daten in der Berechnung verwendet

Ce- und Ct-Kennlinie



Projekt:

10-1-2165a Görszhäuser Hof

Beschreibung:

Winpotentialstudie Görszhäuser Hof
in der Stadt Marburg, Landkreis
Marburg-Biedenkopf, Hessen.

Magistrat der Stadt Marburg

Markt 1

D - 35037 Marburg

Berechnungsergebnisse bezogen auf den
Langzeitraum 1996 - 2009, abgeglichen mit Hilfe
des von CUBE erarbeiteten Langzeitindex
CUBE_2012.

Ausdruck/Seite

07.03.2012 16:39 / 7

Lizenzierter Anwender:

CUBE Engineering

Breitscheidstraße 6

DE-34119 Kassel

+49 (0) 561 28 85 73 0

Oliver Grüning / o.gruning@cube-engineering.com

Berechnet:

29.02.2012 14:42/2.7.490

WASP interface - Leistungskennlinien-Analyse**Berechnung:** Windgutachten Görszhäuser Hof WEA: VESTAS V90-2.0MW 2000 90.0 !O! Mode 0 (poweropt) Star/Delta, Nabenhöhe: 125,0 m**Name:** Mode 0 (poweropt) Star/Delta**Quelle:** Vestas

Quelle/Datum Erzeugt von Erzeugt Bearbeitet Abschaltwindgeschwindigkeit Leistungsbegrenzung Ct-Kennlinientyp

29.08.2008 USER 20.06.2001 18.05.2009 [m/s] 23,0 Pitch Benutzerdefiniert

gemäß Vestasspezifikation vom 29.08.2008 laut Dokument C090-PCV-000-XX-01-EN-R01 (SM 18.05.09).

Abschaltgeschwindigkeit bei 95m NH bei 21 m/s, bei 105 m NH 23 m/s.

HP-Kurven-Vergleich - Anmerkung: Für Standard-Luftdichte und Weibull-k-Parameter = 2

Vmittel	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP-Wert	[MWh]	2.899	4.570	6.270	7.885	9.212	10.403
VESTAS V90-2.0MW 2000 90.0 !O! Mode 0 (poweropt) Star/Delta	[MWh]	3.181	4.889	6.560	8.056	9.309	10.287
Prüfwert	[%]	-9	-7	-4	-2	-1	1

Vergleich zwischen den Erträgen, die mit den angegebenen Leistungskurven sowie den HP-Kennlinien (Vereinfachte, Herstellerunabhängige LK auf Basis der Parameter "kW Leistung/m²

Rotorkreisfläche", "Ein- oder Zwei-Generator-System" und "Stall oder Pitch") berechnet wurden (ohne Parkeffekt).

Für weitere Details siehe Dänische Energieagentur, Projektbericht J.nr. 51171/00-0016 (siehe auch WindPRO-Handbuch Kapitel 3.5.2)

Die Methode wurde im EMD-Bericht "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", Jan. 2003, verfeinert.

Verwenden Sie die Tabelle, um abzuschätzen, ob die angegebenen LK einleuchtend sind. Liegt der Prüfwert unter -5%, ist die LK eventuell aufgrund von Unsicherheiten bei der Vermessung zu optimistisch.

Leistungskennlinie

Originaldaten aus WEA-Katalog, Luftdichte: 1,225 kg/m³

Windgeschw. Leistung Ce Windgeschw. Ct-Kurve

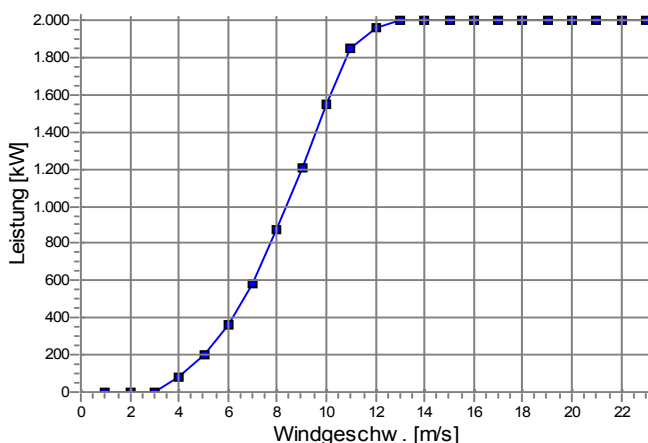
[m/s]	[kW]	Ce	[m/s]	Ct-Kurve
4,0	88,0	0,35	4,0	0,86
5,0	205,0	0,42	5,0	0,84
6,0	371,0	0,44	6,0	0,84
7,0	601,0	0,45	7,0	0,84
8,0	901,0	0,45	8,0	0,82
9,0	1.243,0	0,44	9,0	0,76
10,0	1.591,0	0,41	10,0	0,68
11,0	1.876,0	0,36	11,0	0,55
12,0	1.979,0	0,29	12,0	0,41
13,0	1.999,0	0,23	13,0	0,31
14,0	2.000,0	0,19	14,0	0,24
15,0	2.000,0	0,15	15,0	0,19
16,0	2.000,0	0,13	16,0	0,16
17,0	2.000,0	0,10	17,0	0,13
18,0	2.000,0	0,09	18,0	0,11
19,0	2.000,0	0,07	19,0	0,10
20,0	2.000,0	0,06	20,0	0,08
21,0	2.000,0	0,06	21,0	0,07
22,0	2.000,0	0,05	22,0	0,06
23,0	2.000,0	0,04	23,0	0,06
			24,0	0,05
			25,0	0,05

Leistung, Effizienz und Energie vs. Windgeschw.

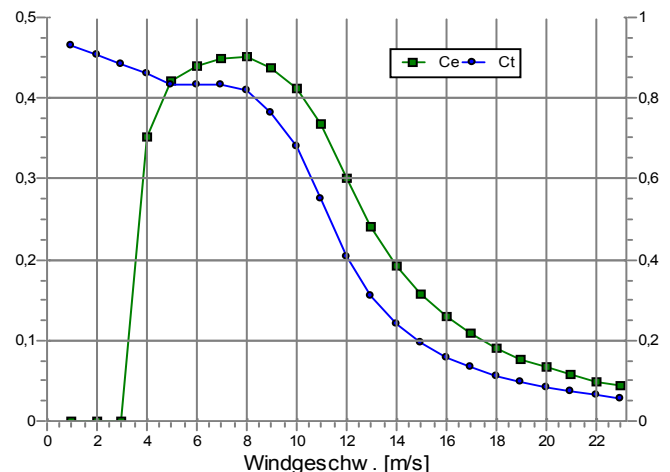
Daten in der Berechnung verwendet, Luftdichte: 1,187 kg/m³ Alte

WindPRO-Methode (Erfahrungsbasierte "Best fit" Anpassung)

Windgeschw.	Leistung	Ce	Intervall	Energie	Akkum. Energie	Relativ
[m/s]	[kW]		[m/s]	[MWh]	[MWh]	[%]
1,0	0,0	0,00	0,50-1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50-2,50	0,0	0,0	0,0
3,0	0,0	0,00	2,50-3,50	17,5	17,5	0,5
4,0	85,2	0,35	3,50-4,50	109,3	126,8	3,4
5,0	198,6	0,42	4,50-5,50	260,1	386,9	10,3
6,0	359,4	0,44	5,50-6,50	407,7	794,6	21,2
7,0	582,2	0,45	6,50-7,50	526,1	1.320,6	35,2
8,0	872,8	0,45	7,50-8,50	581,5	1.902,1	50,7
9,0	1.204,1	0,44	8,50-9,50	558,6	2.460,7	65,6
10,0	1.551,5	0,41	9,50-10,50	470,6	2.931,3	78,2
11,0	1.844,9	0,37	10,50-11,50	345,9	3.277,2	87,4
12,0	1.962,6	0,30	11,50-12,50	220,8	3.498,0	93,3
13,0	1.999,0	0,24	12,50-13,50	125,8	3.623,9	96,6
14,0	2.000,0	0,19	13,50-14,50	66,2	3.690,1	98,4
15,0	2.000,0	0,16	14,50-15,50	32,7	3.722,8	99,3
16,0	2.000,0	0,13	15,50-16,50	15,3	3.738,1	99,7
17,0	2.000,0	0,11	16,50-17,50	6,8	3.744,9	99,9
18,0	2.000,0	0,09	17,50-18,50	2,9	3.747,7	100,0
19,0	2.000,0	0,08	18,50-19,50	1,1	3.748,9	100,0
20,0	2.000,0	0,07	19,50-20,50	0,4	3.749,3	100,0
21,0	2.000,0	0,06	20,50-21,50	0,2	3.749,5	100,0
22,0	2.000,0	0,05	21,50-22,50	0,1	3.749,5	100,0
23,0	2.000,0	0,04	22,50-23,50	0,0	3.749,5	100,0

Leistungskennlinie
Daten in der Berechnung verwendet

Ce- und Ct-Kennlinie



Projekt:

10-1-2165a Görzhäuser Hof

Magistrat der Stadt Marburg

Markt 1

D - 35037 Marburg

Beschreibung:

Winpotentialstudie Görzhäuser Hof
in der Stadt Marburg, Landkreis
Marburg-Biedenkopf, Hessen.Berechnungsergebnisse bezogen auf den
Langzeitraum 1996 - 2009, abgeglichen mit Hilfe
des von CUBE erarbeiteten Langzeitindex
CUBE_2012.

Ausdruck/Seite

07.03.2012 16:39 / 8

Lizenzierter Anwender:

CUBE Engineering

Breitscheidstraße 6

DE-34119 Kassel

+49 (0) 561 28 85 73 0

Oliver Grüning / o.gruening@cube-engineering.com

Berechnet:

29.02.2012 14:42/2.7.490

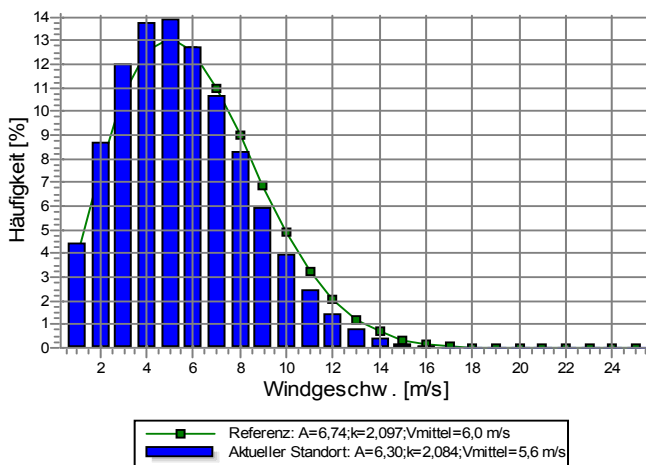
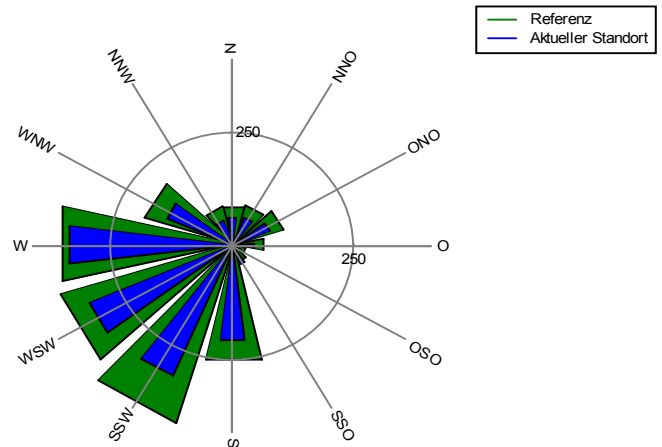
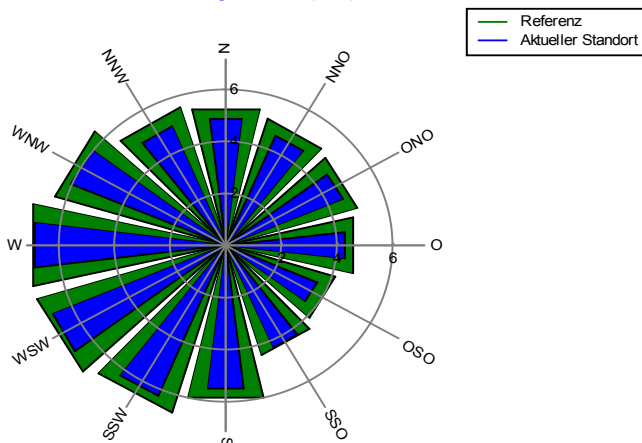
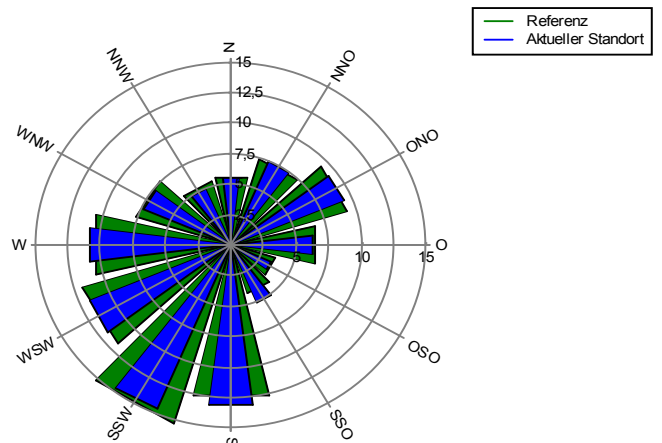
WAsP interface - Analyse der Windverhältnisse**Berechnung:** Windgutachten Görzhäuser Hof **Winddaten:** A - RP 'Windgutachten'; Nabenhöhe: 138,4**Standortkoordinaten**

UTM WGS 84 Zone: 32 Ost: 481.089 Nord: 5.630.892

ENERCON E-82/2.3MW E2 2300 82.0 !O!

WinddatenWindstatistiken Abstand Wichtung
[km] [%]v80m-140_51_88.lib 2 54
v80m-140_52_88.lib 3 46**Weibull-Daten**

Sektor	Aktueller Standort			Referenz: Rauigkeitsklasse 1		
	A-Parameter [m/s]	Windgeschw. [m/s]	k-Parameter	Häufigkeit [%]	A-Parameter [m/s]	k-Parameter
0 N	5,58	4,95	2,170	5,5	6,04	2,159
1 NNO	5,20	4,60	2,232	7,4	5,73	2,195
2 ONO	5,17	4,58	2,232	9,4	5,59	2,206
3 O	4,87	4,32	2,236	6,3	5,29	2,205
4 OSO	4,06	3,60	1,975	3,4	4,68	2,014
5 SSO	4,88	4,33	1,955	5,2	5,00	1,911
6 S	6,32	5,60	2,287	13,2	6,82	2,223
7 SSW	7,10	6,29	2,447	14,6	7,60	2,376
8 WSW	7,69	6,82	2,447	11,8	8,02	2,402
9 W	7,88	6,98	2,275	11,0	8,11	2,251
10 WNW	6,84	6,06	2,264	7,2	7,31	2,213
11 NNW	5,60	4,97	2,291	5,1	6,26	2,231
Gesamt	6,30	5,58	2,084	100,0	6,74	2,097

Weibull-Verteilung**Windenergierose (kWh/m²/Jahr)****Mittlere Windgeschw. (m/s)****Häufigkeit (%)**

Projekt:

10-1-2165a Görzhäuser Hof

Beschreibung:

Winpotentialstudie Görzhäuser Hof
in der Stadt Marburg, Landkreis
Marburg-Biedenkopf, Hessen.

Ausdruck/Seite

07.03.2012 16:39 / 9

Lizenzierter Anwender:

CUBE Engineering

Breitscheidstraße 6

DE-34119 Kassel

+49 (0) 561 28 85 73 0

Oliver Grüning / o.gruning@cube-engineering.com

Berechnet:

29.02.2012 14:42/2.7.490

Magistrat der Stadt Marburg

Markt 1

D - 35037 Marburg

Berechnungsergebnisse bezogen auf den
Langzeitraum 1996 - 2009, abgeglichen mit Hilfe
des von CUBE erarbeiteten Langzeitindex
CUBE_2012.

WASP interface - Sektor-Windprofil/Ganzseitig

Berechnung: Windgutachten Görzhäuser Hof WEA: ENERCON E-82/2.3MW E2 2300 82.0 !O! Hersteller 11/09, Nabenhöhe: 120,4 m

Standortdaten

RP 'Windgutachten'

Standortkoordinaten

UTM WGS 84 Zone: 32 Ost: 481.089 Nord: 5.630.892

Luftdichte-Berechn.modus

Individuell für jede WEA

Ergebnis für WEA in Nabenhöhe 1,185 kg/m³ bis 1,187 kg/m³

Luftdichte relativ zu Standard 96,9 %

Nabenhöhe über NN 470,6 m bis 486,6 m

Mittl. Jahrestemp (Nabenhöhe) 7,7 °C bis 7,8 °C

Druck an WEA 955,3 hPa bis 957,2 hPa

Winddaten

Windstatistiken

Abstand Wichtung

[km]

[%]

v80m-140_51_88.lib

2

54

v80m-140_52_88.lib

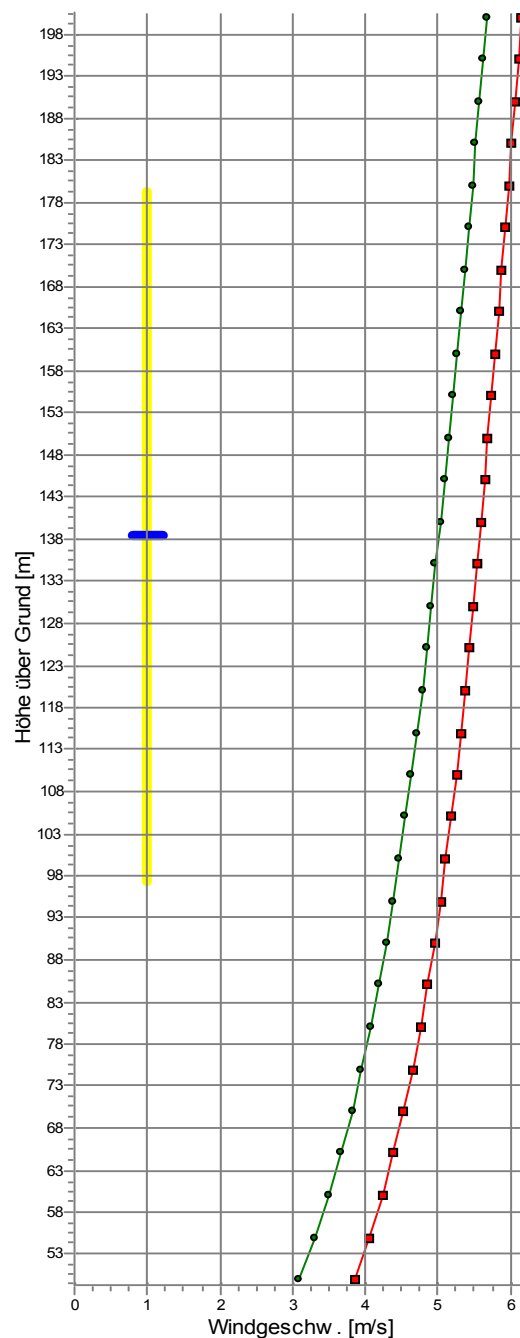
3

46

Alle Sektoren

Höhe	Mittlere Windgeschw. [m/s]	A-Parameter [m/s]	k-Parameter	Bruttowindenergie [kWh/m²]	Ertrag [MWh]	Ertragsveränderung [MWh]	Orographie [%]
50	3,86	4,3	1,68	700	1.653	-2.166	97,4
55	4,06	4,6	1,73	783	1.851	-1.968	85,9
60	4,23	4,8	1,78	863	2.041	-1.779	77,1
65	4,39	4,9	1,81	937	2.215	-1.604	70,2
70	4,53	5,1	1,85	1.008	2.380	-1.439	64,6
75	4,65	5,2	1,88	1.068	2.524	-1.296	60,1
80	4,76	5,4	1,91	1.126	2.657	-1.163	56,3
85	4,86	5,5	1,94	1.180	2.783	-1.036	53,0
90	4,95	5,6	1,96	1.233	2.905	-915	50,1
95	5,03	5,7	1,99	1.277	3.006	-814	47,6
100	5,11	5,8	2,01	1.324	3.111	-708	45,2
105	5,19	5,9	2,02	1.372	3.221	-598	43,0
110	5,26	5,9	2,03	1.421	3.325	-494	41,0
115	5,32	6,0	2,05	1.464	3.426	-393	39,2
120	5,38	6,1	2,06	1.508	3.515	-305	37,6
125	5,44	6,1	2,07	1.542	3.594	-226	36,2
130	5,49	6,2	2,08	1.581	3.676	-144	34,8
135	5,54	6,3	2,08	1.623	3.763	-57	33,5
140	5,59	6,3	2,08	1.666	3.846	27	32,3
145	5,64	6,4	2,09	1.707	3.929	110	31,1
150	5,69	6,4	2,09	1.748	4.008	188	30,0
155	5,73	6,5	2,09	1.788	4.085	265	29,0
160	5,78	6,5	2,09	1.832	4.167	348	28,0
165	5,83	6,6	2,08	1.883	4.260	440	27,0
170	5,88	6,6	2,08	1.931	4.349	529	26,1
175	5,93	6,7	2,08	1.981	4.436	617	25,2
180	5,98	6,7	2,08	2.031	4.520	700	24,4
185	6,02	6,8	2,07	2.080	4.601	781	23,6
190	6,06	6,8	2,07	2.128	4.679	860	22,9
195	6,11	6,9	2,07	2.171	4.755	936	22,2
200	6,15	6,9	2,06	2.218	4.830	1.010	21,6

Alle Sektoren



—■— Mittlere Windgeschw.
—●— Ohne Orographie/Hindernisse
— WEA-Rotor

Projekt:

10-1-2165a Görzhäuser Hof

Beschreibung:

Winpotentialstudie Görzhäuser Hof
in der Stadt Marburg, Landkreis
Marburg-Biedenkopf, Hessen.

Magistrat der Stadt Marburg

Markt 1

D - 35037 Marburg

Berechnungsergebnisse bezogen auf den
Langzeitraum 1996 - 2009, abgeglichen mit Hilfe
des von CUBE erarbeiteten Langzeitindex
CUBE_2012.

Ausdruck/Seite

07.03.2012 16:39 / 18

Lizenzierter Anwender:

CUBE Engineering

Breitscheidstraße 6

DE-34119 Kassel

+49 (0) 561 28 85 73 0

Oliver Grüning / o.gruning@cube-engineering.com

Berechnet:

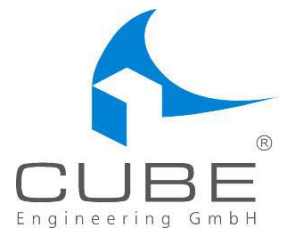
29.02.2012 14:42/2.7.490

WASP interface - Karte**Berechnung:** Windgutachten Görzhäuser Hof **WEA:** VESTAS V90-2.0MW 2000 90.0 !O! Mode 0 (poweropt) Star/Delta, Nabenhöhe: 125,0 m

0 250 500 750 1000m

Karte: TK25_Görzhäuser-Hof, Druckmaßstab 1:25.000, Kartenzentrum UTM WGS 84 Zone: 32 Ost: 480.574 Nord: 5.630.777

Standortdaten



Anhang IV WindPRO-Berechnungsergebnisse (PARK): 5× FL 2500-100 mit 141 m NH

Projekt:

10-1-2165a Görzhäuser Hof

Beschreibung:

Winpotentialstudie Görzhäuser Hof
in der Stadt Marburg, Landkreis
Marburg-Biedenkopf, Hessen.

Magistrat der Stadt Marburg

Markt 1

D - 35037 Marburg

Berechnungsergebnisse bezogen auf den
Langzeitraum 1996 - 2009, abgeglichen mit Hilfe
des von CUBE erarbeiteten Langzeitindex
CUBE_2012.

Ausdruck/Seite

07.03.2012 16:40 / 1

Lizenzierter Anwender:

CUBE Engineering

Breitscheidstraße 6

DE-34119 Kassel

+49 (0) 561 28 85 73 0

Oliver Grüning / o.gruning@cube-engineering.com

Berechnet:

29.02.2012 14:43/2.7.490

PARK - Hauptergebnis

Berechnung: Windpark Görzhäuser Hof, Var. 5x FUH 2500

Parkmodell

N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Berechnungseinstellungen

Luftdichte-Berechn.modus Individuell für jede WEA
 Ergebnis für WEA in Nabenhöhe 1,185 kg/m³ bis 1,186 kg/m³
 Luftdichte relativ zu Standard 96,8 %
 Nabenhöhe über NN 473,0 m bis 487,8 m
 Mittl. Jahrestemp (Nabenhöhe) 7,7 °C bis 7,8 °C
 Druck an WEA 955,2 hPa bis 956,9 hPa

Parkmodell-Parameter

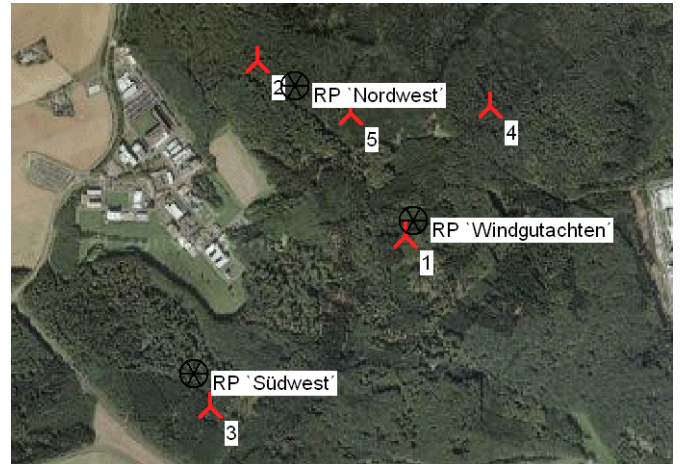
Wake-Decay-Konst. 0,075 Freie Felder

Parkber.-Einstellungen

Winkel [°] Windgeschw. [m/s]
 Start Ende Schritt Start Ende Schritt
 0,5 360,0 1,0 0,5 30,5 1,0

WAsP-Version

WAsP 10 for Windows RVEA0151 1, 5, 5, 0



Neue WEA

Maßstab 1:25.000

Standortdaten

Referenzwerte für eine Höhe von 141,0 m über Grund

Terrain UTM WGS84 Zone: 32

	Ost	Nord	Bezeichnung der Häufigkeitsverteilung	Typ	Bruttowindenergie [kWh/m²]	Mittlere Windgeschw. [m/s]	Äquivalente Rauigkeit
A	480.359	5.630.388	RP 'Südwest'	WAsP (WAsP 10 for Windows RVEA0151 1, 5, 5, 0)	1.533	5,4	2,0
B	480.699	5.631.337	RP 'Nordwest'	WAsP (WAsP 10 for Windows RVEA0151 1, 5, 5, 0)	1.673	5,6	1,8
C	481.089	5.630.892	RP 'Windgutachten'	WAsP (WAsP 10 for Windows RVEA0151 1, 5, 5, 0)	1.674	5,6	1,8

Hauptergebnis für Windpark-Berechnung

WEA-Kombination	PARK Ergebnis	p90-Wert -15,5%	BRUTTO (keine Verluste) /Freie WEA	Parkwir- kungsgrad	Spezifische Ergebnisse Kapazitäts- faktor	Mittleres WEA-Ergebnis	Volllast- stunden	Mittlere WG @Nabenhöhe
	[MWh/a]	[MWh]	[MWh/a]	[%]	[%]	[MWh/a]	[Stunden/Jahr]	[m/s]
Windpark	23.852,3	20.155,2	25.027,8	95,3	18,4	4.031,0	1.612	5,6

*) Basiert auf p90-Wert -15,5%

Berechnete jährliche Energieproduktion für jede von 5 neuen WEA mit insgesamt 12,5 MW Nennleistung

Terrain	WEA-Type			Leistungskennlinie			AEP		Park			
	Aktuell	Hersteller	Generatortyp	Nennleistung [kW]	Rotor-durchmesser [m]	Nabenhöhe [m]	Quelle	Name	Ergebnis [MWh]	p90-Wert -15,5% [MWh]	Park-wirkungsgrad [%]	Mittlere Windgeschw. [m/s]
1 C	Ja	FUHLRLÄNDER	FL 2500-100-2.500	2.500	100,0	141,0	USER	Manufacturer 08/05	4.810,3	4.065	95,4	5,60
2 B	Ja	FUHLRLÄNDER	FL 2500-100-2.500	2.500	100,0	141,0	USER	Manufacturer 08/05	5.007,9	4.232	98,0	5,61
3 A	Ja	FUHLRLÄNDER	FL 2500-100-2.500	2.500	100,0	141,0	USER	Manufacturer 08/05	4.706,6	3.977	98,3	5,47
4 C	Ja	FUHLRLÄNDER	FL 2500-100-2.500	2.500	100,0	141,0	USER	Manufacturer 08/05	4.594,4	3.882	91,3	5,59
5 B	Ja	FUHLRLÄNDER	FL 2500-100-2.500	2.500	100,0	141,0	USER	Manufacturer 08/05	4.733,0	3.999	93,7	5,59

WEA-Platzierung

UTM WGS84 Zone: 32

Ost Nord Z Beschreibung
 UTM WGS84 Zone: 32 [m]

1 Neu	481.064	5.630.839	364,8	FUHLÄNDER FL 2500-100 2500 100.0	141,0 m (230)
2 Neu	480.574	5.631.419	350,0	FUHLÄNDER FL 2500-100 2500 100.0	141,0 m (231)
3 Neu	480.414	5.630.280	350,7	FUHLÄNDER FL 2500-100 2500 100.0	141,0 m (232)
4 Neu	481.344	5.631.269	360,0	FUHLÄNDER FL 2500-100 2500 100.0	141,0 m (233)
5 Neu	480.884	5.631.249	354,7	FUHLÄNDER FL 2500-100 2500 100.0	141,0 m (234)

Projekt:

10-1-2165a Görzhäuser Hof

Beschreibung:

Winpotentialstudie Görzhäuser Hof
in der Stadt Marburg, Landkreis
Marburg-Biedenkopf, Hessen.

Magistrat der Stadt Marburg

Markt 1

D - 35037 Marburg

Berechnungsergebnisse bezogen auf den
Langzeitraum 1996 - 2009, abgeglichen mit Hilfe
des von CUBE erarbeiteten Langzeitindex
CUBE_2012.

Ausdruck/Seite

07.03.2012 16:40 / 2

Lizenzierter Anwender:

CUBE Engineering

Breitscheidstraße 6

DE-34119 Kassel

+49 (0) 561 28 85 73 0

Oliver Grüning / o.gruning@cube-engineering.com

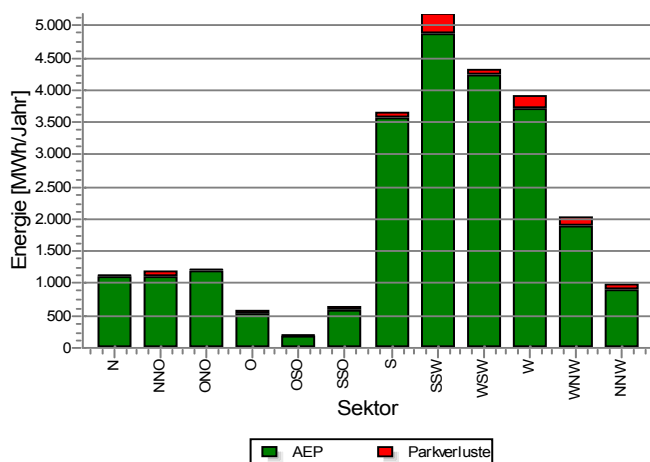
Berechnet:

29.02.2012 14:43/2.7.490

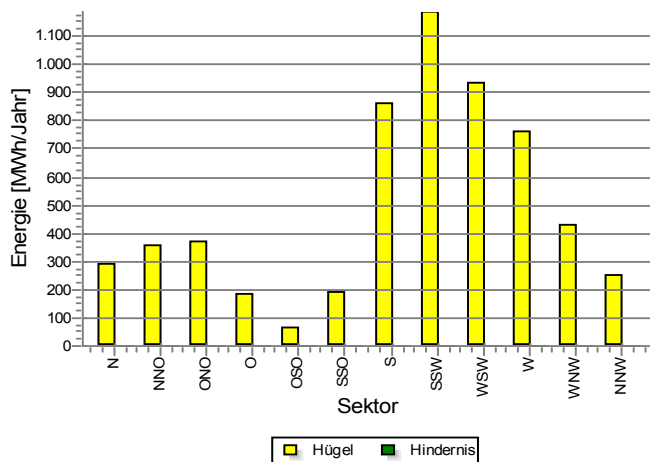
PARK - Produktionsanalyse**Berechnung:** Windpark Görzhäuser Hof, Var. 5x FUH 2500 **WEA:** Alle neuen WEA, Luftdichte variiert mit WEA-Position 1,185 kg/m³ - 1,186 kg/m³**Windrichtungsabhängige Analyse**

Sektor		0 N	1 NNO	2 ONO	3 O	4 OSO	5 SSO	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Gesamt
Rauigkeitsabhängige Energie	[MWh]	833,7	846,0	833,1	384,2	130,5	448,0	2.781,5	4.000,7	3.379,3	3.161,2	1.600,3	727,9	19.126,5
+Zunahme/Abnahme durch Hügel	[MWh]	292,3	356,5	374,5	185,6	68,4	190,3	864,9	1.186,8	935,6	759,2	433,1	254,1	5.901,2
-Minderung infolge Parkwirkung	[MWh]	26,9	98,4	28,8	55,7	16,5	49,1	74,7	312,9	83,6	205,7	152,8	70,2	1.175,4
Resultierende Energie	[MWh]	1.099,1	1.104,1	1.178,9	514,1	182,4	589,2	3.571,6	4.874,5	4.231,3	3.714,7	1.880,5	911,8	23.852,3
Spezifische Energie	[kWh/m²]													607
Spezifische Energie	[kWh/kW]													1.908
Zunahme/Abnahme durch Hügel	[%]	35,1	42,1	45,0	48,3	52,4	42,5	31,1	29,7	27,7	24,0	27,1	34,9	30,85
Minderung infolge Parkwirkung	[%]	2,4	8,2	2,4	9,8	8,3	7,7	2,0	6,0	1,9	5,2	7,5	7,1	4,70
Ausnutzungsgrad	[%]	40,0	37,9	40,0	35,9	34,3	37,2	39,4	36,7	37,0	33,9	36,4	38,5	37,0
Betriebsdauer je Sektor	[Stunden/Jahr]	442	594	704	437	238	382	1.052	1.154	868	784	535	391	7.580
Äquivalente Vollaststunden	[Stunden/Jahr]	88	88	94	41	15	47	286	390	339	297	150	73	1.908

Sektorielle Energieproduktion



Einfluß von Hügeln/Hindernissen pro Sektor



Projekt:

10-1-2165a Görzhäuser Hof

Magistrat der Stadt Marburg
Markt 1
D - 35037 Marburg

Beschreibung:

Winpotentialstudie Görzhäuser Hof
in der Stadt Marburg, Landkreis
Marburg-Biedenkopf, Hessen.

Berechnungsergebnisse bezogen auf den
Langzeitraum 1996 - 2009, abgeglichen mit Hilfe
des von CUBE erarbeiteten Langzeitindex
CUBE_2012.

Ausdruck/Seite

07.03.2012 16:40 / 3

Lizenzierter Anwender:

CUBE Engineering

Breitscheidstraße 6

DE-34119 Kassel

+49 (0) 561 28 85 73 0

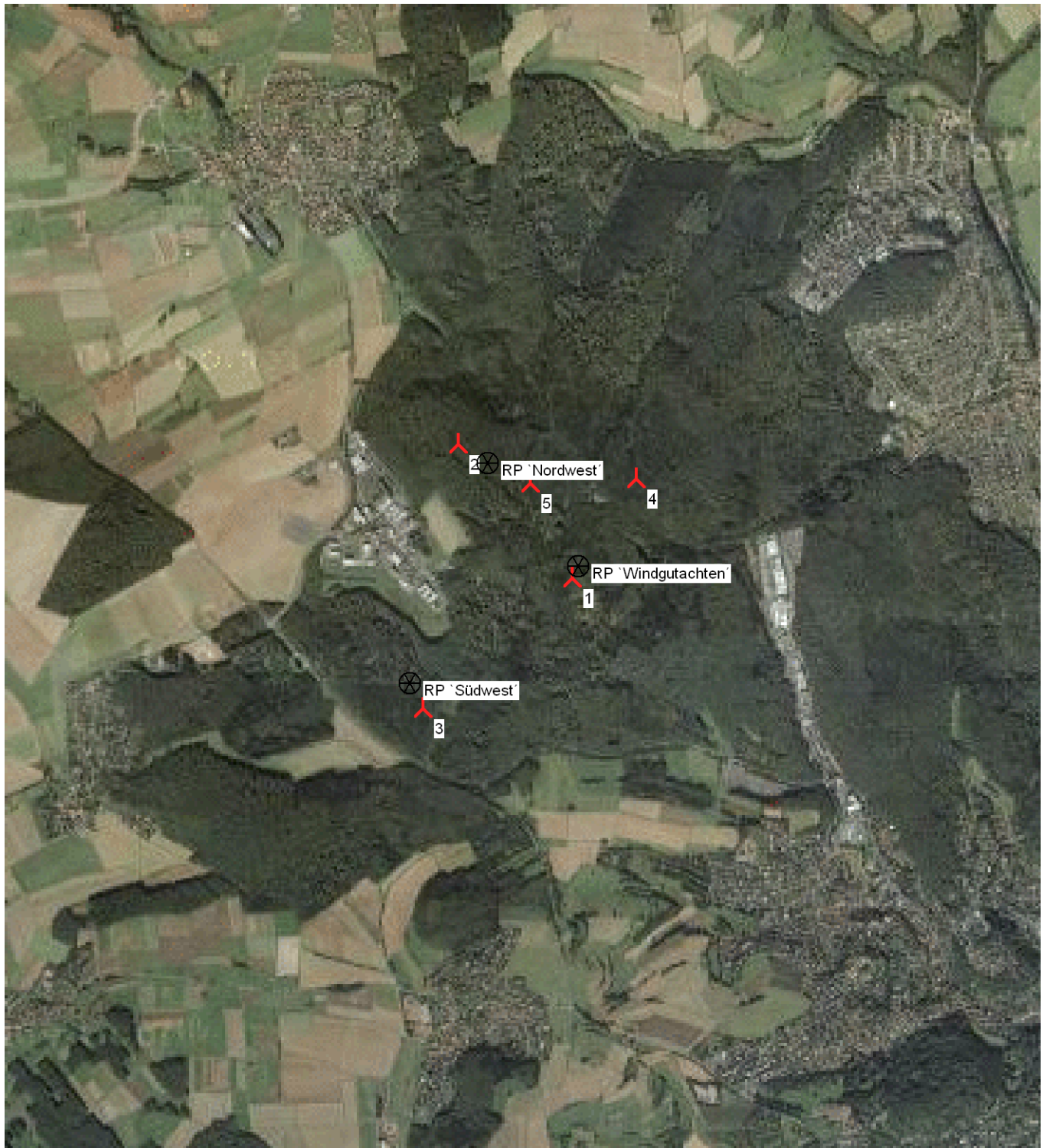
Oliver Grüning / o.gruening@cube-engineering.com

Berechnet:

29.02.2012 14:43/2.7.490

PARK - Karte

Berechnung: Windpark Görzhäuser Hof, Var. 5x FUH 2500 **WEA:** Alle neuen WEA, Luftdichte variiert mit WEA-Position 1,185 kg/m³ - 1,186 kg/m³



0 250 500 750 1000m

Karte: Google map , Druckmaßstab 1:25.000, Kartenzentrum UTM WGS 84 Zone: 32 Ost: 480.781 Nord: 5.630.712



Neue WEA



Standortdaten

Anhang V Ressource-Berechnungsergebnisse für drei Höhen: 105, 125 und 140 m

Projekt:

10-1-2165a Görzhäuser Hof

Magistrat der Stadt Marburg
Markt 1
D - 35037 Marburg

Beschreibung:

Winpotentialstudie Görzhäuser Hof
in der Stadt Marburg, Landkreis
Marburg-Biedenkopf, Hessen.

Berechnungsergebnisse bezogen auf den
Langzeitraum 1996 - 2009, abgeglichen mit Hilfe
des von CUBE erarbeiteten Langzeitindex
CUBE_2012.

Ausdruck/Seite

09.03.2012 13:34 / 1

Lizenzierter Anwender:

CUBE Engineering

Breitscheidstraße 6

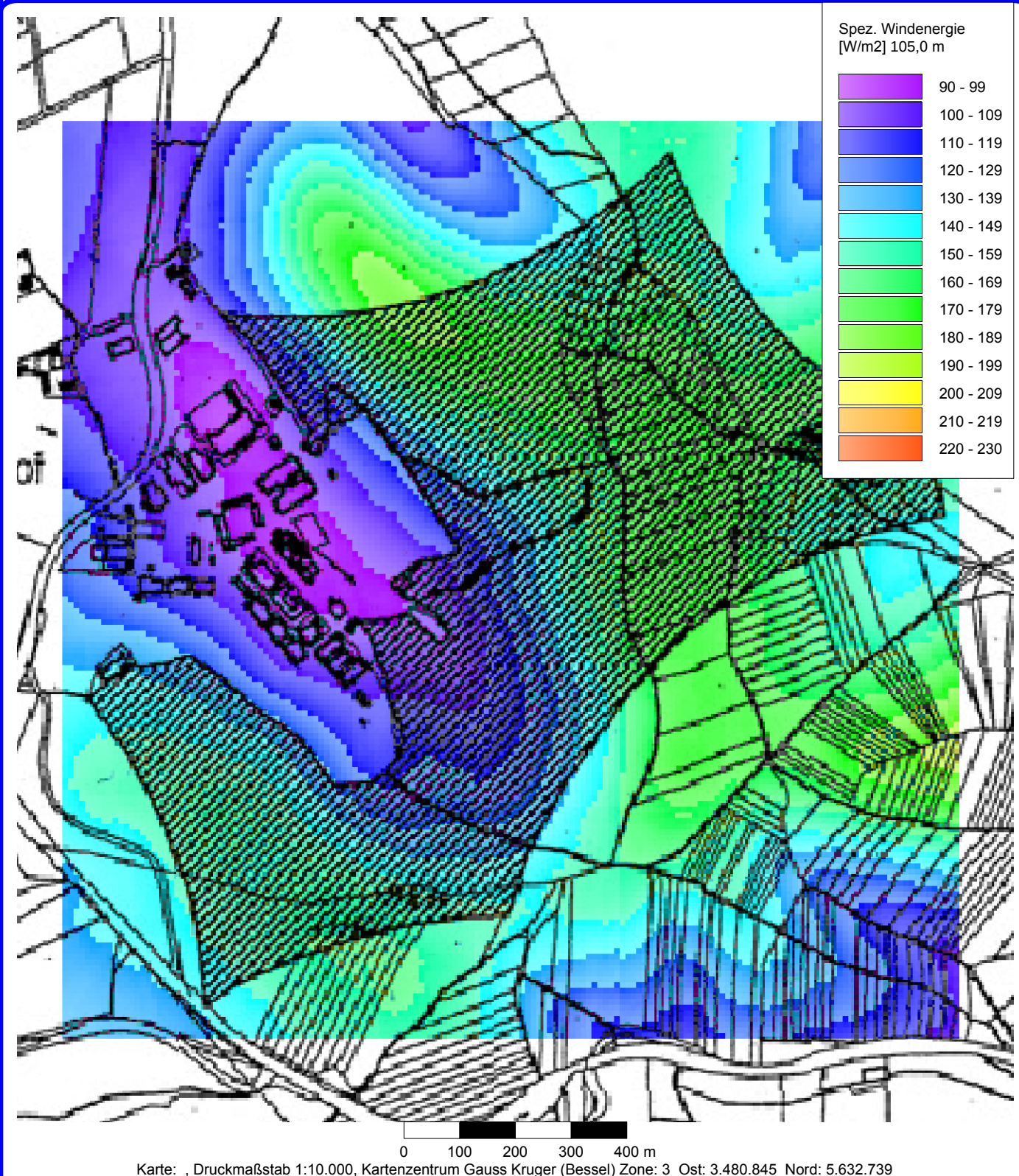
DE-34119 Kassel

+49 (0) 561 28 85 73 0

Oliver Grüning / o.gruning@cube-engineering.com

Berechnet:

28.02.2012 09:53/2.7.490

RESOURCE - Karte**Berechnung:** Ressource Görzhäuser Hof 1.NB, Wald 4,0

Projekt:

10-1-2165a Görzhäuser Hof

Magistrat der Stadt Marburg
Markt 1
D - 35037 Marburg

Beschreibung:

Winpotentialstudie Görzhäuser Hof
in der Stadt Marburg, Landkreis
Marburg-Biedenkopf, Hessen.

Berechnungsergebnisse bezogen auf den
Langzeitraum 1996 - 2009, abgeglichen mit Hilfe
des von CUBE erarbeiteten Langzeitindex
CUBE_2012.

Ausdruck/Seite

09.03.2012 13:35 / 1

Lizenzierter Anwender:

CUBE Engineering

Breitscheidstraße 6

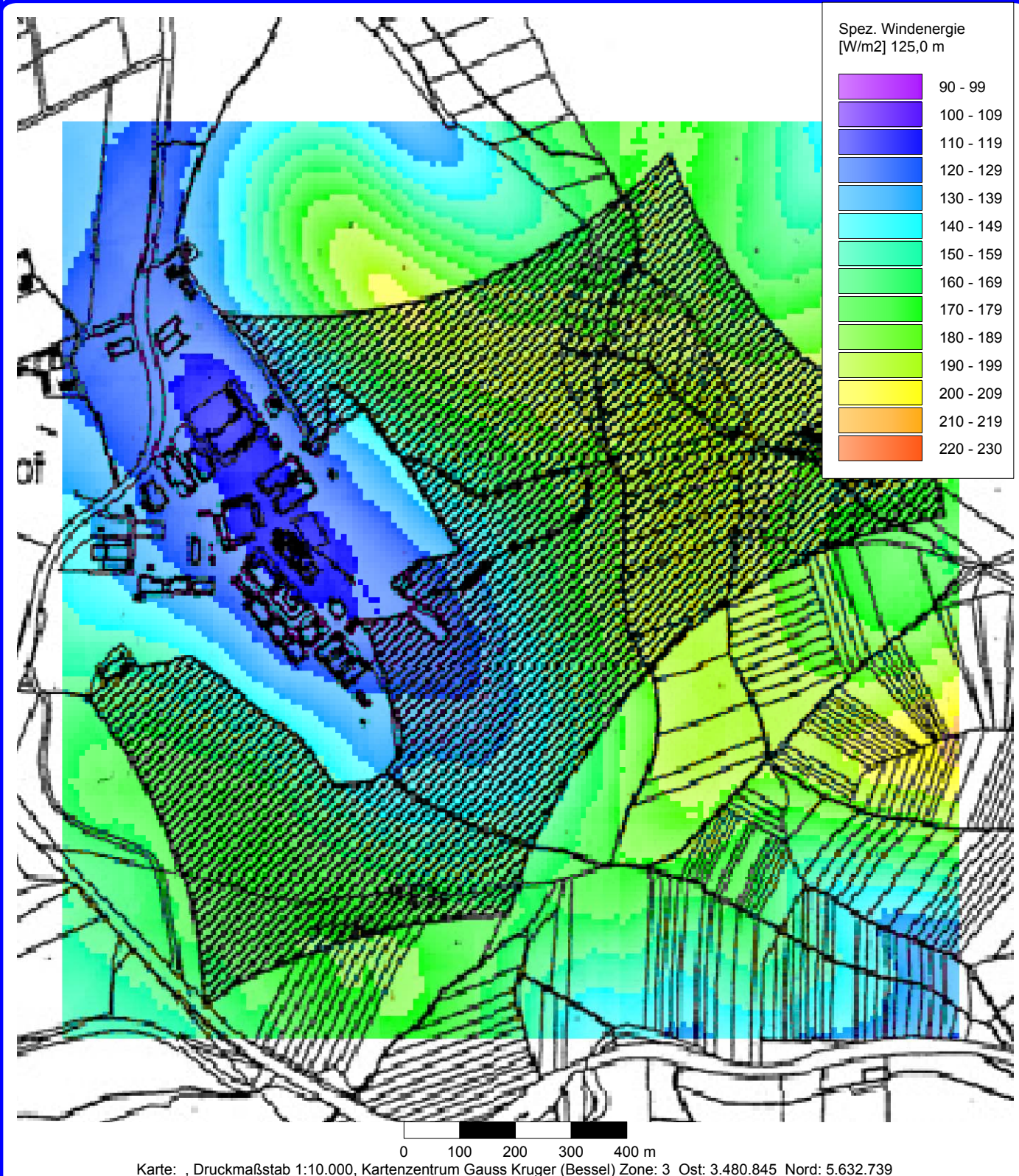
DE-34119 Kassel

+49 (0) 561 28 85 73 0

Oliver Grüning / o.gruning@cube-engineering.com

Berechnet:

28.02.2012 09:53/2.7.490

RESOURCE - Karte**Berechnung:** Ressource Görzhäuser Hof 1.NB, Wald 4,0

Projekt:

10-1-2165a Görzhäuser Hof

Magistrat der Stadt Marburg
Markt 1
D - 35037 Marburg

Beschreibung:

Winpotentialstudie Görzhäuser Hof
in der Stadt Marburg, Landkreis
Marburg-Biedenkopf, Hessen.

Berechnungsergebnisse bezogen auf den
Langzeitraum 1996 - 2009, abgeglichen mit Hilfe
des von CUBE erarbeiteten Langzeitindex
CUBE_2012.

Ausdruck/Seite

09.03.2012 13:35 / 1

Lizenzierter Anwender:

CUBE Engineering

Breitscheidstraße 6

DE-34119 Kassel

+49 (0) 561 28 85 73 0

Oliver Grüning / o.gruning@cube-engineering.com

Berechnet:

28.02.2012 09:53/2.7.490

RESOURCE - Karte**Berechnung:** Ressource Görzhäuser Hof 1.NB, Wald 4,0