

Windpotentialstudie für den Standort

Görzhäuser Hof

Marburg
(Hessen)

Datum: 14.07.2011
Bericht Nr. 10-1-2165

Auftraggeber:
Magistrat der Stadt Marburg
Am Markt 1
D - 35037 Marburg

Auftragnehmer:
CUBE Engineering GmbH
Breitscheidstraße 6
D-34119 Kassel
Tel.: 0561 / 288573-0
Fax: 0561 / 288573-19



Die vorliegende Potentialstudie Görzhäuser Hof (Hessen) wurde der CUBE Engineering GmbH im Dezember 2010 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, 14.07.2011

Dipl.-Geogr. Sebastian Meyer (Bearbeiter)

Dipl.-Geogr. Oliver Grüning (Prüfer)

Inhalt:

0. Zusammenfassung	4
1. Zielsetzung	6
2. Beschreibung des Standortes/Modellgebiet	7
3. Methode.....	9
4. Datengrundlage	12
4.1 Windstatistiken	12
4.2 Orographie.....	13
4.3 Rauigkeitsklassifizierung	14
4.4 Bewaldung: Hinderniseffekte und Verdrängungshöhe	15
4.5 Leistungskennlinien	15
5. Berechnungsergebnisse.....	17
5.1 Windverhältnisse	17
5.2 Berechnung der Energieproduktion.....	18
5.2.1 Ertragsberechnung Einzel-WEA.....	18
5.2.2 Ressource-Berechnung und Optimierung	19
5.2.3 Ertragsberechnung Windpark und Parkwirkungsgrad	21
6. Bewertung der Ergebnisse	23
6.1 Standortbewertung	23
6.2 Vergleichsanlagen	24
6.3 Unsicherheitsbetrachtung.....	26
7. Abgleich von Kurzzeitdaten und Stabilität von Langzeitwerten	29
8. Quellenverzeichnis	32

Anhang I Standortinformationen

Anhang II WindPRO-Berechnungsergebnisse (WA^SP-INTERFACE)

Anhang III WindPRO-Berechnungsergebnisse (PARK) Variante: 5x FL 2.500-100

Anhang IV Ressource-Berechnungsergebnisse für drei Höhen: 105, 125 und 141 m

0. Zusammenfassung

Zur Beurteilung der Windverhältnisse am Standort Görzhäuser Hof wurden die Windstatistiken der Stationen des Deutschen Wetterdienstes *Kahler Asten* (Nordrhein-Westfalen) und *Fritzlar* (Hessen) in einer dem Standort und dem Bezugszeitraum angemessenen Version zugrunde gelegt. Das Gebiet wurde vor Ort evaluiert, 360°-Fotografien erstellt und die Geländebeziehungen durch Rauigkeiten, Bewaldung und das Gelände-relief beschrieben.

Für den beispielhaft ausgewählten Referenzpunkt im Windpark (RP 'Windgutachten', 364 m ü. NN) wurden die mittlere Windgeschwindigkeit, die Weibull-Parameter für das Windprofil sowie die jährlich im Mittel zu erwartende Energielieferung (jeweils bezogen auf ein langzeitrepräsentatives Normaljahr 1975 - 2004) mehrerer beispielhaft ausgewählter Windenergieanlagentypen mit den numerischen Softwareprogrammen WindPRO und WA^SP (Windatlas Analysis and Application Program) ermittelt. Insgesamt sind für den Windparkstandort Görzhäuser Hof bedingt günstige Windverhältnisse für die Windenergienutzung in sehr großen Höhen über Grund berechnet worden. Die wichtigsten Ergebnisse sind folgender Übersicht zu entnehmen:

Windgutachten am Standort Görzhäuser Hof: RP 'Windgutachten'			
Mittlere Windgeschwindigkeit in 125 m über Grund			5,6 m/s
Mittlere Windgeschwindigkeit in 141 m über Grund			5,8 m/s
Anlagentyp	Nabenhöhe	Energieproduktion P₅₀-Wert	Energieproduktion P₉₀-Wert (-16,5 %)
ENERCON E-82/2.3MW E2	138,4 m	4.001 MWh/a	3.341 MWh/a
Fuhrländer FL 2500-100	141 m	5.373 MWh/a	4.486 MWh/a
VESTAS V90/2.0MW	125 m	3.910 MWh/a	3.265 MWh/a

Tabelle 1: Jährliche Energielieferung einer Einzelanlage am Standort Görzhäuser Hof.

Die angegebene Energieproduktion gilt jeweils für eine freistehende Einzelanlage und ein Normalwindjahr (Durchschnitt des langjährigen Mittels [1975 - 2004]). Bei der angegebenen 'Energieproduktion P₉₀-Wert (-16,5 %)' wurde ein Abschlag in Höhe von 16,5 % für die Unsicherheiten durch die Berechnungsmethode, die Geländeeinschätzung, die Leistungskennlinie und die Stabilität des Langzeitwertes berücksichtigt. Dieser Abschlag ergibt sich aus einer auf den Standort

bezogenen Unsicherheitsbetrachtung (siehe Abschnitt 6.3) und stellt die beispielhaft gewählte neunzigprozentige Eintrittswahrscheinlichkeit (P_{90} -Wert) dar. Für Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen sind außerdem weitere Abschläge für Eigenbedarf, Netzverluste und Anlagenausfälle anzusetzen.

Windressourcen und Windpark

Da es sich bei dem Untersuchungsgebiet um eine Windparkfläche handelt, für die noch keine finale Aufstellungsplanung existiert, wurde eine automatische Optimierung auf Grundlage einer Windressourcenkarte durchgeführt. Die daraus resultierende Windparkkonfiguration wurde auf ihren Ertrag hin untersucht. Im Unterschied zur Betrachtung einer Einzelanlage (s. o.) werden in einer Parkberechnung für einen Windpark die individuellen Windverhältnisse an jedem Einzelstandort und die gegenseitige Abschattung der Windenergieanlagen in die Berechnung einbezogen. Der Parkwirkungsgrad ist dabei ein Maß für die Stärke dieser Abschattung. Im vorliegenden Bericht wurde auf Wunsch des Auftraggebers exemplarisch eine Typen-Variante (5x Fuhrländer FL 2500-100 mit 141 m Nabenhöhe) berechnet. Für eine Aufstellung der fünf geplanten Anlagen wurden folgende Werte ermittelt:

5x FL 2500-100	Energieproduktion P_{50}-Wert	Energieproduktion P_{90}-Wert (-16,5 %)	Parkwirkungs- grad
Windpark	25.522 MWh/a	21.311 MWh/a	94,7 %
WEA 1 (min.)	4.929 MWh/a	4.115 MWh/a	91,1 %
WEA 3 (max.)	5.326 MWh/a	4.447 MWh/a	97,3 %
WEA-Mittel	5.104 MWh/a	4.262 MWh/a	94,7 %

Tabelle 2: Jährliche Energielieferung im Windpark am Standort Görzhäuser Hof

Bezüglich der Unsicherheiten und des Sicherheitsabschlages gilt das oben Genannte in gleicher Weise.

1. Zielsetzung

Das Ziel dieser Windpotentialstudie besteht darin, an einem Referenzpunkt (RP) am Standort *Görzhäuser Hof* die während der Betriebszeit der potentiell geplanten WEA zu erwartenden mittleren Windverhältnisse zu ermitteln. Diese Prognose erfolgt mit Hilfe von Winddaten aus der jüngeren Vergangenheit und Modellrechnungen nach der Windatlas-Methode mit WA^sP (Risø). Ferner soll auf dieser Basis eine Energieberechnung für vom Auftraggeber vorgesehene Windenergieanlagen (WEA) erstellt werden. In diesem Fall waren das Anlagen der Typen FL 2500-100 des Herstellers Fuhrländer mit 141 m Nabenhöhe (NH), E-82/2.3MW E2 des Herstellers ENERCON (138,4 m NH) sowie V90/2.0MW des Herstellers VESTAS (125 m NH).

Die Berechnung der Windverhältnisse wurde mit der Planungssoftware WindPRO und dem numerischen Strömungsmodell WA^sP vom Risø National Laboratory in Roskilde (Dänemark) durchgeführt. Das Strömungsmodell WA^sP berücksichtigt die Einflüsse von Rauigkeiten, Bewaldung und der Orographie auf die Windverhältnisse für definierte Referenzpunkte nach der Windatlas-Methode. Mit Hilfe dieser Eingangsdaten und der Wahl einer geeigneten Windstatistik wird die Häufigkeitsverteilung des Windes in Form einer Weibull-Verteilung in Abhängigkeit von Windrichtung und Höhe am RP 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.

Außerdem besteht die Aufgabe, für das Untersuchungsgebiet zur Ermittlung der flächenhaften Ertragsverhältnisse eine Windressourcenkarte zu erstellen, um auf dieser Basis mit Hilfe einer automatischen Optimierung (Softwaremodul „optimize“ innerhalb WindPRO) eine unter energetischen Gesichtspunkten möglichst günstige Windparkkonfiguration zu erhalten. Resultat ist eine vorläufige Konfiguration mit fünf WEA des Typs Fuhrländer FL 2500-100. Der zu erwartende Energieertrag ist danach unter Berücksichtigung der konkreten Anlagenstandorte und der gegenseitigen Abschattungsverluste zu ermitteln. Die Abschattungseffekte in einem Windpark können mit Hilfe der Software WindPRO mit einem Modell von N. O. Jensen nachgebildet und quantifiziert werden.

2. Beschreibung des Standortes/Modellgebiet

Der Windparkstandort *Görzhäuser Hof* in der westlichen Mitte des Bundeslandes Hessen liegt zwischen den Städten Biedenkopf (ca. 16 km Nordwest) und Gladenbach (ca. 13 km Südwest) im Landkreis Marburg-Biedenkopf in unmittelbarer Nähe zur Stadt Marburg (Zentrum ca. 3 km Südost). Die zur Verfügung stehende potentielle Windvorrangfläche wurde CUBE Engineering in Form von Planunterlagen (per email am 29.07.2010) zur Verfügung gestellt, die folgenden Abbildungen zeigen die Lage.

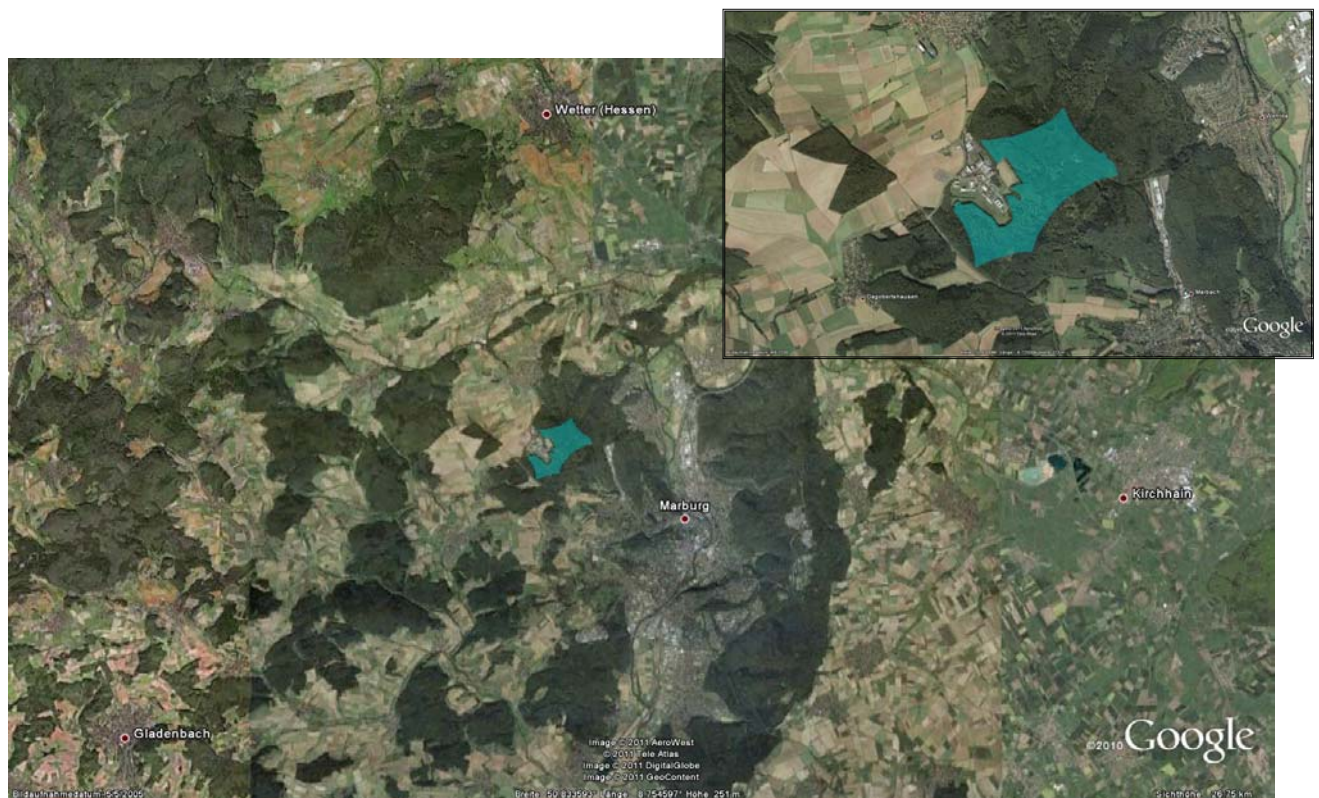


Abbildung 1 Luftbild der Standortumgebung im Überblick bzw. als Detailausschnitt (oben rechts, Quelle: Google)

Das Untersuchungsgebiet befindet sich im Westhessischen Berg- und Senkenland zwischen den Landschaftseinheiten des Burgwaldes (Nord), des Hinterlandes (West) und der Lahnberge (Ost). Das Landschaftsbild in der näheren Umgebung wird hauptsächlich durch Waldgebiete in Einheit mit landwirtschaftlich genutzten Flächen sowie meist kleineren Ortschaften charakterisiert, die Stadt Marburg stellt einen größeren städtisch geprägten Agglomerationsraum (östlich) dar. Die Region um den Standort herum vermittelt bezüglich der Reliefunterschiede den Eindruck einer

mäßig ausgeprägten Mittelgebirgslandschaft, deren Höhen im Radius von ca. 10 km um das Untersuchungsgebiet zwischen ca. 175 und 580 m ü. NN schwanken.

Das Gebiet um den Standort *Görzhäuser Hof* wurde bei guter Fernsicht am 12.01.2011 durch Cand. Dipl.-Geogr. Udo Hampel vor Ort besichtigt und evaluiert. Die Koordinaten sowie die Höhe des innerhalb der potentiellen Windvorrangfläche ausgewählten Mikrostandortes RP 'Windgutachten' im Windpark sind der folgenden Tabelle 3 zu entnehmen. Im Anhang I ist ein Auszug aus der Topographischen Karte (Maßstab 1 : 50.000) mit dem eingezeichneten Standort dargestellt.

Görzhäuser Hof (RP 'Windgutachten')	Höhe über NN:	364 m
Gauß-Krüger-Koordinaten [m]	Rechtswert: 3.481.155	Hochwert: 5.632.705
Geographische Koordinaten [PD]	8°43'56" östl. Länge	50°49'50" nördl. Breite
UTM-Koordinaten [m], Zone 32	Rechtswert: 481.089	Hochwert: 5.630.893

Tabelle 3: Koordinaten des Mikrostandorts RP 'Windgutachten'

3. Methode

Der Zustand der Atmosphäre ist deterministisch nur für wenige Tage im Voraus zu berechnen. Die Dynamik des Systems setzt hier sehr enge Grenzen, für längere Zeiträume sind nur statistische Aussagen möglich. Bei Windgutachten werden in der Regel Winddaten aus der Vergangenheit herangezogen um die während der zukünftigen Betriebszeit der geplanten WEA zu erwartenden mittleren Windverhältnisse zu ermitteln. 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. Für solche Zeiträume wird die Annahme gemacht, dass sich die Windverhältnisse nicht mehr wesentlich ändern und die Vergangenheit in die Zukunft projiziert werden kann. In der Klimatologie wird dieses Vorgehen Persistenzvorhersage genannt und liefert zumindest außerhalb der Tropen gute Resultate. 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 Windverhältnisse ebenfalls bestimmt wird und in die Unsicherheitsbetrachtung Eingang findet (siehe Abschnitte 6 und 7).

Zur Beurteilung der Windverhältnisse an einem Standort stehen dem Gutachter zwei Möglichkeiten zur Verfügung: Entweder kann direkt auf **Winddaten aus einer Messung** am Standort zurückgegriffen werden, oder es ist ein rechnerisches Verfahren anzuwenden, das mit der so genannten **Windatlas-Methode** gemessene Langzeitdaten einer 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. Eine Methodik wurde erarbeitet, die eine Transformation gemessener Windgeschwindigkeiten von einem konkreten Messpunkt auf die Windenergieberechnungen eines anderen Standortes bzw. einer gesamten Region zulässt. Das Ergebnis dieser Bemühungen, die Windatlas-Methode, ist in Abbildung 2 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 oberhalb der atmosphärischen Grenzschicht in Verbindung gebracht werden. Mit der 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 Abb. 2).

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.

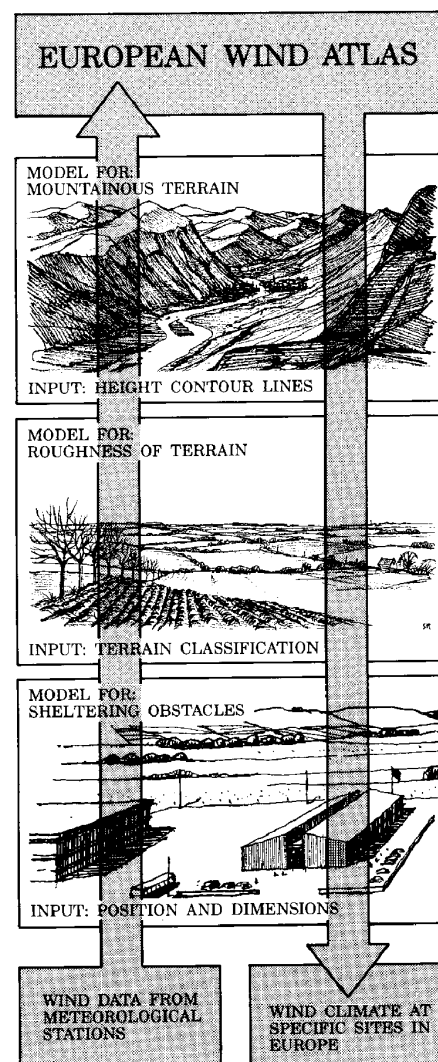


Abbildung 2: Methodik zur Windpotenzialabschätzung einzelner Standorte (Quelle: Europäischer Windatlas)

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 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 (Böigkeit, Windrichtungsfluktuationen) kann mit dem WA^SP-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.

4. Datengrundlage

4.1 Windstatistiken

Für die Berechnungen wurden als Datenbasis die Windstatistiken *Kahler Asten* (Nordrhein-Westfalen) und *Fritzlar* (Hessen) des Deutschen Wetterdienstes in einer dem Standort und dem Bezugszeitraum angemessenen Gewichtung zugrunde gelegt. Im Rahmen eines Forschungsauftrages hat der Deutsche Wetterdienst (DWD) die langjährigen Windmessdaten dieser Stationen nach der in Kapitel 3 genannten Methode aufbereitet und die erzeugten Windstatistiken zur Verfügung gestellt.

Datengrundlage sind jeweils die richtungsabhängigen Windgeschwindigkeiten (insgesamt 12 Windrichtungssektoren) der rund 52 km Nordost entfernten Station des DWD in Fritzlar über einen Langzeitraum von 15 Jahren (1976 - 1990) bzw. der 43 km im Nordwesten gelegenen Station auf dem Kahlen Asten über einen Langzeitraum von 11 Jahren (1980 - 1990). Der Atlas *Fritzlar* repräsentiert die Windverhältnisse der Westhessischen Senke, der Atlas *Kahler Asten* die höheren Bereiche des Rothaargebirges. In der Mittelung wird eine realistische Windrichtungsverteilung für das Untersuchungsgebiet erwartet. Die Anwendbarkeit der so erzeugten regionalen Windstatistik wurde bereits im Rahmen von früheren Gutachten anhand von Vergleichsanlagen überprüft. Zusätzlich wurden für dieses Gutachten die Betriebsergebnisse von fünf in der Umgebung des Standortes *Görzhäuser Hof* befindlichen WEA herangezogen, um in zusätzlichen Ertragsberechnungen die Repräsentativität der genannten Windstatistik für den gewählten Bezugszeitraum (1975 - 2004) zu überprüfen (siehe Abschnitt 6.2). Der Vergleich von Betriebsdaten und Betriebsergebnissen ergab, dass mit den genannten Winddaten der Bezugszeitraum (1975 - 2004) zu etwa 20 % überrepräsentiert wurde. Deshalb wurde eine entsprechende Skalierung der Winddaten für die weiteren Berechnungen vorgenommen. Die mit der so erzeugten Windstatistik *Görzhäuser Hof* ermittelten Berechnungsergebnisse können somit für den genannten Bezugszeitraum (1975 - 2004) als plausibel angesehen werden.

4.2 Orographie

Auf der Basis von Topographischen Karten im Maßstab 1 : 25.000 wurde für den Standort *Görzhäuser Hof* ein Areal von rund 550 km² (23 km x 24 km) als Eingabedaten für das Berechnungsmodell WA^sP manuell digitalisiert (Nahbereich bis etwa 5 km) bzw. auf Grundlage der SRTM3-Daten generiert (ab 5 km bis 10 km Entfernung). Die Auflösung der für die Berechnung verwendeten digitalisierten Karte ist im Umkreis von 5 km um den Mikrostandort sehr genau und im weiteren Umfeld hinreichend genau gewählt worden. Das Relief der näheren Umgebung des Standorts ist in Abbildung 3 mit einer leichten Überhöhung (Faktor 3,5) aus der Anströmrichtung Südwest dargestellt.

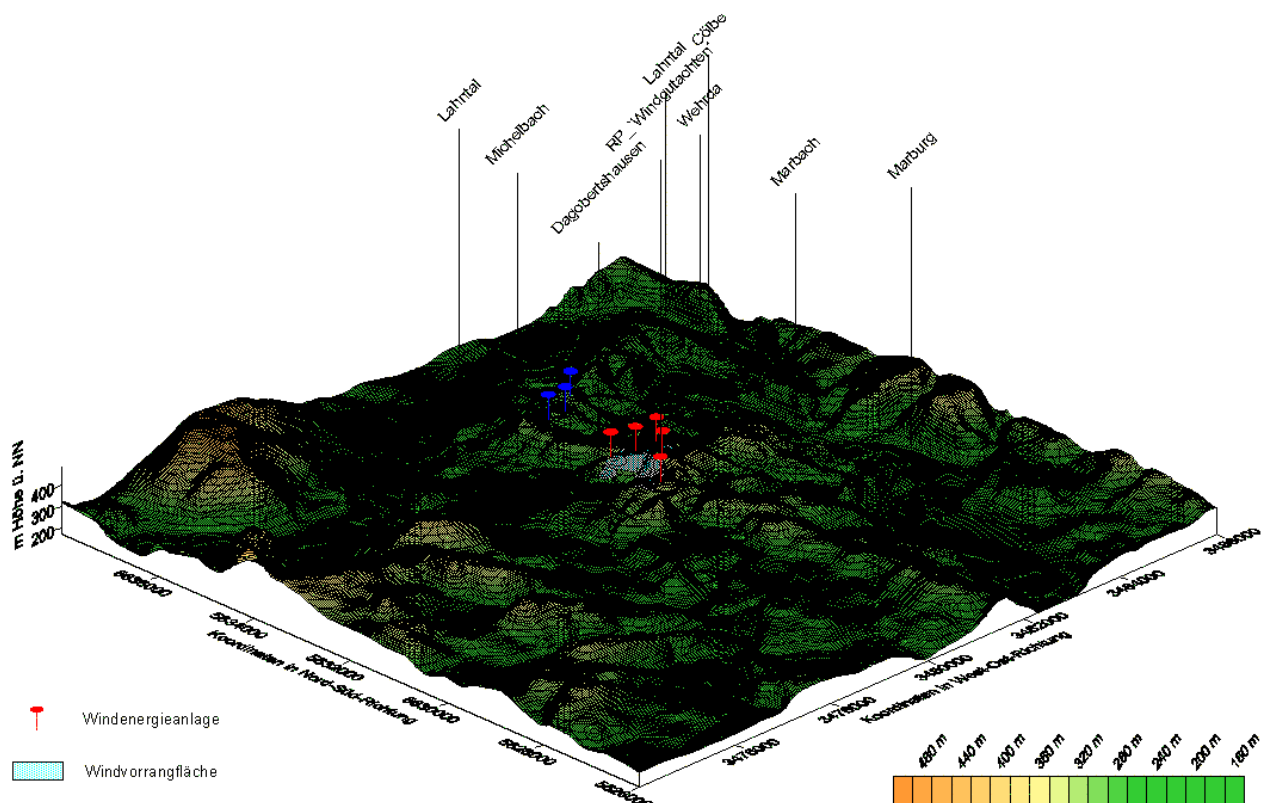


Abbildung 3: Darstellung des Reliefs der Standortumgebung (ca. 10 x 10 km)

Die dreidimensionale Darstellung der Standortumgebung soll eine Hilfe sein, um die Strömungsverhältnisse am Mikrostandort zu verdeutlichen. Gut erkennbar sind die Lage des Standortes RP 'Windgutachten' (364 m über NN) innerhalb der blau markierten potentiellen Windvorrangfläche

sowie das insgesamt sehr kuppige Relief, aus dem der Wollenberg (Nordwest, ohne Bezeichnung) hervorsticht. Zur besseren Orientierung sind neben den existierenden WEA (blaue Symbole) und den in der Beispielkonfiguration neu geplanten (rote Symbole) die Stadt Marburg (Zentrum), die Ortschaften Dagobertshausen, Marbach, Michelbach, Wehrda und Cölbe sowie das Tal der Lahn (zweifach, hier bei 185 bzw. 200 m ü. NN) im Relief markiert. Die genannte Abbildung ist im Anhang I vergrößert dargestellt.

4.3 Rauigkeitsklassifizierung

Die Beschreibung der **Geländerauigkeit** richtet sich nach der im *European Windatlas* festgelegten gültigen Konvention in Rauigkeitsklassen. Dabei können die einzelnen Klassen in Zehnteln gestuft werden. Das Gebiet um den Standort *Görzhäuser Hof* wurde vor Ort besichtigt und evaluiert. Eine nachträgliche Bewertung der standortspezifischen Größen wurde anhand von Luftbildern und amtlichen topographischen Karten (Maßstäbe 1 : 25.000 bis 1 : 50.000) durchgeführt. Die Geländebeziehungen wurden für die Berechnungen innerhalb des Windgutachtens (gilt nicht für die Ressource-Berechnung, s. u.) durch Rauigkeiten innerhalb von 12 Sektoren á 30 Grad beschrieben. Dabei wurden bis zu sechs Rauigkeitswechsel in einem Umkreis von bis zu 26 km Radius aufgenommen.

Das Gelände am Standort ist bedingt durch die Lage innerhalb eines Waldes sehr rau. Auch in zunehmender Entfernung wird die Geländerauigkeit vor allem durch zahlreiche, z. T. zusammenhängende Waldflächen, aber auch die Stadt Marburg (in östlichen Richtungen) sowie die industriell geprägten Baugebiete am Görzhäuser Hof deutlich erhöht. Offene Ackerflächen sind in geringerem Maße anzutreffen, weshalb von einem insgesamt starken negativen Einfluss der Oberflächenstrukturen auf die Windverhältnisse am Standort auszugehen ist.

Für die Berechnung der Windressourcen (nicht Basis der hier vorgelegten Berechnungsergebnisse mit Ausnahme der Karte der Windressourcen) wurde im Radius von mind. 25 km um die potentielle Windvorrangfläche herum eine flächenhafte Karte der Rauigkeiten auf Basis der Corine-Daten erstellt, die im Nahbereich auf Grundlage topographischer Karten nachgebessert wurde.

4.4 Bewaldung: Hinderniseffekte und Verdrängungshöhe

Als Hindernisse gelten alle Gebäude, Baumreihen oder Baumgruppen, die den Fußpunkt der geplanten Anlage um mehr als 1/4 der Nabenhöhe überragen und sich innerhalb eines Radius von ca. 1000 m um den vorgesehenen Aufstellungsort befinden. Wegen der großen NH von 100 m und mehr trifft diese Definition auf kein Objekt am geplanten Standort zu. Die Anlagen sollen aber innerhalb eines Waldgebietes platziert werden, für welches von einer einheitlichen Waldbedeckung von 22 m Höhe ausgegangen werden kann. Eine geschlossene Waldbedeckung führt zu einer effektiven Reduzierung der Nabenhöhe und kann durch eine sogenannte Verdrängungshöhe (Verschiebung des Nullpunktes des Windprofils) simuliert werden (Hui und Crockford 2007). Im vorliegenden Fall ist somit von einer effektiven Reduktion der NH um 18 m auszugehen, was zu Ertragsminderungen von ca. 8 % im Vergleich zur unbewaldeten Situation führt (Vergleich für Einzel-WEA).

4.5 Leistungskennlinien

Für die Berechnung der jährlich zu erwartenden Energieproduktion wurden zur wirtschaftlichen Einschätzung des Standortes (Einzelberechnung) die Kenndaten von mehreren WEA-Typen mit unterschiedlichen NH zugrunde gelegt. Die wichtigsten technischen Daten folgen im Überblick in Tabelle 4.

WEA-Typ:	ENERCON E-82/2.3 E2	Fuhrländer FL 2.500-100	VESTAS V90/2.0MW
Nennleistung	2.300 kW	2.500 kW	2.000 kW
Rotordurchmesser	90 m	100 m	90 m
Nabenhöhen	138,4 m	141 m	125 m
Leistungskennlinie	Hersteller 11/09	Manufacturer 08/05	Mode 0 (Star/Delta)
Generatorkonzept	Pitch	Pitch	Pitch
Regelungskonzept	Synchron	Asynchron	Asynchron
Schubbeiwerte (c_t)	Herstellerangabe	WindPRO Standard	Herstellerangabe

Tabelle 4: Technische Daten der zugrunde gelegten WEA

Die technischen Konzepte der Anlagen der Hersteller VESTAS und Fuhrländer beinhalten einen drehzahlvariablen Betrieb mit Getriebe und Asynchrongenerator, das des Herstellers ENERCON einen drehzahlvariablen, getriebelosen Betrieb mit Synchrongenerator. Bei niedrigen Windgeschwindigkeiten werden optimale Energieerträge durch die Drehzahlvariabilität gewährleistet und die produzierte Energie über Stromrichtertechnik ('Umformer') in das öffentliche Netz eingespeist. Bei hohen Windgeschwindigkeiten wird die Leistung bei allen Typen zusätzlich durch eine aktive Blattwinkelverstellung (sog. 'Pitchen') in ihrer Höhe begrenzt.

Die von den Herstellern berechneten Leistungskennlinien dieser Anlagen sind zusammen mit einigen technischen Angaben im Anhang I aufgeführt. Zu beachten ist, dass gerade theoretisch berechnete Kennlinien größere Unsicherheiten bergen können, die zusätzlich in den Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen berücksichtigt werden müssten. Im Falle der E-82/2.3MW E2 existiert bereits eine Vermessung des unabhängigen Gutachters Deutsche Windguard, die die berechneten Werte stützt und sogar zu etwas mehr Ertrag führt. Die Ermittlung von Leistungskennlinien (sowohl durch Berechnungen als auch durch Messungen) geht von speziellen, wenn auch genau spezifizierten Bedingungen aus. Es wird angenommen, dass die verwendeten Leistungskennlinien auch für den hier untersuchten, konkreten Standort ihre Gültigkeit besitzen.

5. Berechnungsergebnisse

Mit den für dieses Gutachten verwendeten Windstatistiken *Fritzlär* und *Kähler Asten* (in angepasster Version) und den zuvor erläuterten Eingabeparametern für Orographie, Rauigkeiten wurden unter Berücksichtigung der NH-Reduktion 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 von 7,7 bzw. 7,8°C in Höhen zwischen 471 bis 487 m über NN (mittlere Geländehöhe + Nabenhöhen).

5.1 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'	60	4,5	5,1	1,98	108
	70	4,8	5,4	2,03	122
	80	5,0	5,6	2,09	136
	90	5,2	5,8	2,15	147
	100	5,3	6,0	2,20	156
	110	5,4	6,1	2,24	164
	120	5,6	6,3	2,27	172
	130	5,7	6,4	2,27	184
	140	5,8	6,5	2,26	196
	150	5,9	6,7	2,26	207

Tabelle 5: Berechnetes Windprofil am Mikrostandort

Sämtliche in der Tabelle 5 berechneten Werte beziehen sich auf ein **Normalwindjahr** (langzeitliches Mittel 1975 - 2004) und sind auf eine bzw. zwei Nachkommastellen gerundet. Auf die Darstellung der Wert unterhalb 60 m wurde aufgrund der Lage innerhalb eines Waldes verzichtet.

5.2 Berechnung der Energieproduktion

5.2.1 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 Nabenhöhen das in Tabelle 6 dargestellte Ergebnis.

Anlagentyp	Nabenhöhen	Energieproduktion P ₅₀ -Wert	Energieproduktion P ₉₀ -Wert (-16,5 %)
ENERCON E-82/2.3MW E2	138,4 m	4.001 MWh/a	3.341 MWh/a
Fuhrländer FL 2500-100	141 m	5.373 MWh/a	4.486 MWh/a
VESTAS V90/2.0MW	125 m	3.910 MWh/a	3.265 MWh/a

Tabelle 6: Jährliche Energielieferung einer Einzel-WEA am Standort Görzhäuser Hof (RP 'Windgutachten')

Die angegebene Energieproduktion gilt jeweils für eine freistehende Einzelanlage und ein Normalwindjahr (Durchschnitt des langjährigen Mittels [1975 - 2004]). Bei der angegebenen 'Energieproduktion P₉₀-Wert (-16,5 %)' wurde ein Abschlag in Höhe von 16,5 % für die Unsicherheiten durch die Berechnungsmethode, die Geländeeinschätzung, die Leistungskennlinie und die Stabilität des Langzeitwertes berücksichtigt (siehe Abschnitt 6.3), was eine Empfehlung bezüglich einer neunzigprozentigen Eintrittswahrscheinlichkeit (P₉₀-Wert) darstellt. Für Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen sind außerdem weitere Abschläge für Eigenbedarf, Netzverluste und Anlagenausfälle anzusetzen.

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

5.2.2 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 4 (nächste Seite) zeigt beispielhaft das Windpotential für die Berechnungshöhe 141 m über Grund, im Anhang IV 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 in einer Testberechnung ein wirtschaftlicher Betrieb für die drei genannten WEA-Typen ermittelt wurde (Basis: Überschreitung von 60 % des Referenzertragswerts für den jeweiligen WEA-Typ, da dadurch die erhöhte Vergütung erhalten wird). Es ist anzumerken, dass dieses Kriterium im neuen Entwurf des EEG nicht mehr enthalten ist. Es bleibt abzuwarten, ob dies auch in der endgültigen Fassung des EEG so bleibt.

Für die Abstände zwischen den WEA (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 (Stand sicherheitsnachweis). 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.

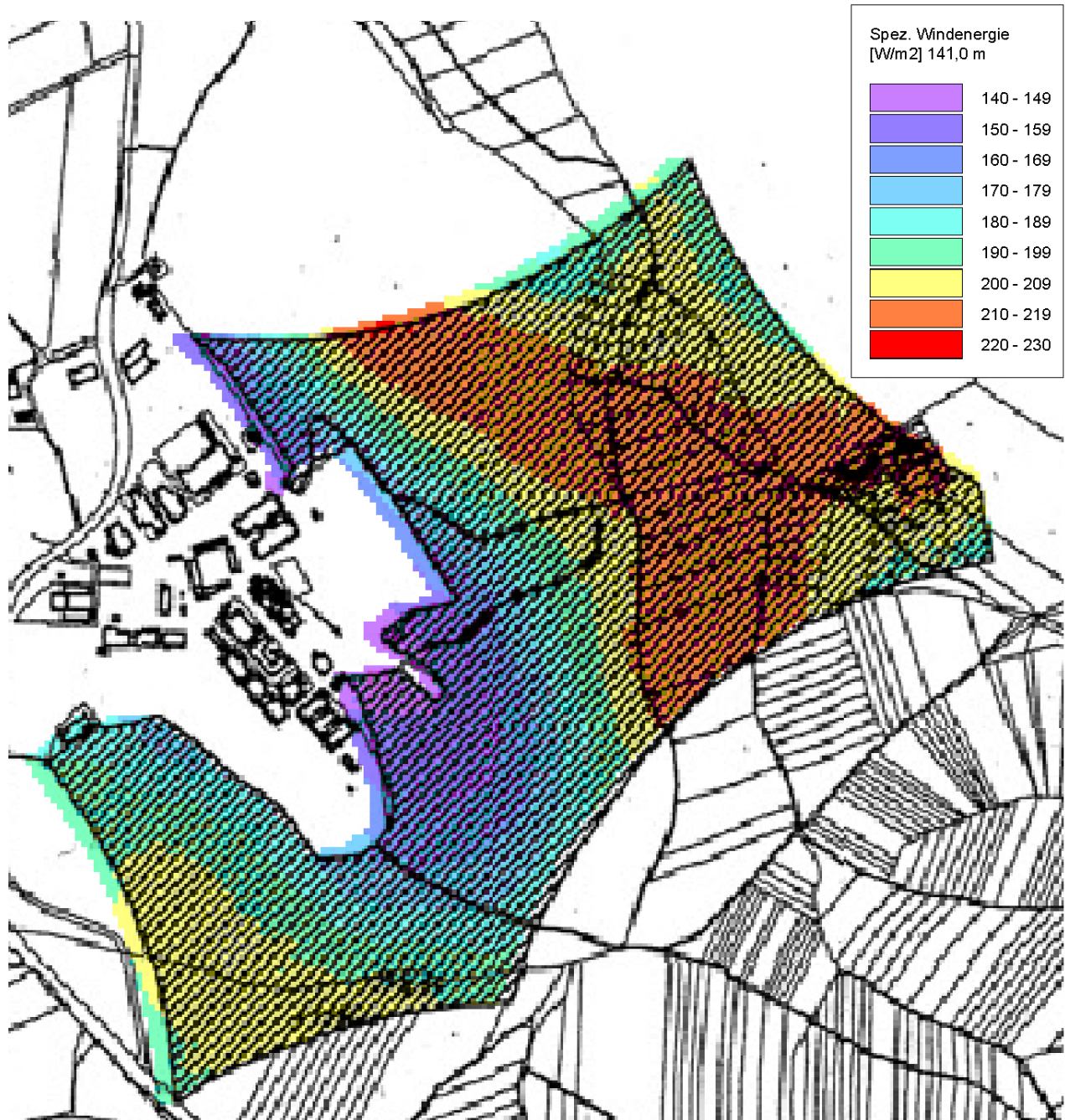


Abbildung 4: Darstellung des Windpotentials (spezifischen Windenergie) innerhalb des Untersuchungsgebietes in W/m² (Berechnungshöhe: 141 m über Grund)

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.

5.2.3 Ertragsberechnung Windpark und Parkwirkungsgrad

In einer Parkberechnung für einen Windpark werden im Gegensatz zu der Betrachtung der Einzelanlagen (vgl. 5.2.1) die individuellen Windverhältnisse an jedem Einzelstandort innerhalb des gewählten Park-Layouts und die gegenseitige Abschattung der WEA zusätzlich berücksichtigt. Der Parkwirkungsgrad ist dabei ein Maß für die Stärke dieser Abschattung.

Die Ertragsberechnung der fünf geplanten Anlagen in Park-Aufstellung einschließlich der Parkabschattung weicht in folgenden Punkten von der Betrachtung der Einzelanlagen im Windgutachten ab: Für eine genauere Rauigkeitsbeschreibung wurden den geplanten WEA drei unterschiedliche Referenzpunkte zugewiesen, von denen die Verhältnisse auf die jeweils nächst gelegenen WEA unverändert übertragen werden (vgl. Spalte „Terrain“ im Ausdruck „Hauptergebnis“ in Anhang III). 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 gemäß der in den vorangegangenen Kapiteln dargestellten Methodik in der Variante Fuhrländer FL 2.500-100 mit jeweils 141 m NH. Den Ertragsberechnungen liegt die in Kapitel 4.5 beschriebene Leistungskennlinie zugrunde.

Die sich für die fünf WEA in der genannten Variante ergebenden Werte für den Standort *Görzhäuser Hof* sind in Tabelle 7 dargestellt.

5x FL 2500-100	Energieproduktion P ₅₀ -Wert	Energieproduktion P ₉₀ -Wert (-16,5 %)	Parkwirkungsgrad
Windpark	25.522 MWh/a	21.311 MWh/a	94,7 %
WEA-Min.	4.929 MWh/a	4.115 MWh/a	91,1 %
WEA-Max.	5.326 MWh/a	4.447 MWh/a	97,3 %
WEA-Mittel	5.104 MWh/a	4.262 MWh/a	94,7 %

Tabelle 7: Berechnete Werte im Windpark, Var. 5x FL 2.500-100 mit 141 m NH

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sind die Unsicherheiten (für die Berechnungsmethode, die Geländeeinschätzung, die Leistungskennlinie und die Stabilität des Langzeitwertes, vgl. Kap. 6.3) in Form eines Sicherheitsabschlags von 16,5 % zu berücksichtigen. Eigenbedarf, Netzverluste und Stillstandszeiten z. B. durch Servicearbeiten können zu weiteren Abschlägen führen. Die detaillierten Ergebnisse sind den beigelegten Unterlagen (Anhang III) zu entnehmen. Zu beachten ist weiterhin, dass die konkreten Geländebeziehungen (Rauigkeit, Orographie) an jedem einzelnen WEA-Standort das Windprofil unterschiedlich beeinflussen und die zu erwartenden Erträge der einzelnen WEA auch dadurch (neben den Abschattungsverlusten) voneinander abweichen.

Eine Überprüfung zur Einhaltung des 60 %-Kriteriums ergab (wie auch für die WEA-Typen V90 und E-82/2.3MW E2 im Park von 5 WEA auf den genannten Positionen), dass für alle fünf Anlagen die Prüfung positiv ausfällt, was zum Erhalt des erhöhten Vergütungssatzes durch das EVU führt.

6. Bewertung der Ergebnisse

6.1 Standortbewertung

Für den Windparkstandort *Görzhäuser Hof* sind für die Windenergienutzung bedingt günstige Windverhältnisse in sehr großen Höhen über Grund berechnet worden. Vor allem die lokal exponierte Lage sowie die großen Rauigkeiten und die Lage innerhalb eines Waldes (NH-Reduktion) stellen die wichtigsten Einflussgrößen für die Strömung und das Windprofil am Standort dar. Orographische Effekte wirken sich bei Betrachtung der Berechnungen für die Einzelanlagen gegenüber ebenem Gelände mit Werten zwischen 31,6 % (FL 2.500-100) und 34,7 % (V90/2.0MW) stark positiv auf den Ertrag aus.

Da Messergebnisse prinzipiell immer mit Fehlern behaftet 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). Wir empfehlen zur wirtschaftlichen Einschätzung des Projektes von den berechneten Werten für die Energieproduktion einen 16,5 %-igen Abschlag (P_{90} -Wert) für mögliche Unsicherheiten in der Berechnungsmethode, der Geländeeinschätzung, der Leistungskennlinie und der Stabilität des Langzeitwertes zu berücksichtigen (siehe Abschnitt 6.3). Eigenbedarf, Netzverluste, sowie eventuell auftretende geringere Verfügbarkeiten der WEA durch Service-Leistungen müssen ebenfalls berücksichtigt werden, sind aber nicht Teil des genannten Sicherheitsabschlages.

Da sich die im folgenden Kapitel beschriebenen Vergleichs-WEA in niedrigerer Position ü. NN befinden und zudem im Verhältnis zu den hier untersuchten WEA-Typen sehr geringe NH aufweisen, empfehlen wir zur Absicherung der hier dargestellten Ertragswerte und Reduzierung der Unsicherheiten, eine Windmessung in mind. 100 m über Grund über mindestens ein Jahr auf dem Untersuchungsgebiet durchzuführen.

6.2 Vergleichsanlagen

Die Anwendbarkeit der verwendeten Winddaten und die Plausibilität der vorgelegten Berechnungsergebnisse für die Planungen am Standort *Görzhäuser Hof* wurden mit Hilfe von Betriebsdaten bestehender WEA aus der 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 Umgebung des Standorts sind fünf WEA in Betrieb, deren vorliegende Betriebsergebnisse in die Betrachtungen einbezogen werden konnten. Eine Übersicht wird in der folgenden Tabelle 8 gegeben, weitere Details bezüglich der Vergleichsanlagen sind im Anhang I zu finden.

Standort	Entfernung	WEA-Typ	Anzahl	Reproduktionsgüte ¹ $P_{\text{ber}}/P_{\text{WKP}}$
Burgwald	16 km N	TACKE TW600e (60)	4	99, 100 %
Wehrda	2 km N	Fuhrländer FL MD 77 (85)	1	104 %

Tabelle 8: Übersicht der verwendeten Vergleichsanlagen

Für diese Anlagen lagen Betriebsdaten über Zeiträume zwischen 19 und 30 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 werden können, wurden die Daten mit einem geeigneten Langzeitindex entsprechend abgeglichen. Im vorliegenden Fall wurden die Betriebsdaten mit Hilfe des Keiler-Häuser-Index (Version 06 modifiziert durch CUBE, Region 19) und der Regressionsmethode bezüglich eines langfristig repräsentativen Normaljahres 1975 - 2004 korrigiert. Die derart langfristig korrigierten Energie-

¹ Die Reproduktionsgüte ist definiert als das Verhältnis von berechnetem zu tatsächlichem Ertrag. Werte größer 100% stellen eine Überschätzung, kleiner als 100% stellen eine Unterschätzung dar.

erträge (Windkorrigierte Produktion –WKP) sind, insofern sie nicht der Vertraulichkeit unterliegen, im Anhang aufgelistet.

Die Standorte der Vergleichsanlagen wurden ebenfalls vor Ort besichtigt, 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 1975 - 2004 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.

Der Standort Burgwald kann als gut mit dem Standort *Görzhäuser Hof* vergleichbar angesehen werden, da er sich in nur einer geringen Entfernung befindet und die topographischen Gegebenheiten als ähnlich angesehen werden können. Lediglich die Lage auf der lokalen Kuppe ist im Vergleich zu den neuen WEA, die sich auf deren Südwesthang befinden, unterschiedlich. Die dort befindlichen WEA des Typs TACKE TW600e können auf Grund ihrer technischen Eigenschaften als eine repräsentative Quelle für Vergleichsdaten betrachtet werden. Negativ anzumerken ist lediglich die große Diskrepanz in der Nabenhöhe (60 im Vergleich zu bis zu 140 m NH), die sich in einer erhöhten Unsicherheit in der Vertikalextrapolation niederschlägt.

Auch der Standort Wehrda ist bezüglich seiner Höhenlage mit dem hier untersuchten vergleichbar, allerdings ist die Topographie der Standortumgebung heterogener (Wald vorgelagert). Hier konnte lediglich eine WEA des Typs FL MD 77 berücksichtigt werden, zwei weitere (1x Pfeiderer 650, 1x FL MD 77) wurden zwar im Modell nachgebildet, wegen nicht nachvollziehbarer Überschätzung (FL-MD77) bzw. unsicherer Kennlinie (Pfeiderer) jedoch nicht weiter betrachtet. Wahrscheinlich ist hier die Lage hinter einer lokalen Kuppe im Zusammenhang mit darauf befindlichem, nahe gelegenen Wald ausschlaggebend für die schlechte Qualität der Regression im Langzeitabgleich. Dies kann erfahrungsgemäß zu Schwierigkeiten beim technischen Betrieb und Performanceproblemen führen.

Es zeigte sich, dass die langzeitkorrigierten Betriebsdaten der betrachteten Vergleichsstandorte in den Berechnungen zu ± 4 % reproduziert werden können. Wegen der insgesamt guten 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 geplanten WEA im Rahmen der erhöhten Unsicherheiten für plausibel.

Die Streubreite der Reproduktion der Betriebsergebnisse durch die Berechnungen (RMS- bzw. Standardfehler) ergibt sich im vorliegenden Fall zu $\pm 3,8$ % der ermittelten Energieerträge.

6.3 Unsicherheitsbetrachtung

Die in den 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 bedeutet 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 8 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 (siehe Abschnitt 7) 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 angenommen werden können, ergibt sich die Gesamtunsicherheit als die Quadratsumme der Einzelfehler.

	Typisch	<i>Görzhäuser Hof</i>
Winddaten	± 5 - 30 %	7 %
Stabilität Langzeitwert	± 2 - 5 %	3 %
Modellierung Windfeld	± 2 - 20 %	9 %
Modellierung Parkwirkungsgrad	± 0 - 5 %	1 %
Leistungskennlinie	± 5 - 20 %	5 %
Gesamtunsicherheit (RMS)	± 4 - 40 %	12,9 %

Tabelle 9: Berechnungsunsicherheiten am Standort *Görzhäuser Hof*

Tabelle 9 zeigt die für den Standort *Görzhäuser Hof* angenommenen Einzelunsicherheiten (bzgl. des Energieertrags) sowie den resultierenden Gesamtfehler. Demnach ergibt sich im vorliegenden Fall die resultierende gesamte **Berechnungsunsicherheit (RMS- bzw. Standardfehler) zu ±12,9 %** der in Kapitel 5 ermittelten Energieerträge.

Die Unsicherheiten für die Modellierung beruhen auf Erfahrungswerten für Standorte der in *Görzhäuser Hof* gegebenen Komplexität und sind aufgrund der großen Diskrepanz zwischen den NH der Vergleichs-WEA und denen der geplanten Anlagen stark erhöht eingestuft worden. Bei der Leistungskennlinie wird davon ausgegangen, dass der Hersteller eine Garantie für 95 % der am Standort zu erwartenden Leistung abgibt, so dass von einer Unsicherheit von 5 % ausgegangen werden kann. Die Unsicherheit der Winddaten ist durch die im voran gegangenen Abschnitt durchgeführte Betrachtung von Vergleichs-WEA motiviert, erfährt aber durch die geringe Anzahl sowie die z. T. große Entfernung (Burgwald) einen Aufschlag von 3 %. Die Ermittlung der Unsicherheit des Langzeitwertes ist in Kapitel 7 dokumentiert.

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 der folgenden Tabelle 10 sind die erforderlichen Sicherheitsabschläge und die resultie-

renden Nettoerträge² für die Variante 5x FL 2.500-100 mit 141 m NH bezüglich der häufig geforderten Überschreitungswahrscheinlichkeiten von 75 %, 85 %, 90 % und 95 % dargestellt, Abbildung 5 zeigt den Zusammenhang in graphischer Form.

Überschreitungs- wahrscheinlichkeit	Nettoproduktion	Sicherheitsabschlag
P₅₀	25.522 MWh/a	0 %
P ₇₅	23.307 MWh/a	8,7 %
P _{RMS}	22.238 MWh/a	12,9 %
P ₈₅	22.118 MWh/a	13,3 %
P₉₀	21.313 MWh/a	16,5 %
P ₉₅	20.120 MWh/a	21,2 %

Tabelle 10: Nettoerträge und Sicherheitsabschläge am Park-Standort Görzhäuser Hof

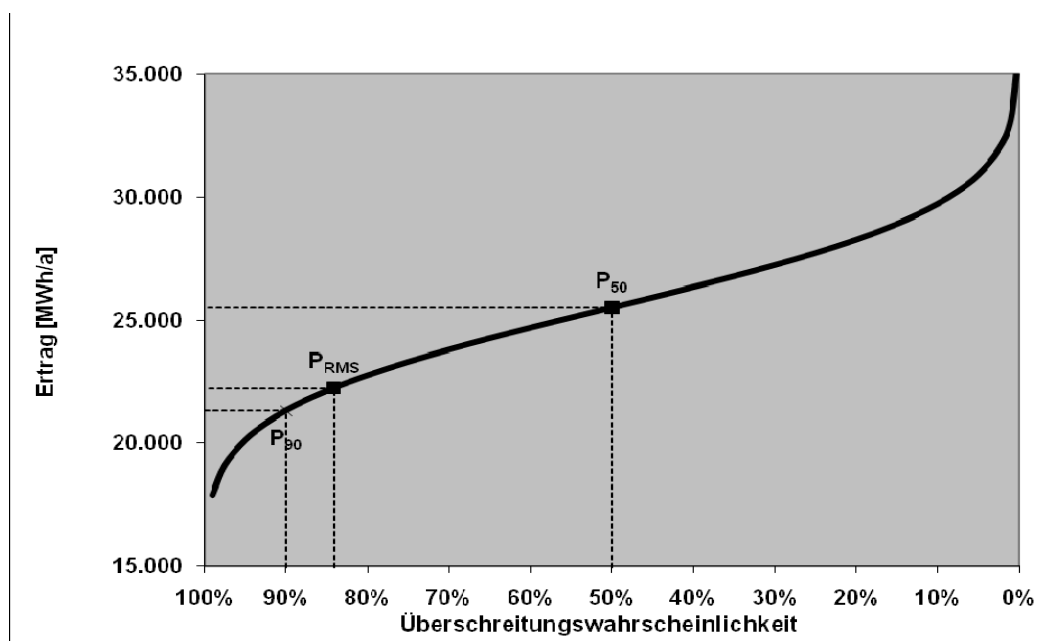


Abbildung 5: Nettoerträge und Sicherheitsabschläge am Park-Standort Görzhäuser Hof

² Der Nettoertrag ist definiert als Bruttoertrag (100 % Wert) abzüglich des genannten Sicherheitsabschlags ohne Berücksichtigung eventueller Verluste

Wir halten eine Zugrundelegung einer 90%igen Sicherheit (P_{90} -Wert) entsprechend einem Risiko von 10 % für angemessen. Demnach sollte ein Sicherheitsabschlag von 16,5 % angenommen werden, um eine 90 %ige Sicherheit (P_{90} -Wert) hinsichtlich des zu erwirtschaftenden Ertrages zu erreichen. Für eine 75 %ige Sicherheit (P_{75} -Wert) wäre ein Abschlag von 8,7 % ausreichend. In diesen Zahlen sind eventuell erforderliche Abschläge für Verluste (z. B. Wartung, Eigenbedarf und Netzverluste) nicht enthalten.

7. Abgleich von Kurzzeitdaten und Stabilität von Langzeitwerten

Das Windangebot ist von Monat zu Monat als auch von Jahr zu Jahr erheblichen Schwankungen unterworfen. Die hier vorgelegten Berechnungen beziehen sich auf ein langzeitrepräsentatives Normaljahr 1975 - 2004. Messreihen oder Betriebsergebnisse von **einem Jahr oder kürzeren Zeiträumen** bergen die Gefahr, topographisch lokale Effekte, wie z. B. erhöhte Windgeschwindigkeiten in Kuppenlagen und zeitliche Variationen des großräumigeren Windklimas, die zu regionalen Flauten bzw. Stürmen führen, zu vermischen. Ein Weg, um die Aussagekraft der Mess- oder Betriebsergebnisse zu verbessern, ist der Abgleich der Kurzzeitmessungen anhand langjähriger Daten. In Deutschland gibt es zu dieser Thematik seit Jahren einen **Produktionsindex** (Keiler-Häuser-Index der Ingenieurwerkstatt Energietechnik), der sich aus Produktionsergebnissen einer Vielzahl von WEA ergibt und mit dem kurzzeitige Messungen und Betriebsergebnisse abgeglichen werden können. Unten stehende Abbildung illustriert auf der Basis dieses Index die möglichen Ertragsschwankungen der geplanten WEA, falls dieser bereits im Jahre 1990 realisiert worden wäre.

Abbildung 6 zeigt, dass von Monat zu Monat die Erträge um fast den Faktor drei bezüglich des Langzeitwertes schwanken können. Spitzenwerte werden während der Winterstürme erreicht, während in den Sommermonaten in der Regel nur recht geringe Erträge erzielt werden. Doch auch von Jahr zu Jahr können die Erträge erheblich variieren. In der Region um den Standort variierten die Jahreserträge von 73 % bis 127 % bezüglich des Langzeitwertes. Für eine Übertragung in die Zukunft sollten derartige Schwankungen daher entsprechend kalkuliert werden.

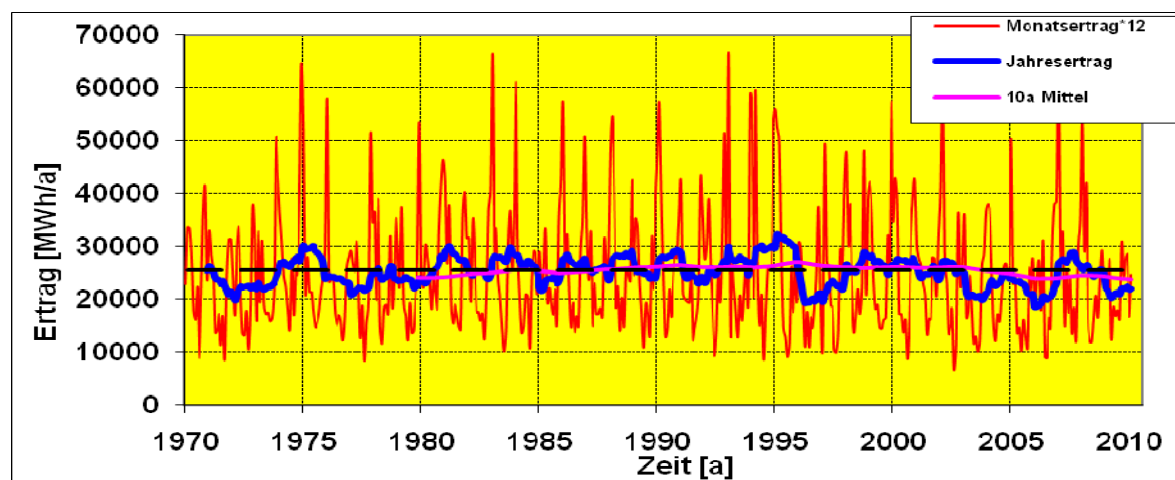


Abbildung 6: Zeitliche Schwankungen des Energieertrages am Standort Görzhäuser Hof

Bei Windgutachten werden daher in der Regel längere Mittelungszeiträume (> 10 Jahre) betrachtet, in diesem Gutachten wurde die 30-jährige Periode 1975 - 2004 zu Grunde gelegt. Es wird von der Annahme ausgegangen, dass ein solcher Mittelwert aus der Vergangenheit auch in der Zukunft Bestand hat (Persistenzvorhersage). Doch auch längere Perioden sind nicht stabil, das Klima schwankt auf allen Zeitskalen von Monaten bis zu Jahrtausenden. Selbst 50- oder gar 100-jährige Energieerträge können noch um mehrere Prozent schwanken. Außerdem liegt die Betriebszeit eines Windenergieprojektes typischerweise bei 15 - 25 Jahren. Daher kann man ein Windgutachten erst dann als aussagekräftige Prognose für die Laufzeit eines Projektes verstehen, wenn neben dem Langzeitwert (das so genannte 100 % Jahr) auch die Unsicherheit dieses Wertes ermittelt wird.

Ausgehend von der Beobachtung, dass die Atmosphäre außerhalb der Tropen eine sehr kurze Dekorrelationszeit von nur wenigen Tagen, also praktisch kein „Gedächtnis“, besitzt, wurden zur Ermittlung der Variationsbreite des Langzeitwertes Monte-Carlo-Simulationen des Energieertrages durchgeführt. Als Eingangsdaten hierzu dienten der Keiler-Häuser-Index und die NCAR-Reanalysen. Zur Ableitung einer aussagefähigen Statistik wurden insgesamt 65.000 Jahre Windklima statistisch simuliert. Anhand dieses Datensatzes wurde untersucht, inwiefern 30-jährige Mittelwerte von einer sich daran anschließenden (variablen) Mittelungsperiode, z. B. der Projektlaufzeit, abweichen. Aus der statistischen Verteilung des Fehlers³ kann die Unsicherheit des

³ Verhältnis von vorhergesagtem Wert zu tatsächlich eingetretenem Wert

Langzeitwertes bezüglich der Projektlaufzeit ermittelt werden. Abbildung 7 zeigt die Stabilität des vorhergesagten Langzeitwertes auf Basis 30-jähriger Mittelwerte in Abhängigkeit von der Projektlaufzeit. Deutlich zu erkennen ist die große Unsicherheit bei sehr kurzen Vorhersageintervallen von nur wenigen Jahren. Doch auch bei längeren Laufzeiten verbleibt eine Unsicherheit, diese beträgt bei 15 Jahren noch $\pm 3,1\%$ (Standardabweichung) des Langzeitwertes, bei 30 Jahren sind es noch $\pm 2,3\%$. Es ist zu beachten, dass in Einzelfällen die Abweichungen noch deutlich höher ausfallen können. Das 99 % Perzentil des vorhergesagten Langzeitwertes liegt bei 9,3 – 5,9 % für Laufzeiten von mehr als 10 Jahren. In diesem Gutachten wurde von einer Laufzeit von 15 Jahren mit einem Standardfehler von $\pm 3,1\%$ ausgegangen, da dieser Zeitraum als typisch für die Refinanzierungszeit eines Windenergieprojektes angesehen werden kann.

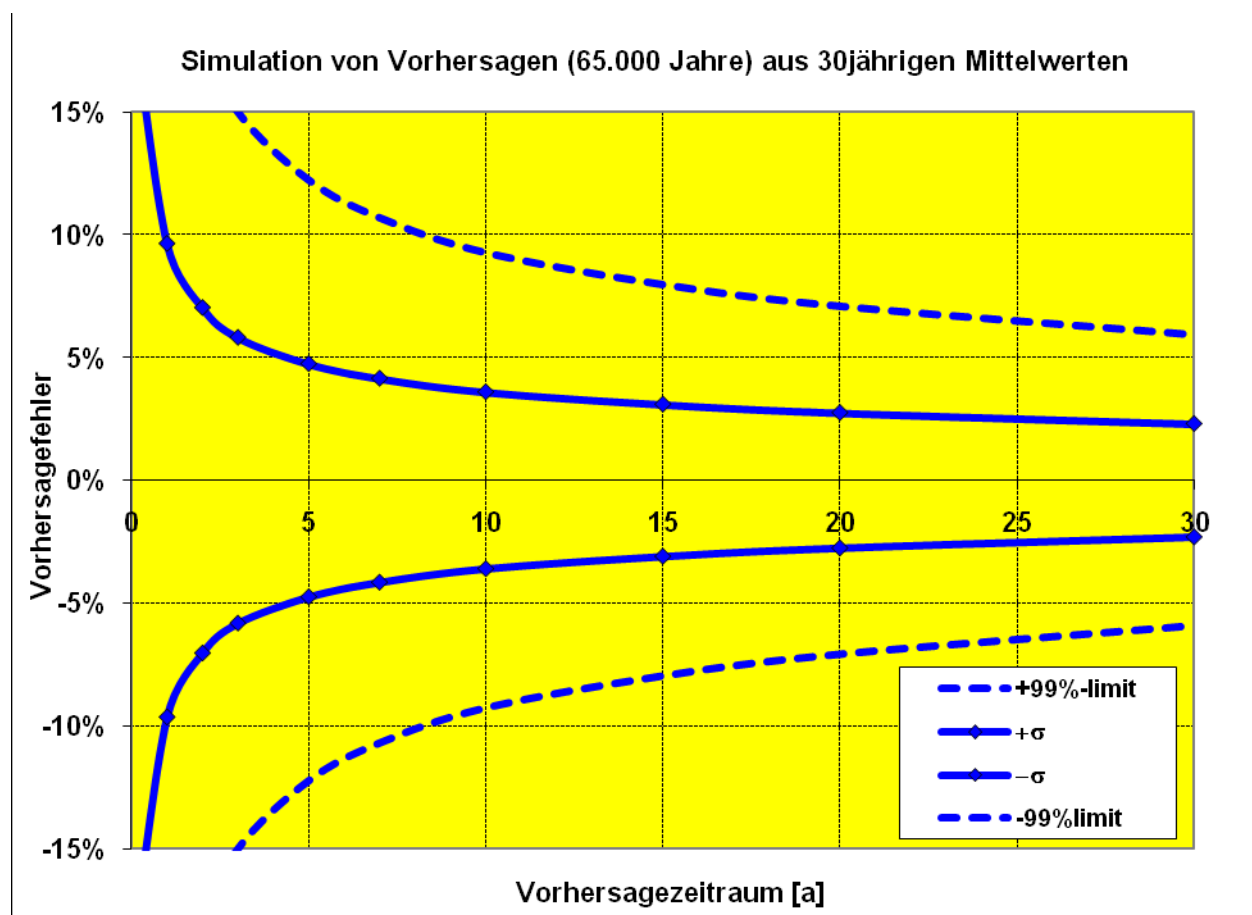


Abbildung 7: Vorhersagestabilität auf der Basis von 30-jährigen Mittelwerten

8. Quellenverzeichnis

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

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

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., 2007): Technische Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 6 Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen, Revision 7, Kiel, 24 S.

Innenministerium und Ministerium für Umwelt, Natur und Forsten in Schleswig-Holstein (2001): Berücksichtigung immissionsschutzrechtlicher Belange bei Windenergieanlagen - Gemeinsamer Runderlass des Innenministeriums – IV 631/IV.651 – 511.614 – und des Ministeriums für Umwelt, Natur und Forsten – V 222 – 578.705.211 -, 3. April 2001

Keiler-Häuserindex Version 2006: Betreiber-Datenbasis; <http://www.btrdb.de/btrdb> (März 2011)

Nielsen, P. und St. Chun (2000): Handbuch für die Software WindPRO, Energi- und Miljødata Deutschland.

Dies. (1994): Handbuch zum WINDATLAS-SYSTEM, Energi- und Miljødata, Dänemark, 120 pp.

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

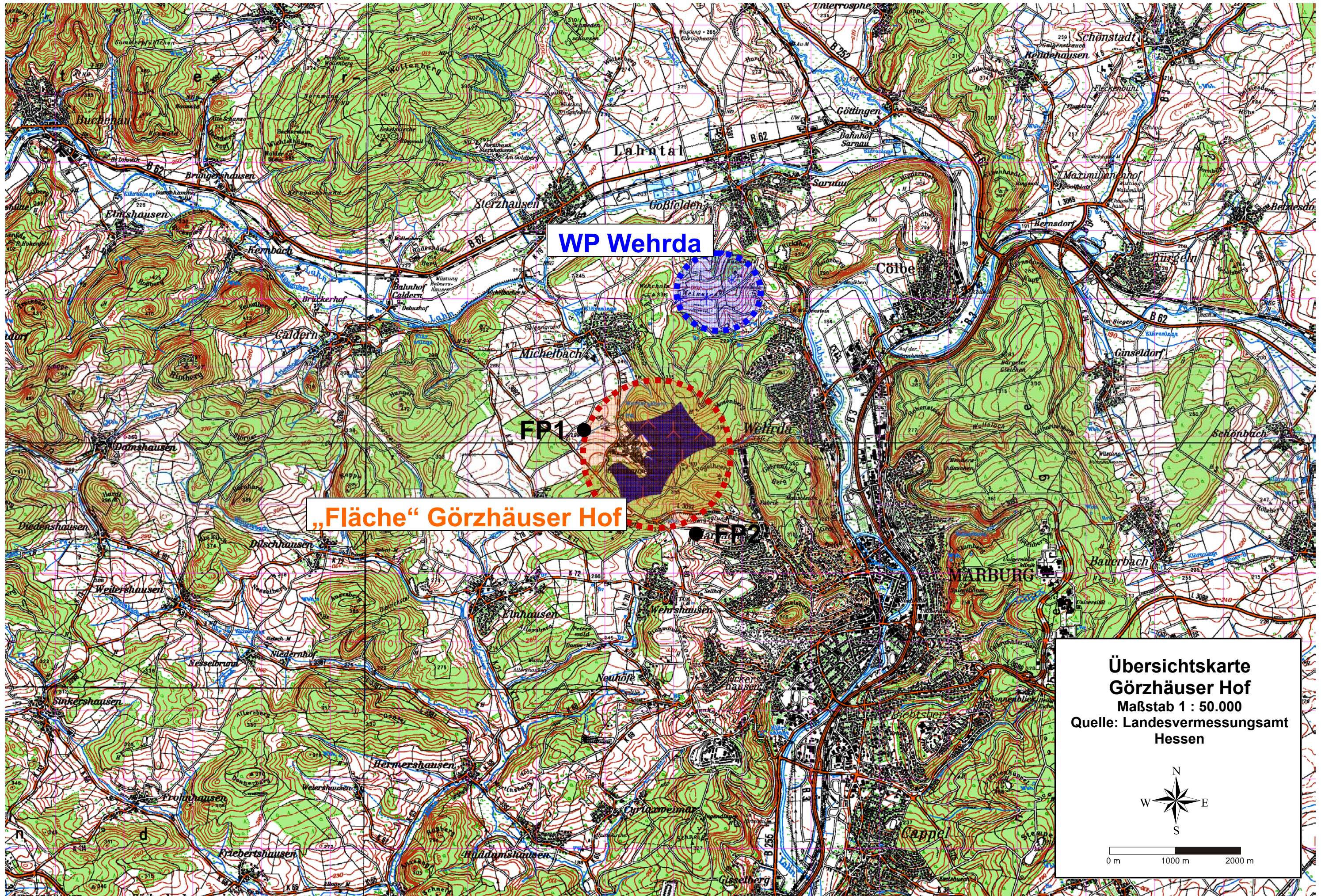
Traup, S. et al. (1996): Wind- und Windenergiepotentiale in Deutschland, 'Winddaten für Windenergienutzer'. Deutscher Wetterdienst. Selbstverlag, Offenbach a. M.

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



Anhang I Standortinformationen

- Topographische Karte (Untersuchungsgebiet und Vergleichs-WEA skizziert)
- Relief des Standorts
- Panoramafotos (360°)
- Tabellarische Übersicht der Vergleichs-WEA
- Leistungskennlinien
- Akkreditierungsurkunde CUBE Engineering GmbH



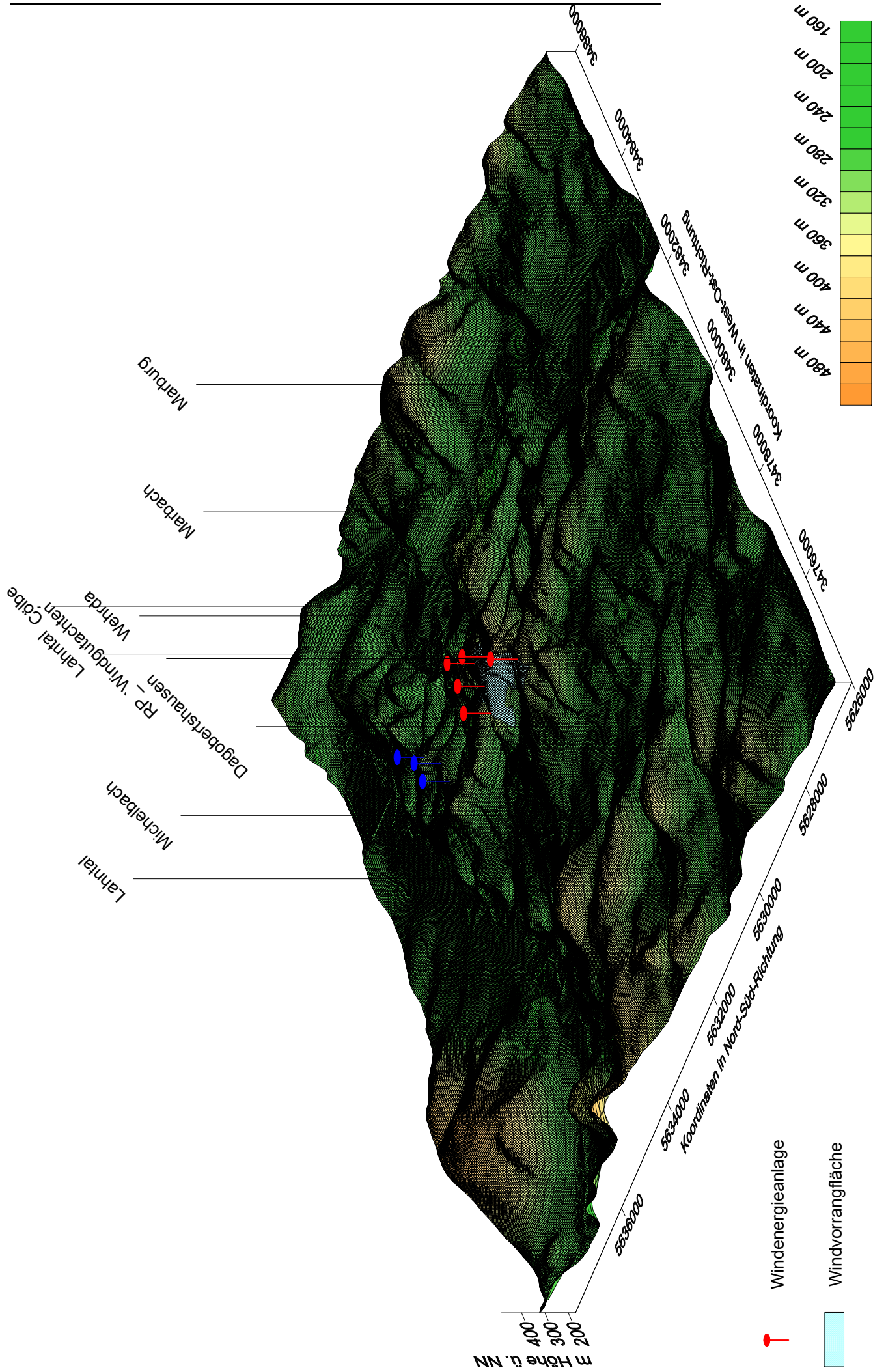
WP Wehrda

„Fläche“ Görzhäuser Hof

**Übersichtskarte
Görzhäuser Hof**
Maßstab 1 : 50.000
Quelle: Landesvermessungsamt
Hessen

0 m 1000 m 2000 m

3D-Darstellung Görzhäuser Hof







S

O



S

O



W



W



Übersicht der Vergleichs-WEA aus der Umgebung vom Görzhäuser Hof

Standort	Standort: GK-Bessel		Typ	Nabenhöhe [m]	Leistung [kW]	Leistungskennlinie	Schubbeiwerte	Datenquelle	Datenumfang [Monate]	Produktion [MWh/a]	Reproduktionsgüte P_{br}/P_{WKF}
	X	Y									
Burgwald	3.480.231	5.649.303	TACKE TW 600e	60	600	Fabrikant 9603 1.225 20.00 0.00	Standard	IWET	30	630	100%
Burgwald	3.480.209	5.649.526	TACKE TW 600e	60	600	Fabrikant 9603 1.225 20.00 0.00	Standard	IWET	25	608	99%
Burgwald	3.479.906	5.649.802	TACKE TW 600e	60	600	Fabrikant 9603 1.225 20.00 0.00	Standard	IWET	30	634	100%
Burgwald	3.479.766	5.649.933	TACKE TW 600e	60	600	Fabrikant 9603 1.225 20.00 0.00	Standard	IWET	26	615	100%
Wehrda	3.481.107	5.634.993	FUHLÄNDER FL MD 77	85	1500	WT2186/02, LM37.3	Herstellerangabe	Vertraulich	17	Vertraulich	104%

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 Hz
Herkunftsland	DE
Blatt-Typ	ENERCON
Generatortyp	variabel
Nenn Drehzahl	19,5 U/min
Einschalt Drehzahl	6,0 U/min
Nabenhöhe(n)	98,4; 78,3; 108,4; 138,4; 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 von	Erzeugt	Bearbeitet	Standardwert(e)	Abschaltwindgeschw.	Luftdichte	Blattwinkel	Leistungsbegrenzung	Ct-Kennlinientyp
25.02.2010 00:00	USER	27.08.2007 15:59	27.04.2010 10:27	Ja	[m/s] 25,0	[kg/m3] 1,225	[°] 0,0	Pitch	Anwenderdefiniert
ct vom Hersteller berechnet, Februar 2010, 27.04.10SM									

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

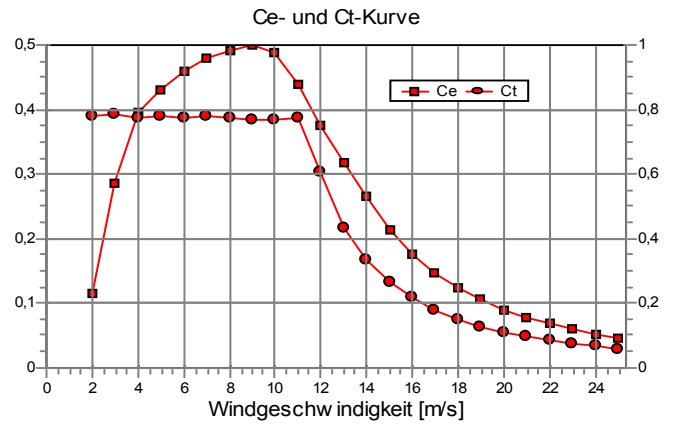
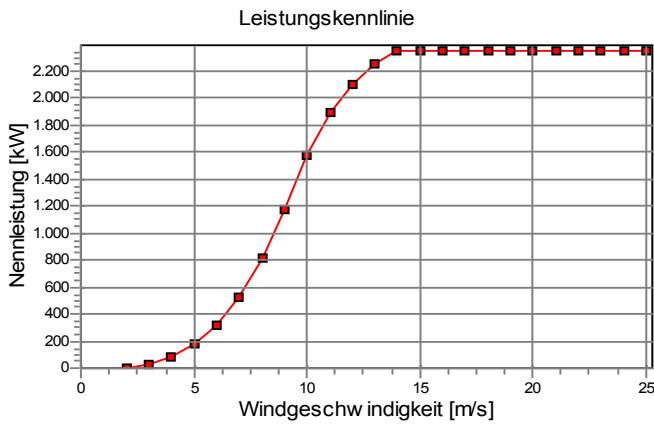
Vergleich mit HP-Kennlinie

Vmittel [m/s]	5	6	7	8	9	10
HP-Wert [MWh]	2.456	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 [%]	-18	-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.

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



FUHLÄNDER FL 2500-100 2500 100.0 !#!

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

Firma	FUHLÄNDER
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
Nennzahl	17,1 U/min
Einschaltzahl	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

Quelle Manufacturer

Datum	Erstellt von	Erzeugt	Bearbeitet	Standardwert(e)	Abschaltwindgeschw.	Luftdichte	Blattwinkel	Leistungsbegrenzung	Ct-Kennlinientyp
15.08.2005 00:00	USER	05.03.2004 14:13	12.03.2007 09:24	Ja	[m/s] 25,0	[kg/m3] 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

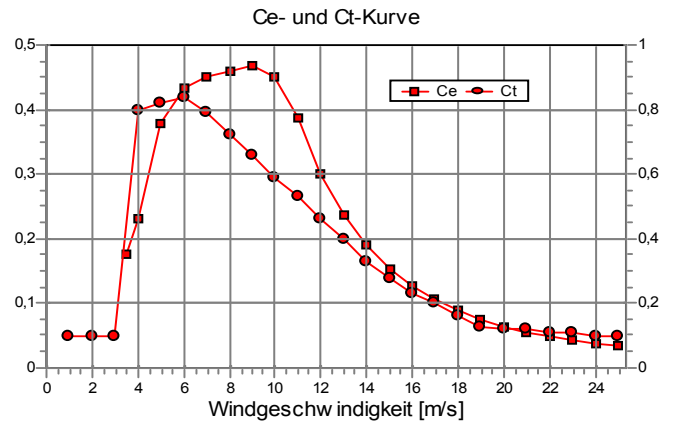
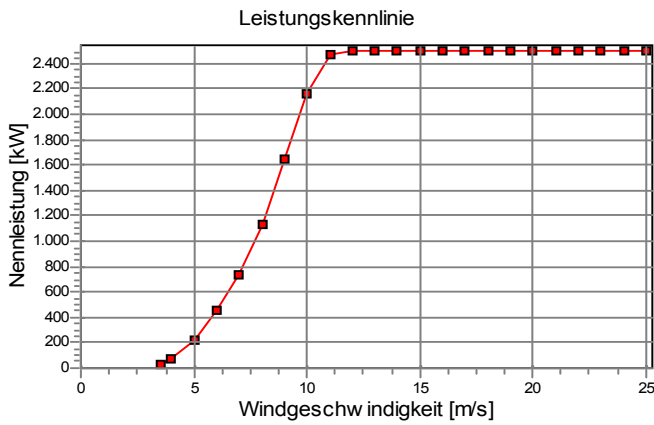
Vergleich mit HP-Kennlinie

Vmittel [m/s]	5	6	7	8	9	10
HP-Wert [MWh]	3.621	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 [%]	-9	-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.

FUHLÄNDER FL 2500-100 2500 100.0 !#!

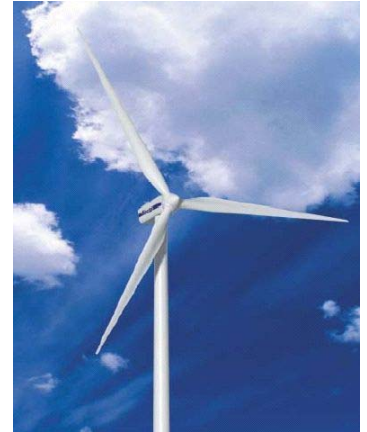
Datei Q:\2000 - ABT Wind Assessment\WindPRO WTG\WTGs user\FUHLÄNDER FL 2500-100 2500 100.0 !#!.wtg



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
Nennzahl	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	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	Ja	[m/s] 23,0	[kg/m3] 1,225	[°] 0,0	Pitch	Anwenderdefiniert

gemäß Vestaspezifikation 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

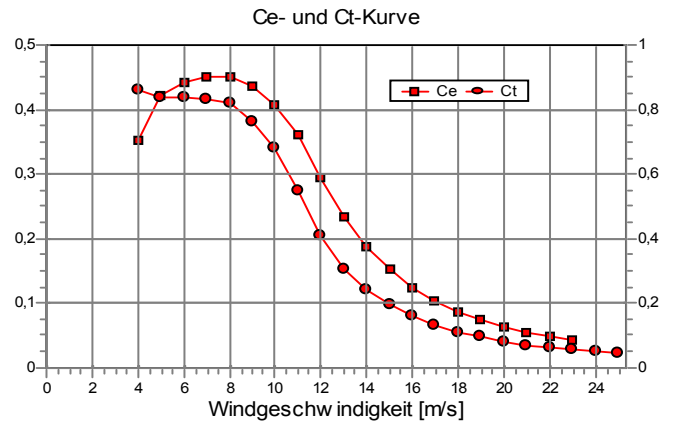
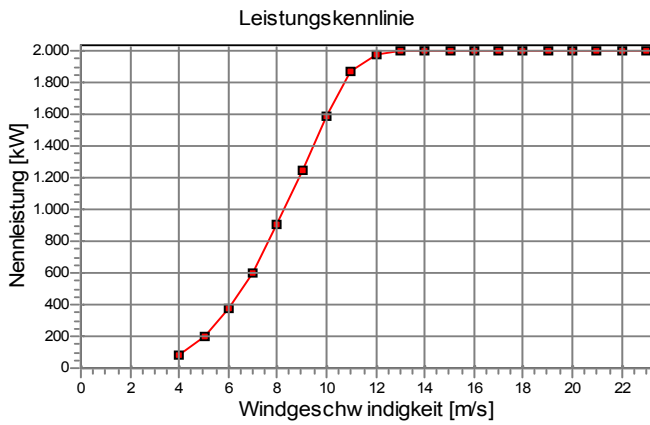
Vergleich mit HP-Kennlinie

Vmittel	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP-Wert	[MWh]	2.933	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	[%]	-8	-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.

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

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'i.k. d. Manke'.

Dr. Heike Manke
Abteilungsleiterin

Siehe Hinweise auf der Rückseite



Anhang II WindPRO-Berechnungsergebnisse (WA^SP-INTERFACE)

- Hauptergebnis

- Produktionsanalysen

- Leistungskennlinienanalysen

- Analyse der Windverhältnisse

- Windprofil

- Karte

Projekt: 10-1-2165 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 1975 - 2004, abgeglichen mit Hilfe des von CUBE überarbeiteten Keiler-Häuser-Index V06, Region 19.	Ausdruck/Seite 23.03.2011 12:22 / 1 Lizenzierter Anwender: CUBE Engineering Breitscheidstraße 6 DE-34119 Kassel +49 (0) 561 28 85 73 0 Dipl.-Geogr. Oliver Grüning Berechnet: 23.03.2011 12:21/2.5.8.85
--	--	---

WASP interface - Hauptergebnis

Berechnung: Windgutachten Görzhäuser Hof

Name RP `Windgutachten`
Standortkoordinaten
 Gauss Kruger (Bessel) Zone: 3 Ost: 3.481.155 Nord: 5.632.705

Luftdichte-Berechn.modus Individuell für jede WEA
Ergebnis für WEA in Nabenhöhe 1,185 kg/m3 bis 1,187 kg/m3
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 (RVEA0011 1, 0, 0, 13) zur Konvertierung der Windstatistik und der Terrainklassifikation in eine Standortspezifische Windgeschwindigkeits-Verteilung. Bei Verwendung der ausgewählten Leistungskennlinie wird die jährlich zu erwartende Energieproduktion berechnet.



Maßstab 1:25.000

Standortdaten

Windstatistiken Görzhäuser Hof.wvs

Berechnungsergebnisse

Referenzwerte für eine Höhe von 68,0 m über Grund

Bruttowindenergie: 1.042 kWh/m2; Mittlere Windgeschw.: 4,7 m/s; Äquivalente Rauigkeit: 1,4

Referenzwerte für eine Höhe von 138,4 m über Grund

Bruttowindenergie: 1.700 kWh/m2; Mittlere Windgeschw.: 5,8 m/s; Äquivalente Rauigkeit: 1,8

Berechnete jährliche Energieproduktion

WEA-Typ		Leistungskennlinie					Jährl. Energieprod.				
Aktuell	Hersteller	Typ	Leistung	Rotord.	Höhe	Quelle	Name	Ergebnis	P90-Wert	Mittlere Windgeschw.	Kapazitätsfaktor
			[kW]	[m]	[m]			[MWh]	-16,5% [MWh]	[m/s]	[%]
Ja	ENERCON	E-82/2.3MW E2	2.300	82,0	138,4	USER	Hersteller 11/09	4.001,4	3.341	5,8	19,8
Ja	FUHLÄNDER	FL 2500-100	2.500	100,0	141,0	USER	Manufacturer 08/05	5.372,8	4.486	5,8	24,5
Ja	VESTAS	V90-2.0MW	2.000	90,0	125,0	USER	Mode 0 (poweropt) Star/Delta	3.910,4	3.265	5,6	22,3

Projekt:
10-1-2165 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 1975 - 2004,
 abgeglichen mit Hilfe des v on CUBE überarbeiteten Keiler-Häuser-Index V06,
 Region 19.

Ausdruck/Seite
 23.03.2011 12:22 / 2
 Lizenzierter Anwender:
CUBE Engineering
 Breitscheidstraße 6
 DE-34119 Kassel
 +49 (0) 561 28 85 73 0
 Dipl.-Geogr. Oliver Grüning
 Berechnet:
 23.03.2011 12:21/2.5.8.85

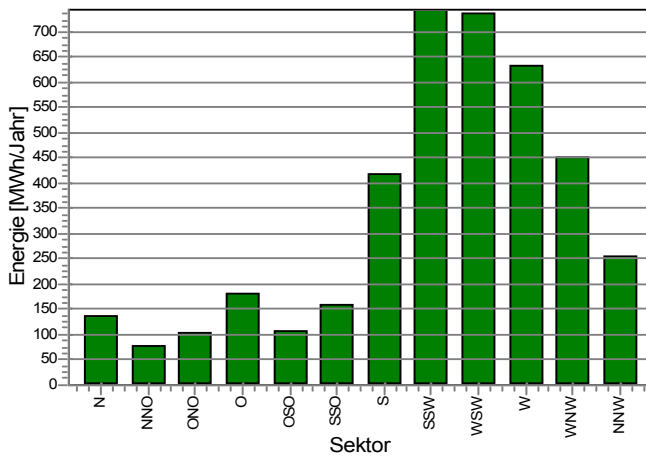
WASP interface - Produktionsanalyse

Berechnung: Windgutachten Görzhäuser Hof **WEA:** ENERCON E-82/2.3MW E2 2300 82.0 IOI, Nabenhöhe: 138,4 m, Luftdichte: 1,185 kg/m³

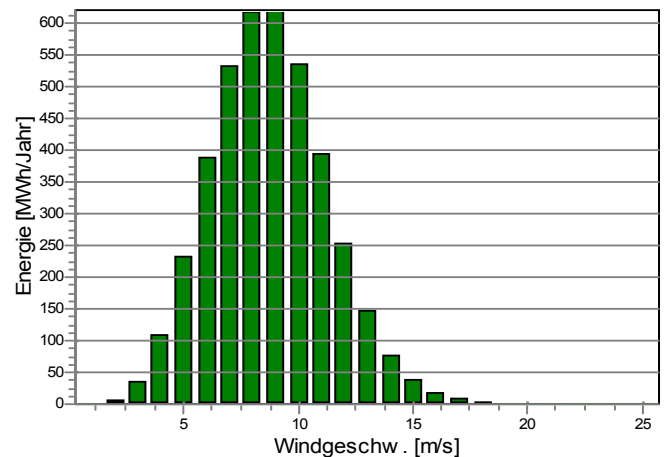
Windrichtungsabhängige Analyse

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]	110,4	59,4	70,3	117,3	68,4	113,6	344,5	595,8	544,4	455,5	335,5	195,8	3.010,8
+Zunahme/Abnahme durch Hügel	[MWh]	26,4	19,7	31,7	62,9	37,4	44,7	74,9	148,2	192,2	177,7	116,1	58,6	990,6
Resultierende Energie	[MWh]	136,8	79,0	101,9	180,2	105,8	158,4	419,4	744,0	736,6	633,3	451,6	254,4	4.001,4
Spezifische Energie	[kWh/m ²]													758
Spezifische Energie	[kWh/kW]													1.740
Zunahme/Abnahme durch Hügel	[%]	23,9	33,1	45,1	53,6	54,7	39,4	21,7	24,9	35,3	39,0	34,6	29,9	32,9
Windrichtungsabhängige Verteilung	[%]	3,4	2,0	2,5	4,5	2,6	4,0	10,5	18,6	18,4	15,8	11,3	6,4	100,0
Ausnutzungsgrad	[%]	46,8	46,3	46,8	47,0	46,8	47,0	46,9	45,7	43,7	40,8	43,3	46,4	44,6
Betriebsdauer je Sektor	[Stunden/Jahr]	533	414	410	492	415	558	1.014	1.313	1.137	908	765	676	8.635
Äquivalente Volllaststunden	[Stunden/Jahr]	59	34	44	78	46	69	182	323	320	275	196	111	1.740
A-Parameter	[m/s]	5,3	4,8	5,2	6,1	5,3	5,5	6,4	7,2	7,5	7,7	7,2	6,0	6,5
Mittlere Windgeschw.	[m/s]	4,7	4,2	4,6	5,4	4,7	4,9	5,6	6,4	6,7	6,8	6,4	5,3	5,8
k-Parameter		2,30	2,25	2,30	2,51	2,33	2,39	2,58	2,66	2,51	2,28	2,32	2,31	2,26
Häufigkeit	[%]	6,2	4,8	4,7	5,7	4,8	6,5	11,7	15,2	13,2	10,5	8,9	7,8	100,0
Leistungsdichte	[W/m ²]													194

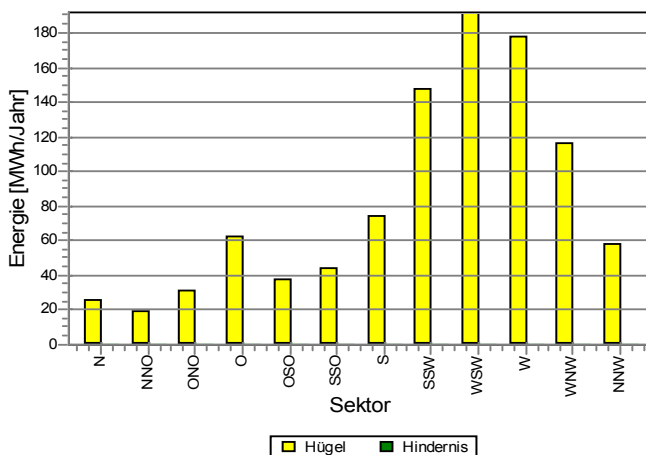
Sektorielle Energieproduktion



Energieproduktionsverteilung



Einfluß von Hügeln/Hindernissen pro Sektor



Projekt:
10-1-2165 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 1975 - 2004,
 abgeglichen mit Hilfe des v on CUBE überarbeiteten Keiler-Häuser-Index V06,
 Region 19.

Ausdruck/Seite
 23.03.2011 12:22 / 3
 Lizenzierter Anwender:
CUBE Engineering
 Breitscheidstraße 6
 DE-34119 Kassel
 +49 (0) 561 28 85 73 0
 Dipl.-Geogr. Oliver Grüning
 Berechnet:
 23.03.2011 12:21/2.5.8.85

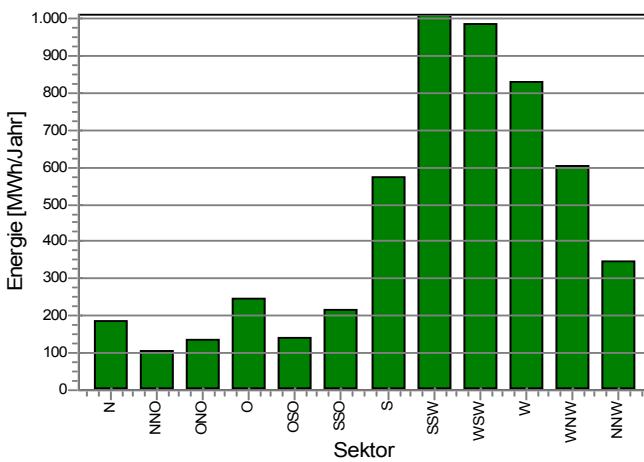
WASP interface - Produktionsanalyse

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

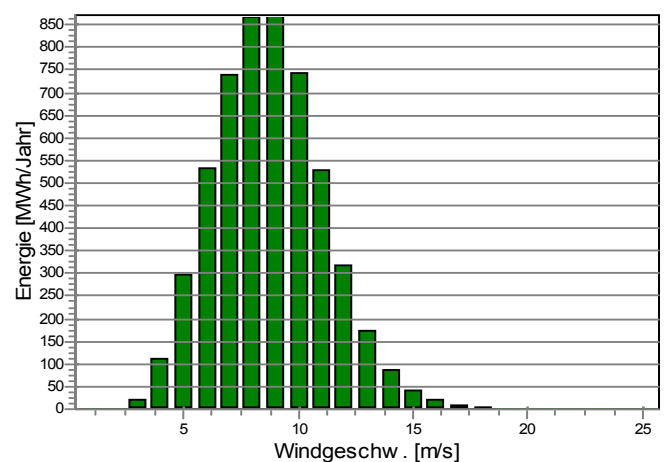
Windrichtungsabhängige Analyse

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]	148,2	77,2	92,7	158,7	90,3	152,4	472,9	817,1	740,6	612,1	454,0	266,1	4.082,4
+Zunahme/Abnahme durch Hügel	[MWh]	36,9	27,8	44,2	86,7	52,5	62,6	102,1	193,0	241,9	216,6	146,8	79,3	1.290,4
Resultierende Energie	[MWh]	185,1	105,0	137,0	245,4	142,8	215,0	575,1	1.010,1	982,5	828,7	600,8	345,4	5.372,8
Spezifische Energie	[kWh/m ²]													684
Spezifische Energie	[kWh/kW]													2.149
Zunahme/Abnahme durch Hügel	[%]	24,9	36,0	47,7	54,6	58,1	41,1	21,6	23,6	32,7	35,4	32,3	29,8	31,6
Windrichtungsabhängige Verteilung	[%]	3,4	2,0	2,5	4,6	2,7	4,0	10,7	18,8	18,3	15,4	11,2	6,4	100,0
Ausnutzungsgrad	[%]	41,7	40,6	41,7	42,4	41,8	42,1	42,4	41,0	38,6	35,5	38,3	41,6	39,6
Betriebsdauer je Sektor	[Stunden/Jahr]	483	375	371	445	375	505	920	1.190	1.028	821	692	613	7.819
Äquivalente Volllaststunden	[Stunden/Jahr]	74	42	55	98	57	86	230	404	393	331	240	138	2.149
A-Parameter	[m/s]	5,3	4,8	5,3	6,1	5,3	5,5	6,4	7,2	7,6	7,7	7,2	6,1	6,5
Mittlere Windgeschw.	[m/s]	4,7	4,3	4,7	5,4	4,7	4,9	5,7	6,4	6,7	6,9	6,4	5,4	5,8
k-Parameter		2,29	2,25	2,30	2,51	2,33	2,39	2,58	2,65	2,51	2,28	2,32	2,31	2,26
Häufigkeit	[%]	6,2	4,8	4,7	5,7	4,8	6,5	11,8	15,2	13,2	10,5	8,9	7,8	100,0
Leistungsdichte	[W/m ²]													197

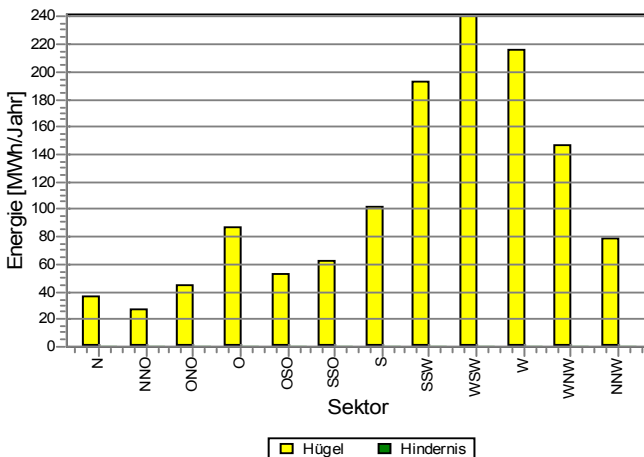
Sektorielle Energieproduktion



Energieproduktionsverteilung



Einfluß von Hügeln/Hindernissen pro Sektor



Projekt:
10-1-2165 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 1975 - 2004,
 abgeglichen mit Hilfe des von CUBE überarbeiteten Keiler-Häuser-Index V06,
 Region 19.

Ausdruck/Seite
 23.03.2011 12:22 / 4
 Lizenzierter Anwender:
CUBE Engineering
 Breitscheidstraße 6
 DE-34119 Kassel
 +49 (0) 561 28 85 73 0
 Dipl.-Geogr. Oliver Grüning
 Berechnet:
 23.03.2011 12:21/2.5.8.85

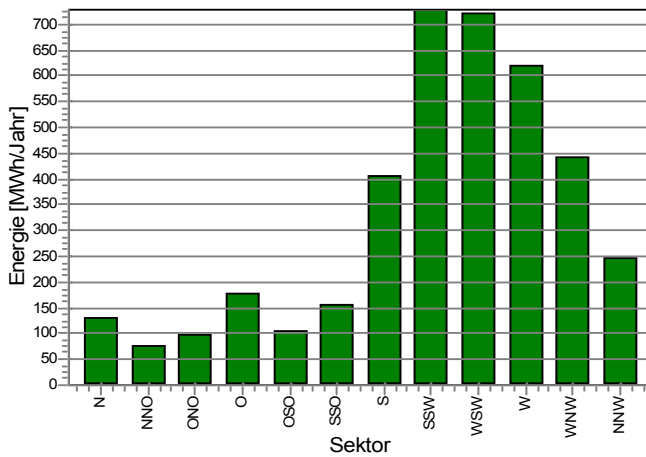
WASP interface - Produktionsanalyse

Berechnung: Windgutachten Görzhäuser Hof **WEA:** VESTAS V90-2.0MW 2000 90.0 IOI, Nabenhöhe: 125,0 m, Luftdichte: 1,187 kg/m3

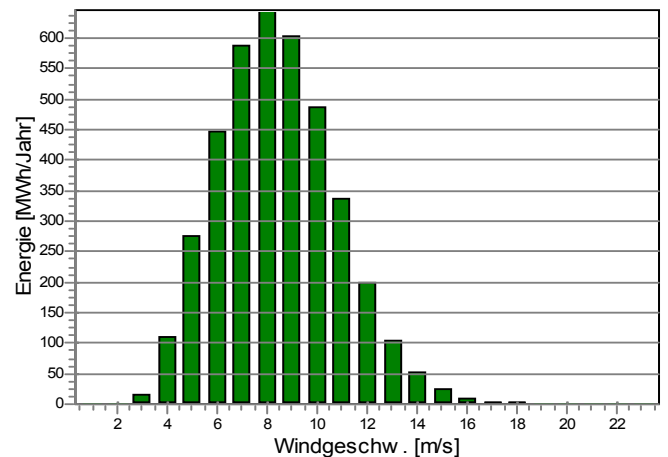
Windrichtungsabhängige Analyse

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]	104,4	55,2	65,3	111,8	63,6	107,5	331,4	579,6	528,3	442,7	326,8	186,3	2.903,0
+Zunahme/Abnahme durch Hügel	[MWh]	27,0	21,2	33,8	66,6	40,0	46,8	74,7	148,7	194,4	178,2	116,6	59,4	1.007,4
Resultierende Energie	[MWh]	131,4	76,4	99,1	178,4	103,6	154,3	406,1	728,3	722,8	620,9	443,4	245,7	3.910,4
Spezifische Energie	[kWh/m ²]													615
Spezifische Energie	[kWh/kW]													1.955
Zunahme/Abnahme durch Hügel	[%]	25,9	38,3	51,7	59,5	63,0	43,5	22,6	25,7	36,8	40,2	35,7	31,9	34,7
Windrichtungsabhängige Verteilung	[%]	3,4	2,0	2,5	4,6	2,7	3,9	10,4	18,6	18,5	15,9	11,3	6,3	100,0
Ausnutzungsgrad	[%]	41,7	40,9	41,7	42,1	41,7	42,0	42,1	40,6	38,3	35,3	38,0	41,3	39,3
Betriebsdauer je Sektor	[Stunden/Jahr]	447	349	347	418	352	471	851	1.104	964	772	647	569	7.291
Äquivalente Volllaststunden	[Stunden/Jahr]	66	38	50	89	52	77	203	364	361	310	222	123	1.955
A-Parameter	[m/s]	5,1	4,6	5,1	5,9	5,1	5,3	6,2	7,0	7,3	7,5	7,0	5,8	6,3
Mittlere Windgeschw.	[m/s]	4,5	4,1	4,5	5,2	4,5	4,7	5,5	6,2	6,5	6,7	6,2	5,2	5,6
k-Parameter		2,32	2,27	2,32	2,53	2,35	2,41	2,60	2,68	2,53	2,30	2,34	2,33	2,27
Häufigkeit	[%]	6,1	4,8	4,8	5,7	4,8	6,5	11,7	15,1	13,2	10,6	8,9	7,8	100,0
Leistungsdichte	[W/m ²]													179

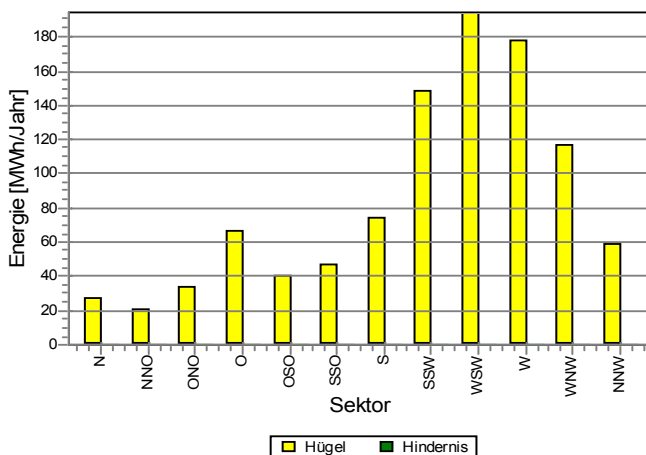
Sektorielle Energieproduktion



Energieproduktionsverteilung



Einfluß von Hügeln/Hindernissen pro Sektor



Projekt:
10-1-2165 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 1975 - 2004,
abgeglichen mit Hilfe des v on CUBE überarbeiteten Keiler-Häuser-Index V06,
Region 19.

Ausdruck/Seite
23.03.2011 12:22 / 5

Lizenzierter Anwender:
CUBE Engineering
Breitscheidstraße 6
DE-34119 Kassel
+49 (0) 561 28 85 73 0
Dipl.-Geogr. Oliver Grüning
Berechnet:
23.03.2011 12:21/2.5.8.85

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 [m/s]	Leistungsbegrenzung	Ct-Kennlinientyp
25.02.2010	USER	27.08.2007	27.04.2010	25,0	Pitch	Benutzerdefiniert

ct vom Hersteller berechnet, Februar 2010, 27.04.10SM

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

Vmittel	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP-Wert	[MWh]	2.456	4.146	5.884	7.641	9.126	10.416
ENERCON E-82/2.3MW E2 2300 82.0 !O!	[MWh]	3.010	4.768	6.591	8.311	9.833	11.107
Prüfwert	[%]	-18	-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. 51117/00-0016 (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

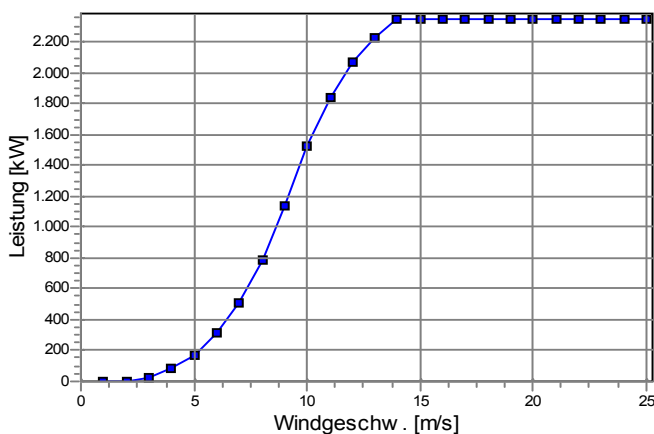
Windgeschw. [m/s]	Leistung [kW]	Ce	Windgeschw. [m/s]	Ct-Kurve
2,0	3,0	0,12	2,0	0,78
3,0	25,0	0,29	3,0	0,79
4,0	82,0	0,40	4,0	0,77
5,0	174,0	0,43	5,0	0,78
6,0	321,0	0,46	6,0	0,78
7,0	532,0	0,48	7,0	0,78
8,0	815,0	0,49	8,0	0,77
9,0	1.180,0	0,50	9,0	0,77
10,0	1.580,0	0,49	10,0	0,77
11,0	1.890,0	0,44	11,0	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	0,27	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	0,13	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
25,0	2.350,0	0,05	25,0	0,06

Leistung, Effizienz und Energie vs. Windgeschw.

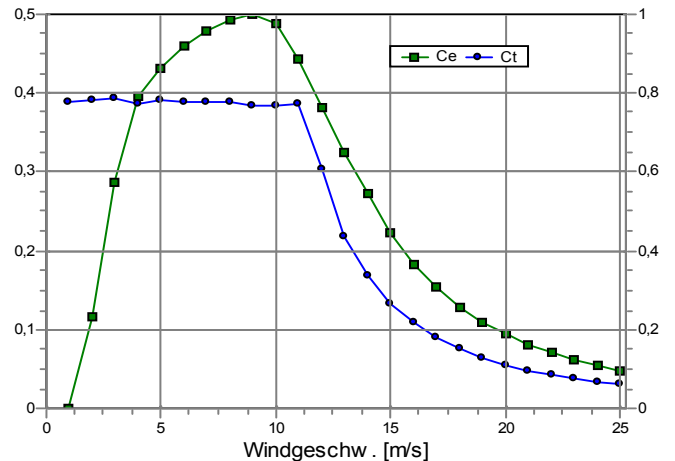
Daten in der Berechnung verwendet, Luftdichte: 1,185 kg/m³

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	2,9	0,12	1,50-2,50	5,4	5,4	0,1
3,0	24,2	0,29	2,50-3,50	34,2	39,7	1,0
4,0	79,3	0,40	3,50-4,50	107,8	147,4	3,7
5,0	168,3	0,43	4,50-5,50	231,7	379,1	9,5
6,0	310,5	0,46	5,50-6,50	386,7	765,8	19,1
7,0	514,7	0,48	6,50-7,50	530,5	1.296,3	32,4
8,0	788,4	0,49	7,50-8,50	617,7	1.914,1	47,8
9,0	1.141,6	0,50	8,50-9,50	619,9	2.534,0	63,3
10,0	1.530,4	0,49	9,50-10,50	533,5	3.067,5	76,7
11,0	1.845,5	0,44	10,50-11,50	392,6	3.460,1	86,5
12,0	2.067,1	0,38	11,50-12,50	251,9	3.712,0	92,8
13,0	2.232,4	0,32	12,50-13,50	145,6	3.857,6	96,4
14,0	2.350,0	0,27	13,50-14,50	77,0	3.934,7	98,3
15,0	2.350,0	0,22	14,50-15,50	37,4	3.972,1	99,3
16,0	2.350,0	0,18	15,50-16,50	17,0	3.989,1	99,7
17,0	2.350,0	0,15	16,50-17,50	7,4	3.996,5	99,9
18,0	2.350,0	0,13	17,50-18,50	3,1	3.999,5	100,0
19,0	2.350,0	0,11	18,50-19,50	1,2	4.000,7	100,0
20,0	2.350,0	0,09	19,50-20,50	0,5	4.001,2	100,0
21,0	2.350,0	0,08	20,50-21,50	0,2	4.001,3	100,0
22,0	2.350,0	0,07	21,50-22,50	0,1	4.001,4	100,0
23,0	2.350,0	0,06	22,50-23,50	0,0	4.001,4	100,0
24,0	2.350,0	0,05	23,50-24,50	0,0	4.001,4	100,0
25,0	2.350,0	0,05	24,50-25,50	0,0	4.001,4	100,0

Leistungskennlinie
Daten in der Berechnung verwendet



Leistungs- und Ce-Kennlinie



Projekt:
10-1-2165 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 1975 - 2004,
 abgeglichen mit Hilfe des v on CUBE überarbeiteten Keiler-Häuser-Index V06,
 Region 19.

Ausdruck/Seite
 23.03.2011 12:22 / 6
 Lizenzierter Anwender:
CUBE Engineering
 Breitscheidstraße 6
 DE-34119 Kassel
 +49 (0) 561 28 85 73 0
 Dipl.-Geogr. Oliver Grüning
 Berechnet:
 23.03.2011 12:21/2.5.8.85

WASP interface - Leistungskennlinien-Analyse

Berechnung: Windgutachten Görzhäuser Hof **WEA:** FUHLRLÄNDER 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]	3.621	5.660	7.774	9.787	11.444	12.930
FUHLRLÄNDER FL 2500-100 2500 100.0 !#!	[MWh]	3.967	6.192	8.352	10.275	11.898	13.202
Prüfwert	[%]	-9	-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

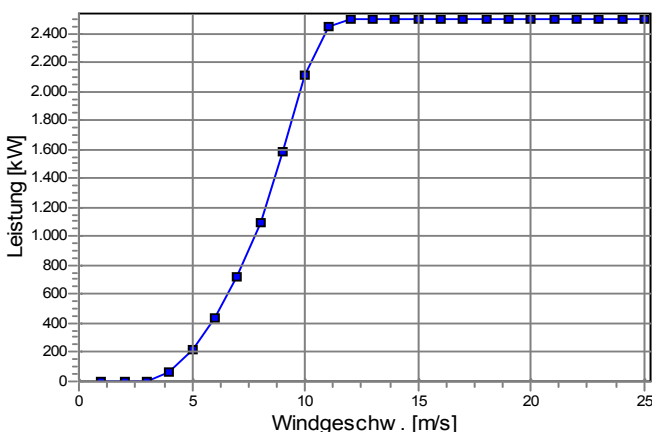
Windgeschw. [m/s]	Leistung [kW]	Ce	Windgeschw. [m/s]	Ct-Kurve
3,5	36,2	0,18	1,0	0,10
4,0	71,3	0,23	2,0	0,10
5,0	226,8	0,38	3,0	0,10
6,0	449,9	0,43	4,0	0,80
7,0	742,1	0,45	5,0	0,82
8,0	1.133,8	0,46	6,0	0,84
9,0	1.641,0	0,47	7,0	0,79
10,0	2.162,3	0,45	8,0	0,72
11,0	2.477,0	0,39	9,0	0,66
12,0	2.500,0	0,30	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	0,07	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.

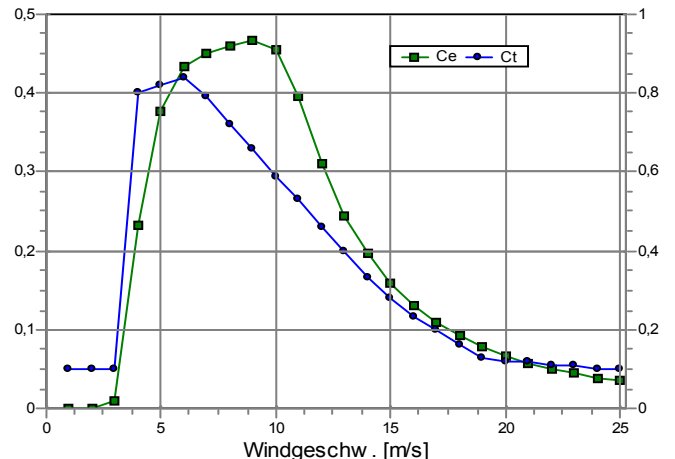
Daten in der Berechnung verwendet, Luftdichte: 1,185 kg/m³

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	19,3	19,3	0,4
4,0	69,0	0,23	3,50-4,50	110,6	129,9	2,4
5,0	219,4	0,38	4,50-5,50	299,1	429,0	8,0
6,0	435,1	0,43	5,50-6,50	534,5	963,5	17,9
7,0	717,7	0,45	6,50-7,50	741,4	1.704,9	31,7
8,0	1.096,6	0,46	7,50-8,50	865,8	2.570,7	47,8
9,0	1.587,1	0,47	8,50-9,50	871,7	3.442,4	64,1
10,0	2.114,7	0,45	9,50-10,50	745,4	4.187,8	77,9
11,0	2.449,7	0,40	10,50-11,50	530,5	4.718,3	87,8
12,0	2.500,0	0,31	11,50-12,50	319,3	5.037,6	93,8
13,0	2.500,0	0,24	12,50-13,50	172,4	5.210,0	97,0
14,0	2.500,0	0,20	13,50-14,50	87,3	5.297,3	98,6
15,0	2.500,0	0,16	14,50-15,50	42,0	5.339,3	99,4
16,0	2.500,0	0,13	15,50-16,50	19,3	5.358,6	99,7
17,0	2.500,0	0,11	16,50-17,50	8,4	5.367,0	99,9
18,0	2.500,0	0,09	17,50-18,50	3,5	5.370,5	100,0
19,0	2.500,0	0,08	18,50-19,50	1,4	5.371,9	100,0
20,0	2.500,0	0,07	19,50-20,50	0,5	5.372,5	100,0
21,0	2.500,0	0,06	20,50-21,50	0,2	5.372,7	100,0
22,0	2.500,0	0,05	21,50-22,50	0,1	5.372,7	100,0
23,0	2.500,0	0,04	22,50-23,50	0,0	5.372,7	100,0
24,0	2.500,0	0,04	23,50-24,50	0,0	5.372,8	100,0
25,0	2.500,0	0,03	24,50-25,50	0,0	5.372,8	100,0

Leistungskennlinie
 Daten in der Berechnung verwendet



Leistungs- und Ce-Kennlinie



Projekt:
10-1-2165 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 1975 - 2004,
 abgeglichen mit Hilfe des v on CUBE überarbeiteten Keiler-Häuser-Index V06,
 Region 19.

Ausdruck/Seite
 23.03.2011 12:22 / 7
 Lizenzierter Anwender:
CUBE Engineering
 Breitscheidstraße 6
 DE-34119 Kassel
 +49 (0) 561 28 85 73 0
 Dipl.-Geogr. Oliver Grüning
 Berechnet:
 23.03.2011 12:21/2.5.8.85

WASP interface - Leistungskennlinien-Analyse

Berechnung: Windgutachten Görzhäuser 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 [m/s]	Leistungsbegrenzung	Ct-Kennlinientyp
29.08.2008	USER	20.06.2001	18.05.2009	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]	2.933	4.570	6.270	7.885	9.212	10.403
VESTAS V90-2.0MW 2000 90.0 !O!	[MWh]	3.181	4.889	6.560	8.056	9.309	10.287
Prüfwert	[%]	-8	-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

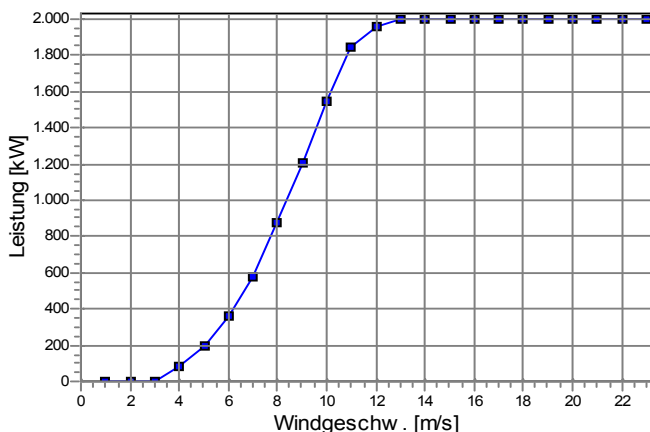
Windgeschw. [m/s]	Leistung [kW]	Ce	Windgeschw. [m/s]	Ct-Kurve
4,0	88,0	0,35	4,0	0,86
5,0	205,0	0,42	5,0	0,84
6,0	371,0	0,44	6,0	0,84
7,0	601,0	0,45	7,0	0,84
8,0	901,0	0,45	8,0	0,82
9,0	1.243,0	0,44	9,0	0,76
10,0	1.591,0	0,41	10,0	0,68
11,0	1.876,0	0,36	11,0	0,55
12,0	1.979,0	0,29	12,0	0,41
13,0	1.999,0	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	0,08	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.

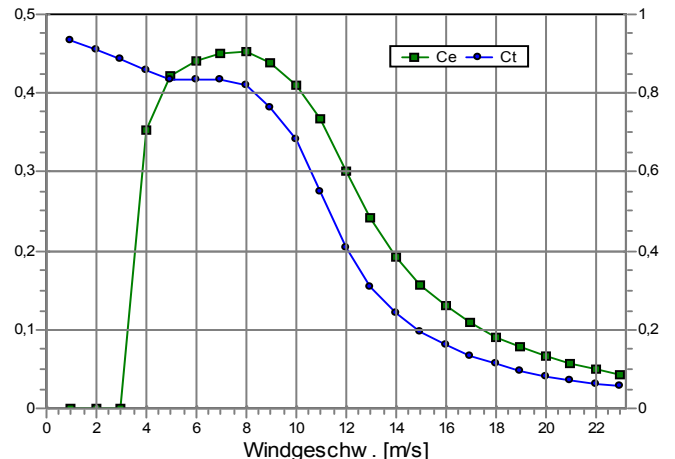
Daten in der Berechnung verwendet, Luftdichte: 1,187 kg/m³

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	0,0	0,00	2,50-3,50	16,7	16,7	0,4
4,0	85,2	0,35	3,50-4,50	110,8	127,5	3,3
5,0	198,6	0,42	4,50-5,50	275,9	403,4	10,3
6,0	359,4	0,44	5,50-6,50	448,2	851,6	21,8
7,0	582,2	0,45	6,50-7,50	587,8	1.439,4	36,8
8,0	872,8	0,45	7,50-8,50	646,3	2.085,7	53,3
9,0	1.204,1	0,44	8,50-9,50	604,5	2.690,2	68,8
10,0	1.551,5	0,41	9,50-10,50	486,4	3.176,5	81,2
11,0	1.844,9	0,37	10,50-11,50	336,3	3.512,9	89,8
12,0	1.962,6	0,30	11,50-12,50	199,9	3.712,8	94,9
13,0	1.999,0	0,24	12,50-13,50	105,5	3.818,3	97,6
14,0	2.000,0	0,19	13,50-14,50	51,4	3.869,7	99,0
15,0	2.000,0	0,16	14,50-15,50	23,6	3.893,3	99,6
16,0	2.000,0	0,13	15,50-16,50	10,3	3.903,5	99,8
17,0	2.000,0	0,11	16,50-17,50	4,3	3.907,8	99,9
18,0	2.000,0	0,09	17,50-18,50	1,7	3.909,5	100,0
19,0	2.000,0	0,08	18,50-19,50	0,6	3.910,1	100,0
20,0	2.000,0	0,07	19,50-20,50	0,2	3.910,3	100,0
21,0	2.000,0	0,06	20,50-21,50	0,1	3.910,4	100,0
22,0	2.000,0	0,05	21,50-22,50	0,0	3.910,4	100,0
23,0	2.000,0	0,04	22,50-23,50	0,0	3.910,4	100,0

Leistungskennlinie
 Daten in der Berechnung verwendet



Leistungs- und Ce-Kennlinie



Projekt:
10-1-2165 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 1975 - 2004,
 abgeglichen mit Hilfe des von CUBE überarbeiteten Keiler-Häuser-Index V06,
 Region 19.

Ausdruck/Seite
 23.03.2011 12:22 / 8
 Lizenzierter Anwender:
CUBE Engineering
 Breitscheidstraße 6
 DE-34119 Kassel
 +49 (0) 561 28 85 73 0
 Dipl.-Geogr. Oliver Grüning
 Berechnet:
 23.03.2011 12:21/2.5.8.85

WASP interface - Analyse der Windverhältnisse

Berechnung: Windgutachten Görzhäuser Hof **Winddaten:** A - RP `Windgutachten`; Nabenhöhe: 138,4

Standortkoordinaten

Gauss Kruger (Bessel) Zone: 3 Ost: 3.481.155 Nord: 5.632.705

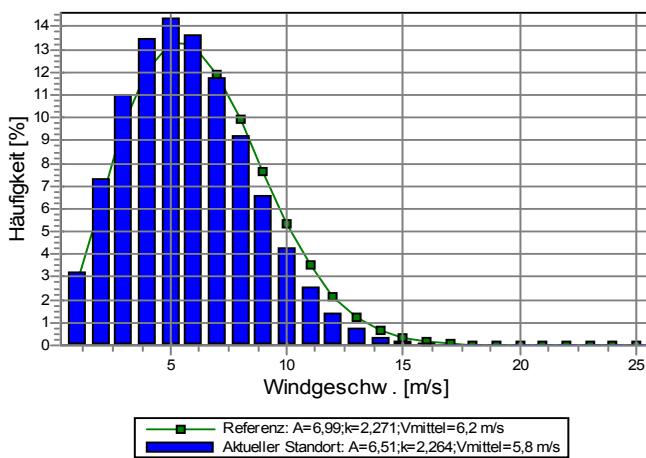
Windstatistiken

Görzhäuser Hof.wws

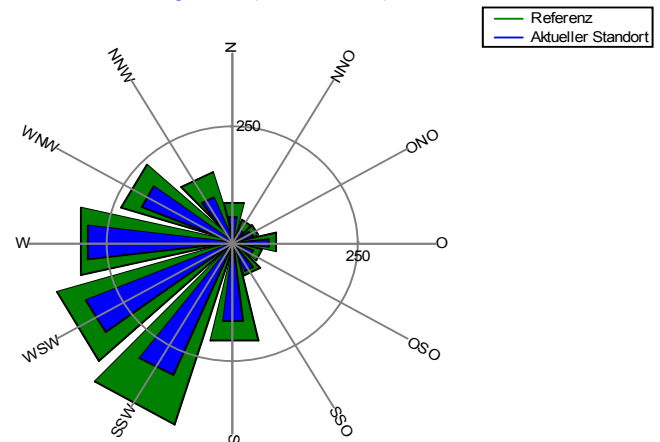
Weibull-Daten

Sektor	Aktueller Standort			Referenz: Rauigkeitsklasse 1			
	A-Parameter [m/s]	Windgeschw. [m/s]	k-Parameter	Häufigkeit [%]	A-Parameter [m/s]	k-Parameter	Häufigkeit [%]
0 N	5,29	4,68	2,299	6,2	5,85	2,233	6,8
1 NNO	4,78	4,23	2,252	4,8	5,28	2,233	5,3
2 ONO	5,23	4,64	2,303	4,7	5,55	2,273	4,8
3 O	6,07	5,38	2,514	5,7	6,54	2,471	5,3
4 OSO	5,29	4,69	2,330	4,8	5,92	2,313	4,6
5 SSO	5,51	4,89	2,393	6,5	5,99	2,293	5,6
6 S	6,36	5,65	2,580	11,7	6,94	2,548	11,6
7 SSW	7,17	6,37	2,658	15,2	7,72	2,608	15,8
8 WSW	7,52	6,67	2,510	13,2	7,90	2,461	13,0
9 W	7,71	6,83	2,283	10,5	7,91	2,243	10,3
10 WNW	7,18	6,36	2,322	8,9	7,62	2,273	8,8
11 NNW	6,03	5,34	2,314	7,8	6,77	2,283	8,2
Gesamt	6,51	5,77	2,264	100,0	6,99	2,271	100,0

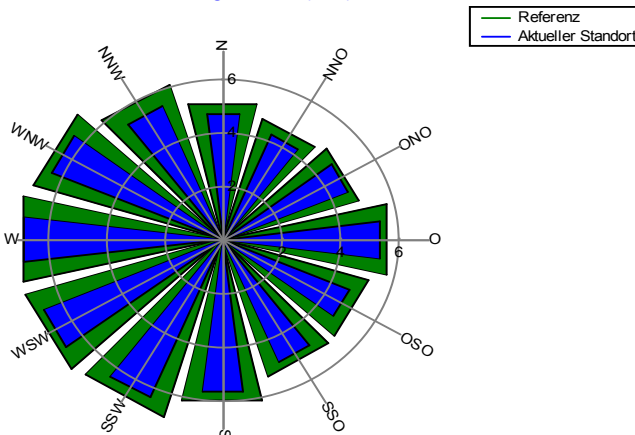
Weibull-Verteilung



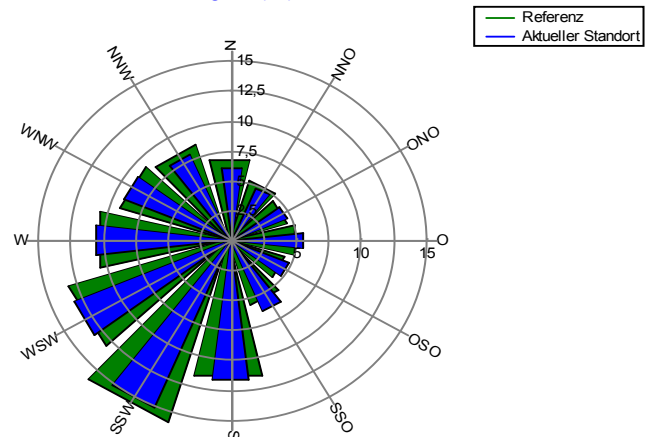
Windenergieerose (kWh/m2/Jahr)



Mittlere Windgeschw. (m/s)



Häufigkeit (%)



Projekt:
10-1-2165 Görzhäuser Hof

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

Ausdruck/Seite
23.03.2011 12:22 / 9

Lizenzierter Anwender:
CUBE Engineering
Breitscheidstraße 6
DE-34119 Kassel
+49 (0) 561 28 85 73 0
Dipl.-Geogr. Oliver Grüning
Berechnet:
23.03.2011 12:21/2.5.8.85

Magistrat der Stadt Marburg
Markt 1
D - 35037 Marburg

Berechnungsergebnisse bezogen auf den Langzeitraum 1975 - 2004,
abgeglichen mit Hilfe des von CUBE überarbeiteten Keiler-Häuser-Index V06,
Region 19.

WASP interface - Analyse der Windverhältnisse

Berechnung: Windgutachten Görzhäuser Hof **Winddaten:** A - RP `Windgutachten`; Nabenhöhe: 125,0

Standortkoordinaten

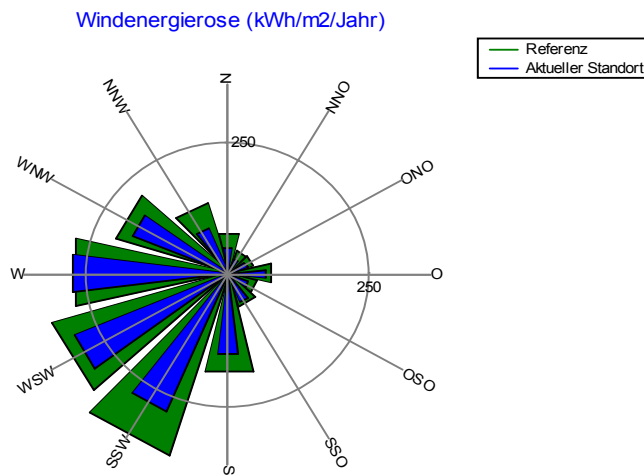
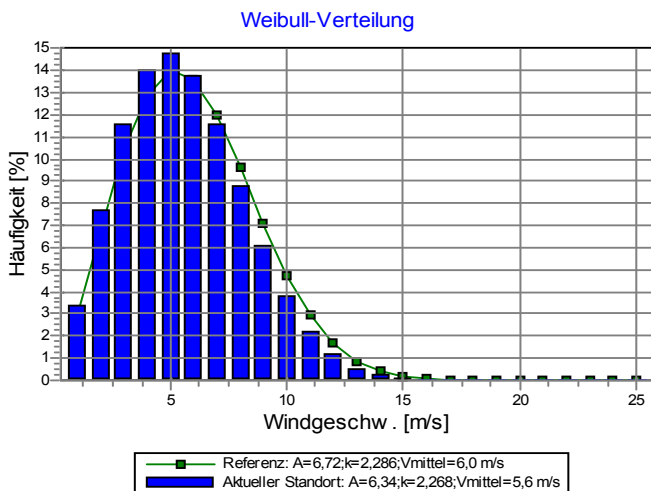
Gauss Kruger (Bessel) Zone: 3 Ost: 3.481.155 Nord: 5.632.705

Windstatistiken

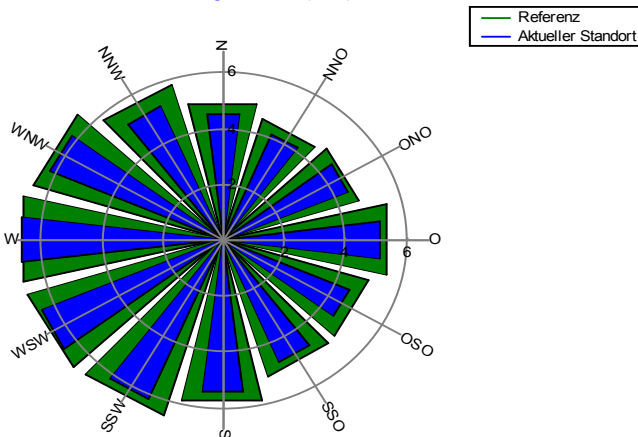
Görzhäuser Hof.wws

Weibull-Daten

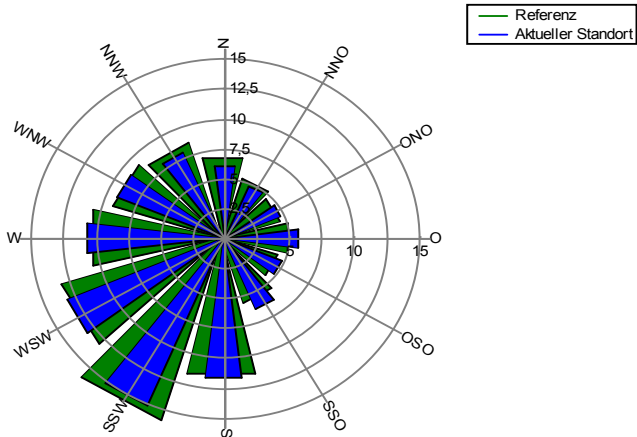
Sektor	Aktueller Standort			Häufigkeit [%]	Referenz: Rauigkeitsklasse 1		
	A-Parameter [m/s]	Windgeschw. [m/s]	k-Parameter		A-Parameter [m/s]	k-Parameter	Häufigkeit [%]
0 N	5,11	4,53	2,318	6,1	5,62	2,250	6,8
1 NNO	4,64	4,11	2,268	4,8	5,08	2,250	5,3
2 ONO	5,07	4,49	2,318	4,8	5,33	2,290	4,8
3 O	5,89	5,23	2,529	5,7	6,29	2,489	5,3
4 OSO	5,13	4,55	2,346	4,8	5,69	2,330	4,6
5 SSO	5,34	4,73	2,408	6,5	5,75	2,310	5,6
6 S	6,15	5,47	2,604	11,7	6,67	2,568	11,6
7 SSW	6,97	6,20	2,678	15,1	7,42	2,628	15,8
8 WSW	7,33	6,51	2,529	13,2	7,59	2,479	13,0
9 W	7,54	6,68	2,299	10,6	7,62	2,260	10,3
10 WNW	7,01	6,21	2,338	8,9	7,33	2,290	8,8
11 NNW	5,84	5,17	2,330	7,8	6,50	2,300	8,2
Gesamt	6,34	5,61	2,268	100,0	6,72	2,286	100,0



Mittlere Windgeschw. (m/s)



Häufigkeit (%)



Projekt:
10-1-2165 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 1975 - 2004,
 abgeglichen mit Hilfe des v on CUBE überarbeiteten Keiler-Häuser-Index V06,
 Region 19.

Ausdruck/Seite
 23.03.2011 12:22 / 10
 Lizenziierter Anwender:
CUBE Engineering
 Breitscheidstraße 6
 DE-34119 Kassel
 +49 (0) 561 28 85 73 0
 Dipl.-Geogr. Oliver Grüning
 Berechnet:
 23.03.2011 12:21/2.5.8.85

WASP interface - Analyse der Windverhältnisse

Berechnung: Windgutachten Görzhäuser Hof **Winddaten:** A - RP `Windgutachten`; Nabenhöhe: 141,0

Standortkoordinaten

Gauss Kruger (Bessel) Zone: 3 Ost: 3.481.155 Nord: 5.632.705

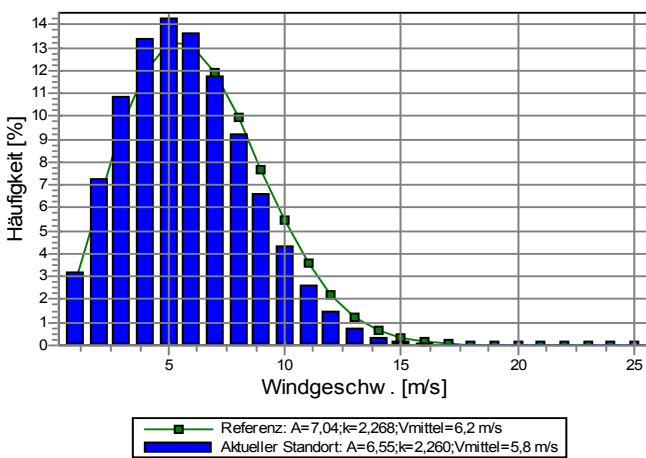
Windstatistiken

Görzhäuser Hof.wws

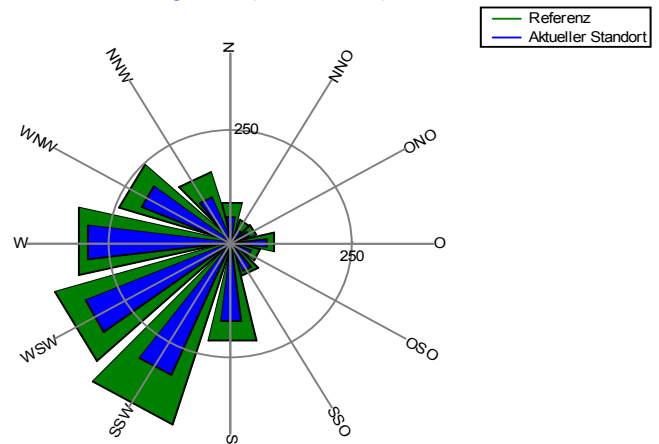
Weibull-Daten

Sektor	Aktueller Standort			Referenz: Rauigkeitsklasse 1			
	A-Parameter [m/s]	Windgeschw. [m/s]	k-Parameter	Häufigkeit [%]	A-Parameter [m/s]	k-Parameter	Häufigkeit [%]
0 N	5,32	4,71	2,295	6,2	5,89	2,230	6,8
1 NNO	4,80	4,25	2,248	4,8	5,32	2,230	5,3
2 ONO	5,26	4,66	2,299	4,7	5,59	2,270	4,8
3 O	6,10	5,41	2,514	5,7	6,59	2,467	5,3
4 OSO	5,32	4,72	2,326	4,8	5,96	2,310	4,6
5 SSO	5,55	4,92	2,389	6,5	6,03	2,290	5,6
6 S	6,40	5,68	2,576	11,8	6,98	2,544	11,6
7 SSW	7,20	6,40	2,654	15,2	7,78	2,604	15,8
8 WSW	7,55	6,70	2,506	13,2	7,95	2,457	13,0
9 W	7,73	6,85	2,279	10,5	7,96	2,240	10,3
10 WNW	7,21	6,39	2,318	8,9	7,68	2,270	8,8
11 NNW	6,07	5,37	2,311	7,8	6,81	2,280	8,2
Gesamt	6,55	5,80	2,260	100,0	7,04	2,268	100,0

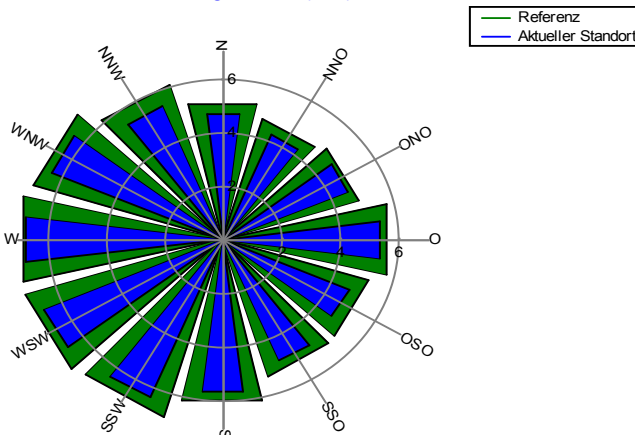
Weibull-Verteilung



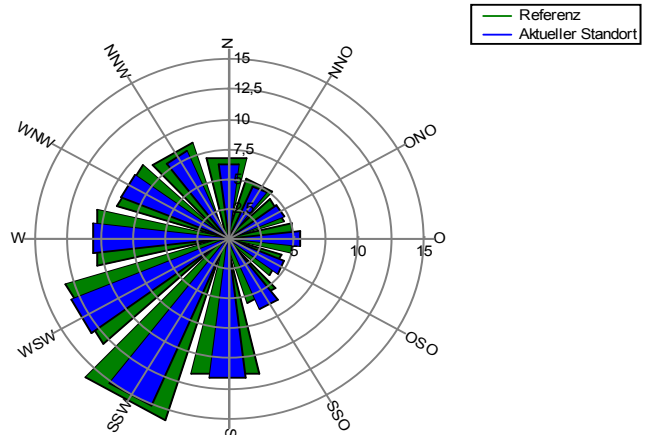
Windenergieerose (kWh/m2/Jahr)



Mittlere Windgeschw. (m/s)



Häufigkeit (%)



Projekt:
10-1-2165 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 1975 - 2004,
 abgeglichen mit Hilfe des v on CUBE überarbeiteten Keiler-Häuser-Index V06,
 Region 19.

Ausdruck/Seite
 23.03.2011 12:22 / 11
 Lizenzierter Anwender:
CUBE Engineering
 Breitscheidstraße 6
 DE-34119 Kassel
 +49 (0) 561 28 85 73 0
 Dipl.-Geogr. Oliver Grüning
 Berechnet:
 23.03.2011 12:21/2.5.8.85

WASP interface - Sektor-Windprofil/Ganzseitig

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

Standortdaten

Standortkoordinaten

RP 'Windgutachten'

Gauss Kruger (Bessel) Zone: 3 Ost: 3.481.155 Nord: 5.632.705

Luftdichte-Berechn.modus

Individuell für jede WEA

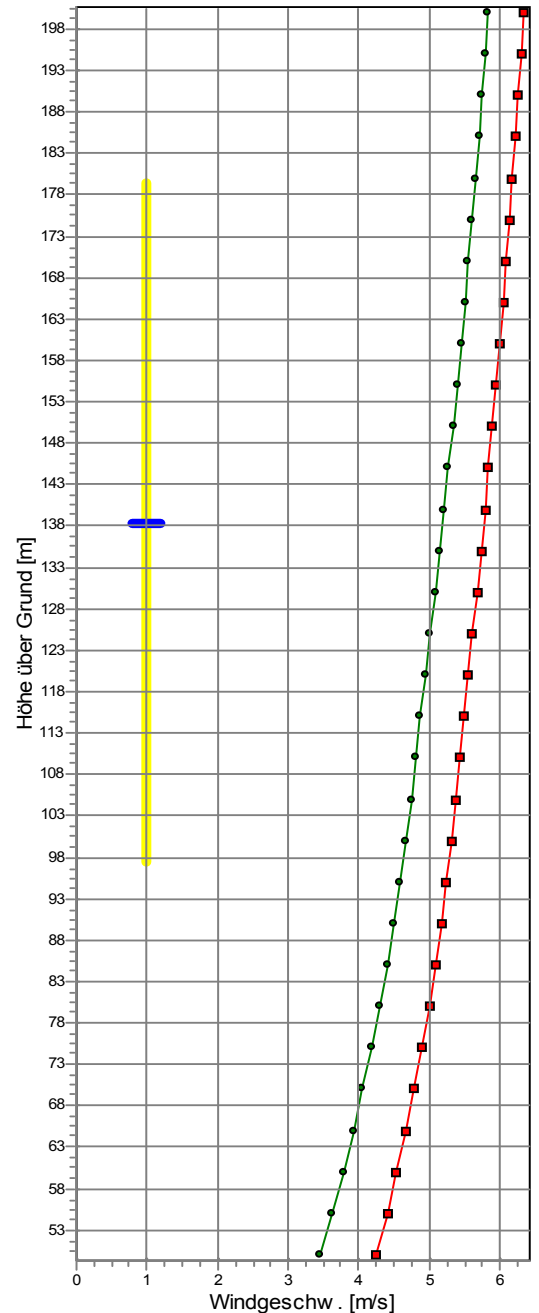
Ergebnis für WEA in Nabenhöhe 1,185 kg/m3 bis 1,187 kg/m3
Nabenhöhe über NN 470,6 m bis 486,6 m
Mittl. Jahrestemp (Nabenhöhe) 7,7 °C bis 7,8 °C
Druck an WEA 955,3 hPa bis 957,2 hPa

Windstatistiken Görzhäuser Hof.wws

Alle Sektoren

Höhe	Mittlere Windgeschw. [m/s]	A-Parameter [m/s]	k-Parameter	Bruttowindenergie [kWh/m2]	Ertrag [MWh]	Ertragsveränderung [MWh]	Orographie [%]
50	4,25	4,8	1,92	800	1.921	-2.081	91,4
55	4,40	5,0	1,95	873	2.097	-1.905	81,6
60	4,54	5,1	1,98	943	2.260	-1.742	73,9
65	4,66	5,3	2,01	1.006	2.412	-1.590	67,8
70	4,77	5,4	2,03	1.068	2.557	-1.444	62,9
75	4,89	5,5	2,06	1.133	2.706	-1.295	58,7
80	5,00	5,6	2,09	1.194	2.850	-1.151	55,1
85	5,09	5,7	2,12	1.242	2.968	-1.033	52,1
90	5,17	5,8	2,15	1.286	3.073	-929	49,5
95	5,24	5,9	2,17	1.326	3.172	-830	47,1
100	5,31	6,0	2,20	1.366	3.267	-735	45,0
105	5,38	6,1	2,22	1.403	3.358	-644	43,1
110	5,44	6,1	2,24	1.437	3.437	-564	41,4
115	5,49	6,2	2,26	1.466	3.510	-491	39,9
120	5,55	6,3	2,27	1.509	3.602	-399	38,3
125	5,61	6,3	2,27	1.564	3.719	-282	36,7
130	5,67	6,4	2,27	1.615	3.829	-172	35,2
135	5,73	6,5	2,26	1.667	3.934	-68	33,8
140	5,79	6,5	2,26	1.715	4.033	32	32,5
145	5,84	6,6	2,26	1.765	4.133	132	31,3
150	5,89	6,7	2,26	1.815	4.229	228	30,2
155	5,95	6,7	2,26	1.862	4.324	322	29,1
160	5,99	6,8	2,25	1.910	4.415	413	28,1
165	6,04	6,8	2,25	1.959	4.504	503	27,2
170	6,09	6,9	2,25	2.004	4.592	590	26,3
175	6,13	6,9	2,24	2.051	4.675	674	25,5
180	6,18	7,0	2,24	2.096	4.756	755	24,7
185	6,22	7,0	2,24	2.138	4.834	833	23,9
190	6,26	7,1	2,24	2.183	4.910	909	23,2
195	6,30	7,1	2,24	2.223	4.984	983	22,6
200	6,34	7,2	2,23	2.267	5.056	1.054	21,9

Alle Sektoren



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

Projekt:

10-1-2165 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 1975 - 2004,
abgeglichen mit Hilfe des von CUBE überarbeiteten Keiler-Häuser-Index V06,
Region 19.

Ausdruck/Seite

23.03.2011 12:22 / 14

Lizenzierter Anwender:

CUBE Engineering
Breitscheidstraße 6
DE-34119 Kassel
+49 (0) 561 28 85 73 0
Dipl.-Geogr. Oliver Grüning
Berechnet:
23.03.2011 12:21/2.5.8.85

WASP interface - TK25_Görzhäuser-Hof

Berechnung: Windgutachten Görzhäuser Hof **Datei:** TK25_Görzhäuser-Hof.bmi



Karte: TK25_Görzhäuser-Hof, Druckmaßstab 1:25.000, Kartenzentrum Gauss Kruger (Bessel) Zone: 3 Ost: 3.480.710 Nord: 5.632.727
Standortdaten



Anhang III WindPRO-Berechnungsergebnisse (PARK), Variante 5x FL 2.500-100

- Hauptergebnis

- Produktionsanalysen

- Karte

Projekt: 10-1-2165 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 1975 - 2004, abgeglichen mit Hilfe des von CUBE überarbeiteten Keiler-Häuser-Index V06, Region 19.	Ausdruck/Seite 14.07.2011 16:50 / 1 Lizenzierter Anwender: CUBE Engineering Breitscheidstraße 6 DE-34119 Kassel +49 (0) 561 28 85 73 0 Dipl.-Geogr. Oliver Grüning Berechnet: 23.03.2011 13:10/2.5.8.85
---	---	---

PARK - Hauptergebnis

Berechnung: Windpark Görzhäuser Hof, Var. 5x FUH 2.5

Parkmodell N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Berechnungseinstellungen
 Luftdichte-Berechn.modus Einheitlich für alle WEA (Standardatmosphäre)
 Ergebnis für WEA in Nabenhöhe 1,199 kg/m³
 Nabenhöhe über NN 433,4 m
 Mittl. Jahrestemp (Nabenhöhe) 6,2 °C

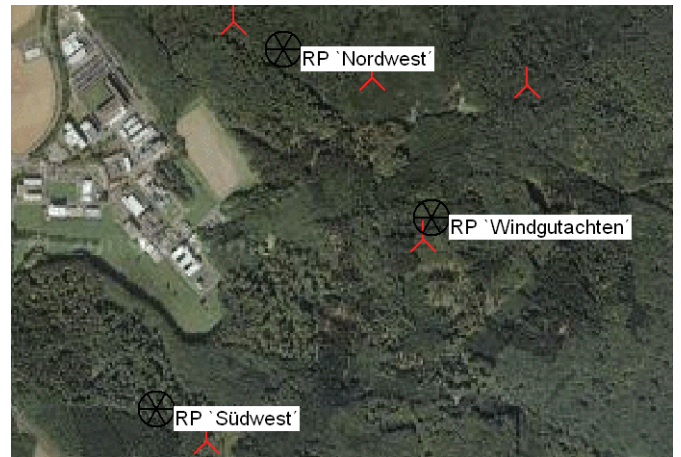
Parkmodell-Parameter
 Wake-Decay-Konst.0,075

Windstatistiken Görzhäuser Hof.wws

WEA-Platzierung

GK (Bessel) Zone: 3

	Ost	Nord	Z [m]	Beschreibung
1 Neu	3.481.410	5.633.054	360,0	FUHLÄNDER FL 2500-100 2500 1...
2 Neu	3.480.557	5.632.117	352,1	FUHLÄNDER FL 2500-100 2500 1...
3 Neu	3.480.632	5.633.224	350,0	FUHLÄNDER FL 2500-100 2500 1...
4 Neu	3.481.132	5.632.648	364,9	FUHLÄNDER FL 2500-100 2500 1...
5 Neu	3.481.000	5.633.076	354,7	FUHLÄNDER FL 2500-100 2500 1...



Maßstab 1:20.000

▲ Neue WEA

⊗ Standortdaten

Referenzwerte für eine Höhe von 123,0 m über Grund

Terrain	GK (Bessel) Zone: 3	Ost	Nord	Bezeichnung der Häufigkeitsverteilung	Typ	Bruttowindenergie [kWh/m2]	Mittlere Windgeschw. [m/s]	Äquivalente Rauigkeit
A	3.480.425	5.632.200	RP 'Südwest'	WASP (RVEA0011 1, 0, 0, 13)	1.626	5,7	2,0	
B	3.480.765	5.633.150	RP 'Nordwest'	WASP (RVEA0011 1, 0, 0, 13)	1.746	5,8	1,8	
C	3.481.155	5.632.705	RP 'Windgutachten'	WASP (RVEA0011 1, 0, 0, 13)	1.747	5,8	1,8	

Hauptergebnis für Windpark-Berechnung

WEA-Kombination	Jährl. Energieprod.		Park- wirkungsgrad [%]	Mittlere WEA-Produktion [MWh]	Kapazitätsfaktor für	
	Ergebnis [MWh]	P90-Wert -16,5% [MWh]			Ergebnis [%]	P90-Wert -16,5% [%]
Windpark	25.521,8	21.310,7	94,7	5.104,4	23,3	19,4

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

WEA-Typ	Terrain	Aktuell	Hersteller	Typ	Leistung [kW]	Rotord. [m]	Höhe [m]	Kreisradius [m]	Leistungskennlinie		Jährl. Energieprod.		Park		Mittlere Windgeschw. [m/s]
									Quelle	Name	Ergebnis [MWh]	P90-Wert -16,5% [MWh]	Park-wirkungsgrad [%]		
1 C	Ja	FUHLÄNDER	FL 2500-100	2.500	100,0	123,0	350,0	USER	Manufacturer 08/05	4.928,7	4.115	91,1	5,8		
2 A	Ja	FUHLÄNDER	FL 2500-100	2.500	100,0	123,0	350,0	USER	Manufacturer 08/05	5.183,1	4.328	98,9	5,7		
3 B	Ja	FUHLÄNDER	FL 2500-100	2.500	100,0	123,0	350,0	USER	Manufacturer 08/05	5.326,1	4.447	97,3	5,8		
4 C	Ja	FUHLÄNDER	FL 2500-100	2.500	100,0	123,0	350,0	USER	Manufacturer 08/05	5.125,1	4.279	94,6	5,8		
5 B	Ja	FUHLÄNDER	FL 2500-100	2.500	100,0	123,0	350,0	USER	Manufacturer 08/05	4.958,8	4.141	91,8	5,8		

Projekt:
10-1-2165 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 1975 - 2004,
 abgeglichen mit Hilfe des von CUBE überarbeiteten Keiler-Häuser-Index V06,
 Region 19.

Ausdruck/Seite
 14.07.2011 16:50 / 2
 Lizenzierter Anwender:
CUBE Engineering
 Breitscheidstraße 6
 DE-34119 Kassel
 +49 (0) 561 28 85 73 0
 Dipl.-Geogr. Oliver Grüning
 Berechnet:
 23.03.2011 13:10/2.5.8.85

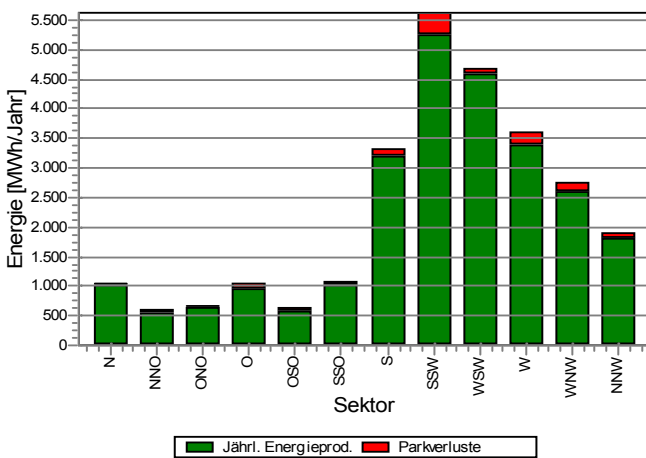
PARK - Produktionsanalyse

Berechnung: Windpark Görzhäuser Hof, Var. 5x FUH 2.5 **WEA:** Alle neuen WEA, Luftdichte: 1,199 kg/m3

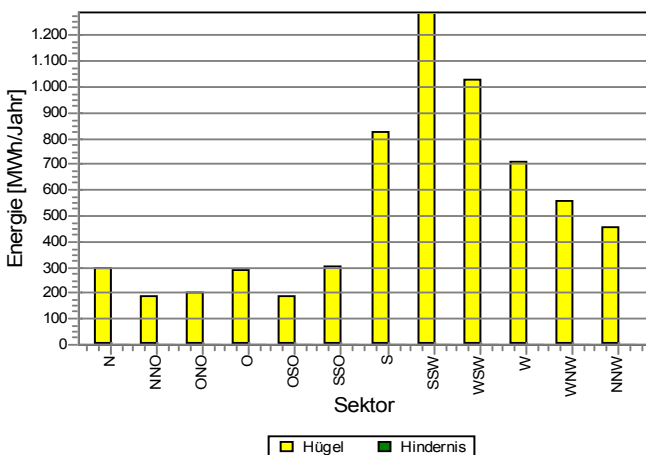
Windrichtungsabhängige Analyse

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]	758,7	410,3	453,7	760,8	439,4	777,8	2.486,4	4.336,0	3.654,4	2.895,7	2.194,1	1.434,4	20.601,6
+Zunahme/Abnahme durch Hügel	[MWh]	299,1	186,4	200,9	290,7	185,8	305,5	829,0	1.289,3	1.027,8	712,4	559,8	454,6	6.341,4
-Minderung infolge Parkwirkung	[MWh]	47,4	56,3	14,8	103,5	43,3	65,3	129,3	378,0	86,5	231,1	164,5	101,2	1.421,3
Resultierende Energie	[MWh]	1.010,4	540,4	639,9	948,0	582,0	1.018,0	3.186,1	5.247,3	4.595,7	3.376,9	2.589,4	1.787,8	25.521,8
Spezifische Energie	[kWh/m2]													650
Spezifische Energie	[kWh/kW]													2.042
Zunahme/Abnahme durch Hügel	[%]	39,4	45,4	44,3	38,2	42,3	39,3	33,3	29,7	28,1	24,6	25,5	31,7	30,8
Minderung infolge Parkwirkung	[%]	4,5	9,4	2,3	9,8	6,9	6,0	3,9	6,7	1,8	6,4	6,0	5,4	5,3
Ausnutzungsgrad	[%]	39,9	37,1	40,6	38,2	38,6	39,5	40,4	37,6	38,0	34,3	36,5	39,0	37,7
Betriebsdauer je Sektor	[Stunden/Jahr]	513	391	366	422	355	500	973	1.241	998	771	668	629	7.829
Äquivalente Vollaststunden	[Stunden/Jahr]	81	43	51	76	47	81	255	420	368	270	207	143	2.042

Sektorielle Energieproduktion



Einfluß von Hügeln/Hindernissen pro Sektor



Projekt:
10-1-2165 Görzhäuser Hof
 Magistrat der Stadt Marburg
 Markt 1
 D - 35037 Marburg

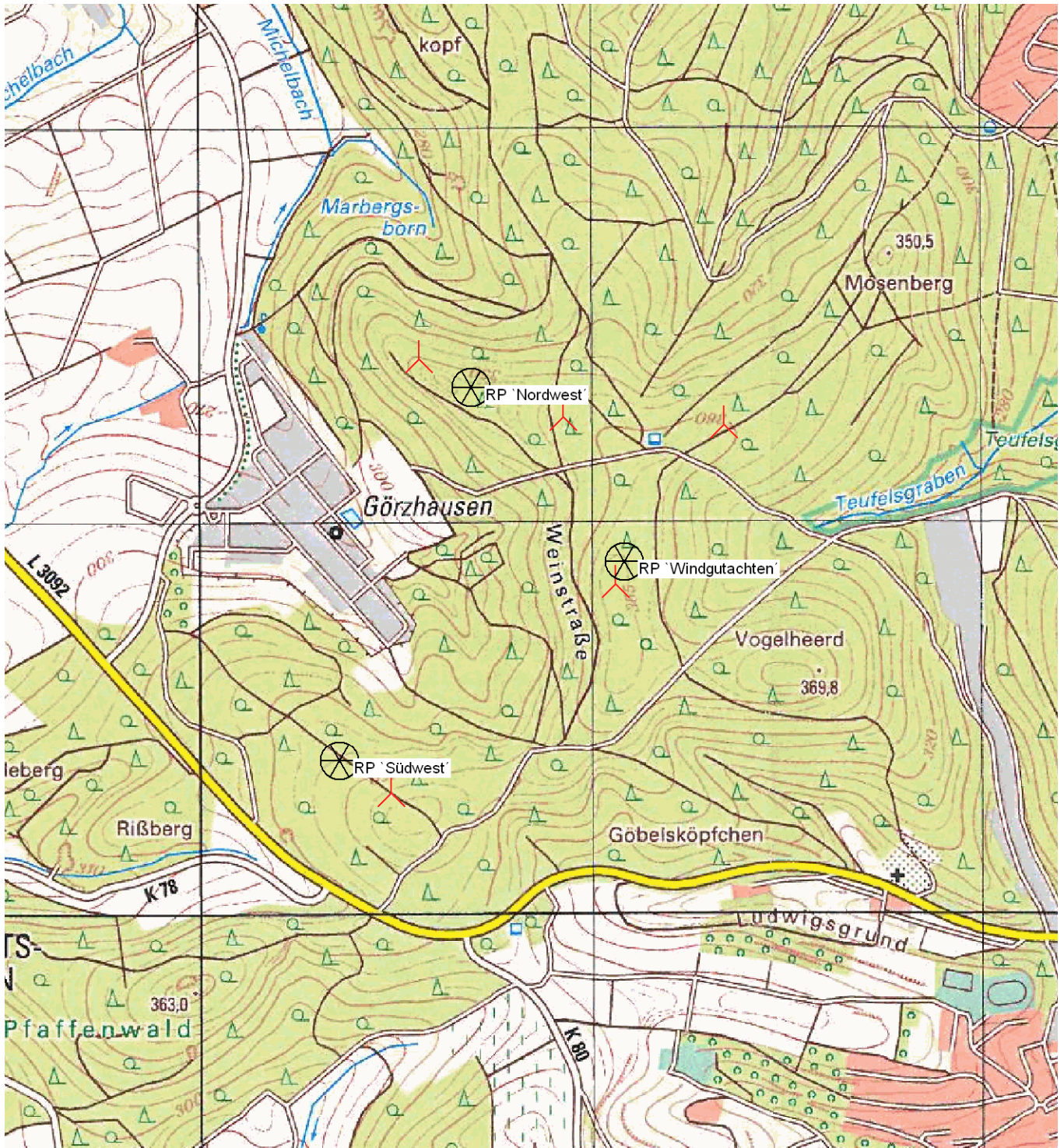
Beschreibung:
 Winpotentialstudie Görzhäuser Hof
 in der Stadt Marburg, Landkreis Marburg-Biedenkopf, Hessen.

Berechnungsergebnisse bezogen auf den Langzeitraum 1975 - 2004,
 abgeglichen mit Hilfe des von CUBE überarbeiteten Keiler-Häuser-Index V06,
 Region 19.

Ausdruck/Seite
 14.07.2011 16:50 / 3
 Lizenzierter Anwender:
CUBE Engineering
 Breitscheidstraße 6
 DE-34119 Kassel
 +49 (0) 561 28 85 73 0
 Dipl.-Geogr. Oliver Grüning
 Berechnet:
 23.03.2011 13:10/2.5.8.85

PARK - TK25_Görzhäuser-Hof

Berechnung: Windpark Görzhäuser Hof, Var. 5x FUH 2.5 **Datei:** TK25_Görzhäuser-Hof.bmi



Karte: TK25_Görzhäuser-Hof, Druckmaßstab 1:15.000, Kartenzentrum Gauss Kruger (Bessel) Zone: 3 Ost: 3.480.918 Nord: 5.632.670

⚡ Neue WEA ⦿ Standortdaten



Anhang IV Ressource-Berechnungsergebnisse

- Berechnungshöhe 105 m
- Berechnungshöhe 125 m
- Berechnungshöhe 141 m

Projekt:

10-1-2165 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 1975 - 2004,
abgeglichen mit Hilfe des von CUBE überarbeiteten Keiler-Häuser-Index V06,
Region 19.

Ausdruck/Seite

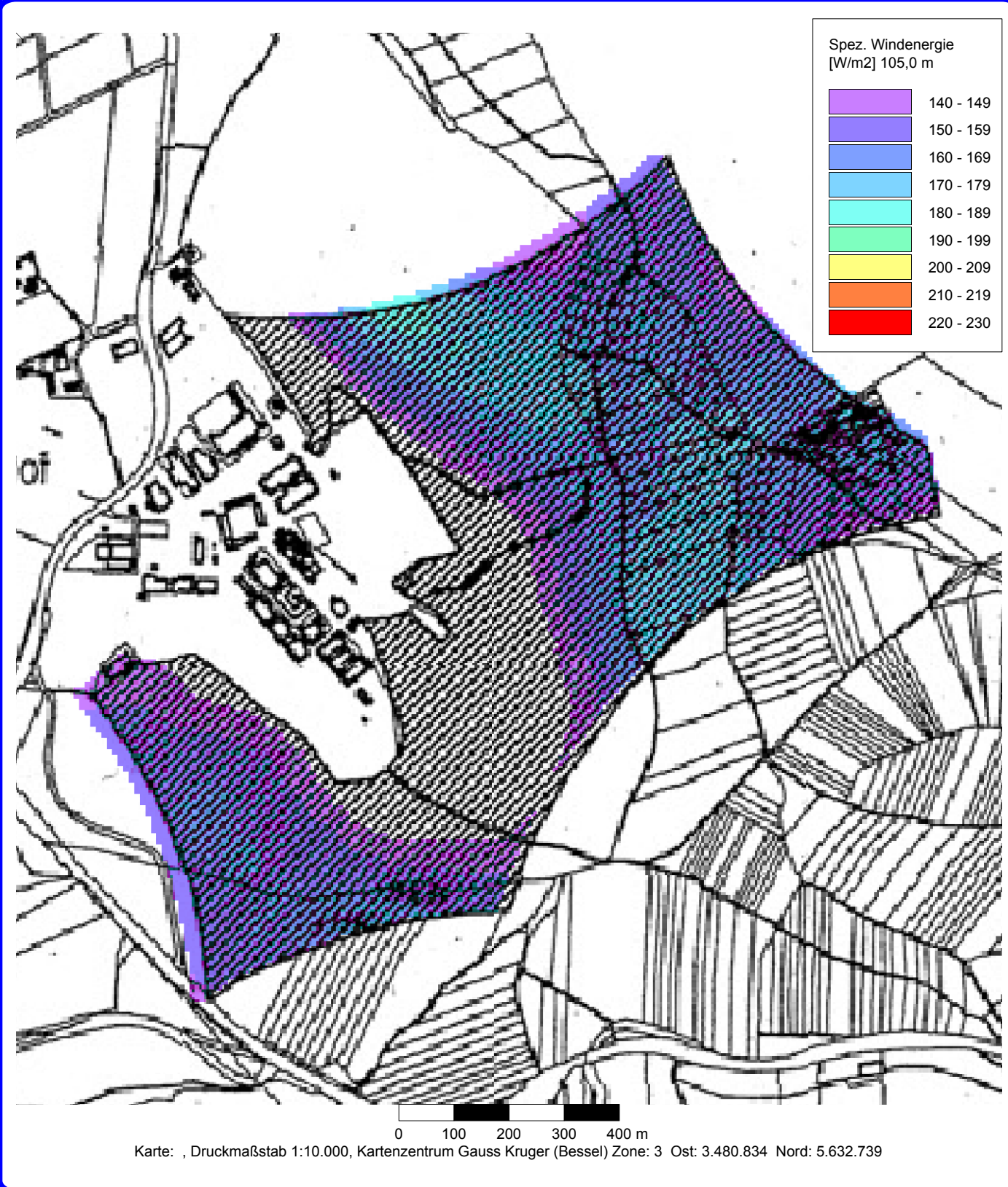
15.06.2011 12:50 / 1

Lizenzierter Anwender:

CUBE Engineering
Breitscheidstraße 6
DE-34119 Kassel
+49 (0) 561 28 85 73 0
Dipl.-Geogr. Oliver Grüning
Berechnet:
21.03.2011 17:36/2.5.8.85

RESOURCE - Karte: Windenergie3.tif

Berechnung: Ressource Görzhäuser Hof **Datei:** Windenergie3.tif



Projekt:

10-1-2165 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 1975 - 2004,
abgeglichen mit Hilfe des von CUBE überarbeiteten Keiler-Häuser-Index V06,
Region 19.

Ausdruck/Seite

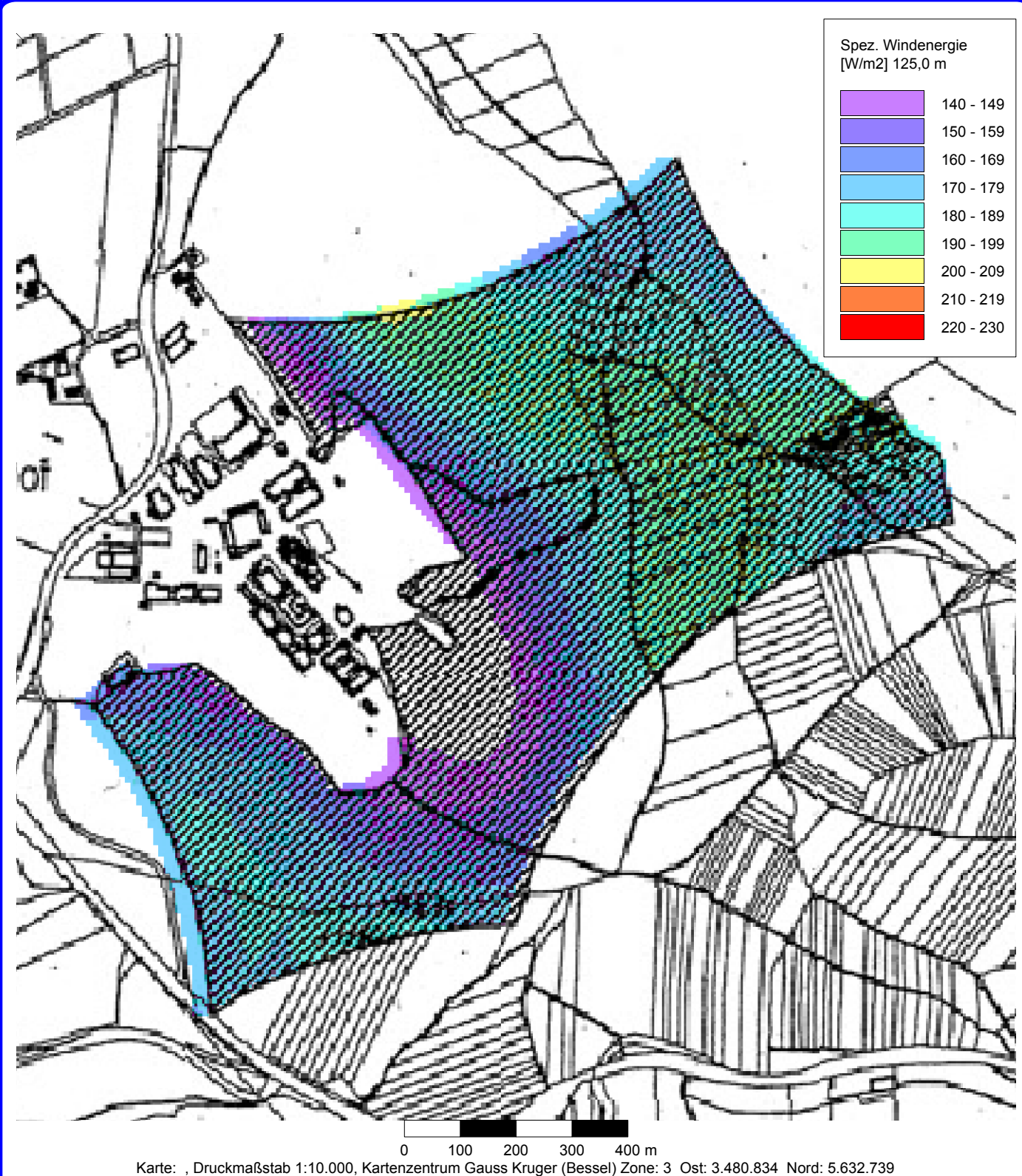
15.06.2011 12:49 / 1

Lizenzierter Anwender:

CUBE Engineering
Breitscheidstraße 6
DE-34119 Kassel
+49 (0) 561 28 85 73 0
Dipl.-Geogr. Oliver Grüning
Berechnet:
21.03.2011 17:36/2.5.8.85

RESOURCE - Karte: Windenergie3.tif

Berechnung: Ressource Görzhäuser Hof **Datei:** Windenergie3.tif



Projekt:

10-1-2165 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 1975 - 2004,
abgeglichen mit Hilfe des von CUBE überarbeiteten Keiler-Häuser-Index V06,
Region 19.

Ausdruck/Seite

15.06.2011 11:57 / 1

Lizenzierter Anwender:

CUBE Engineering
Breitscheidstraße 6
DE-34119 Kassel
+49 (0) 561 28 85 73 0
Dipl.-Geogr. Oliver Grüning
Berechnet:
21.03.2011 17:36/2.5.8.85

RESOURCE - Karte: Windenergie3.tif

Berechnung: Ressource Görzhäuser Hof **Datei:** Windenergie3.tif

