

# Windpotentialstudie

für den

**Landkreis Northeim | Niedersachsen**

Datum: 04.11.2014

Bericht Nr. 14-1-2126

**Auftraggeber:**

Landkreis Northeim

Medenheimer Straße 6 – 8 | 37154 Northeim

**Auftragnehmer:**

CUBE Engineering GmbH

Breitscheidstraße 6 | 34119 Kassel

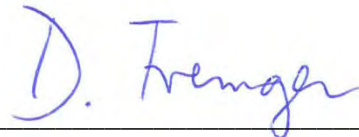
Die vorliegende Windpotentialstudie für den Landkreis Northeim (Niedersachsen) wurde der CUBE Engineering GmbH im Juli 2014 vom Landkreis Northeim in Auftrag gegeben und gemäß dem Stand von Wissenschaft und Technik nach bestem Wissen und Gewissen unparteiisch erstellt. Für die ermittelten Energieverhältnisse werden seitens des Gutachters keine Garantien übernommen.

Kassel, 04.11.2014



---

Dr. Anselm Grötzner



---

Dipl.-Geogr. Dominik Fremgen

## **INHALT:**

1. Aufgabenstellung .....	4
2. Modellgebiet.....	5
3. Erweiterte Methode Europäischer Windatlas.....	7
4. Datengrundlage .....	12
4.1. Windstatistiken .....	12
4.2. Orographie.....	12
4.3. Rauigkeitsklassifizierung .....	14
4.4. Bewaldung: Hinderniseffekte und Verdrängungshöhe .....	15
5. Abgleich mit Vergleichs-WEA .....	17
6. Berechnungsergebnisse .....	22
7. Unsicherheitsbetrachtung .....	26
8. Zusammenfassung .....	29
9. Quellenverzeichnis.....	30

<b>Anhang I</b>	Ertragsindex CUBE_2012: Langzeitbezug, BDB-Index und 100 %-Jahr
<b>Anhang II</b>	Karte und Tabelle zu den verwendeten Vergleichs-WEA
<b>Anhang III</b>	Karten der mittleren Windgeschwindigkeit in 80 m und 140 m Höhe über Grund
<b>Anhang IV</b>	Karten der mittleren Windleistung in 80 m und 140 m Höhe über Grund
<b>Anhang V</b>	Karten des Energieertrages einer Nordex N117/2400 in 80 m und 140 m Höhe über Grund
<b>Anhang VI</b>	Karten des Verhältnisses zum Referenzertrag in 80 m und 140 m Höhe über Grund
<b>Anhang VII</b>	Karte der mittleren Windrichtungsverteilung in 140 m Höhe über Grund

## 1. AUFGABENSTELLUNG

Im Rahmen der vorliegenden Studie bestand die Aufgabe für den Landkreis Northeim, die räumliche Verteilung des Potentials des Windes für die Nutzung durch Windenergieanlagen (WEA) zu bestimmen. Um im Untersuchungsgebiet die sogenannten Windressourcen zu untersuchen, wurden für die Höhen von 80 und 140 m über Grund mit der WINDATLAS-Methode (Software WindPRO mit WAsP) und räumlich hoch aufgelösten Winddaten der Firma *anemos GmbH* sowie detaillierten Datensätzen der Orographie und Landnutzung die Windverhältnisse flächenhaft rechnerisch ermittelt. Der Einfluss der im Untersuchungsgebiet flächenhaft bedeutenden Wälder wurde darüber hinaus durch deren Verdrängungshöhe berücksichtigt. Die Berechnungsergebnisse (mittlere Windgeschwindigkeit, spezifische Windleistung, Windrichtung, beispielhafter WEA-Ertrag für eine Nordex N117/2400 und das Verhältnis zum Referenzertrag gemäß EEG) werden auf der Basis einer topographischen Karte graphisch präsentiert. Als Bezugsniveau wurden die Höhen von 80 und 140 m über Grund gewählt, da sie das Spektrum der meisten aktuell geplanten Nabenhöhen<sup>1</sup> abbilden.

Mit der Windpotentialstudie wird dem Auftraggeber ein Planungswerkzeug an die Hand gegeben, um für die technische Windenergienutzung geeignete Flächen zu identifizieren, aus denen mögliche Standorte für Windenergieanlagen abgeleitet werden können. Zu beachten ist, dass das Windpotential nur ein, wenn auch entscheidender, Faktor von vielen ist, die für die erfolgreiche Umsetzung eines Windenergieprojektes wesentlich sind. Ferner ersetzt eine Potentialstudie kein detailliertes Windgutachten für einen Mikrostandort oder eine Windparkfläche. Sie dient dem Niveauvergleich und der Standortfindung. Im vorliegenden Erläuterungstext werden im Folgenden die Methodik, die wesentlichen Einflussgrößen sowie die Ergebnisse und deren Plausibilität bzw. Unsicherheiten dargestellt.

---

<sup>1</sup> Die Nabenhöhe stellt die Höhe dar, in der der Rotor mit der Kabine verbunden ist. Zur Ermittlung der Gesamthöhe der Anlage ist der halbe Rotordurchmesser zur Nabenhöhe zu addieren.

## 2. MODELLGEBIET

Das Untersuchungsgebiet, der Landkreis Northeim (siehe Abbildung 1) befindet sich im südöstlichen Teil Niedersachsens und erstreckt sich über eine Fläche von circa 1.267 km<sup>2</sup>.

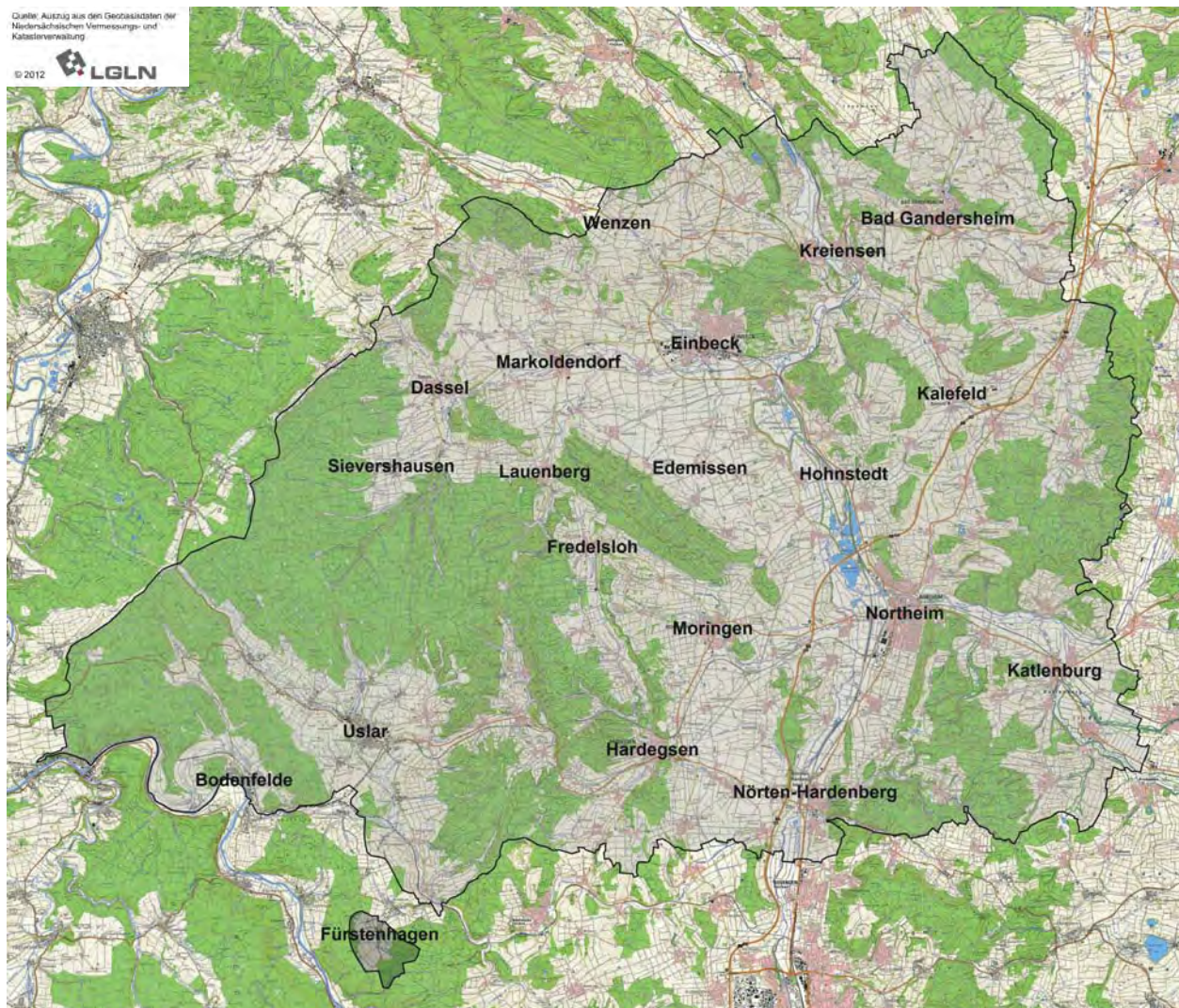
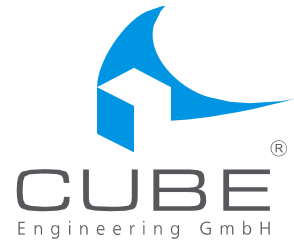


Abbildung 1: Übersichtskarte mit markiertem Untersuchungsgebiet

Die untersuchte Region gehört zum Niedersächsischen Bergland bzw. dem Weser-Leine-Bergland. Im Südwesten befindet sich der großflächig bewaldete Solling, der auf einer Höhe von 528 m kulminiert. Im östlichen Teil des Gebietes befindet sich der Nord-Süd orientierte Leinegraben, der westlich von Einbeck in das Einbeck-Markoldendorfer Becken übergeht. Diese



tiefer liegenden Gebiete werden umrahmt von mehreren kleinräumigen, meist bewaldeten Höhenzügen. Das Untersuchungsgebiet ist der CUBE-Engineering GmbH und den für diesen Bericht verantwortlichen Mitarbeitern gut bekannt, da von diesen in der Region bereits eine Reihe von standortbezogenen Windgutachten erstellt wurde.



### **3. ERWEITERTE METHODE EUROPÄISCHER WINDATLAS**

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, die zumindest außerhalb der Tropen gute Resultate liefert. 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.

Zur Beurteilung der Windverhältnisse an einem Standort standen dem Gutachter bisher zwei Möglichkeiten zur Verfügung: Entweder konnte direkt auf Winddaten aus einer Messung am Standort zurückgegriffen werden, oder es war 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.

Die Windatlas-Methode wurde unter der Federführung des nationalen Forschungszentrums Risø in Dänemark erzeugt. Dabei 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 Abbildung 2).

Diese Transformationen werden mit dem vereinfachten linearisierten Strömungsmodell WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) durchgeführt. WAsP wurde für den Einsatz in einfach strukturiertem Gelände (z. B. der norddeutschen Tiefebene) bis hin zu 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.

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 WAsP-Modell ist in extrem komplexem Gelände nur begrenzt anwendbar, weil u. a. der lineare Ansatz Strömungsablösungen an Kanten nicht erfassen kann. Ferner bleiben in

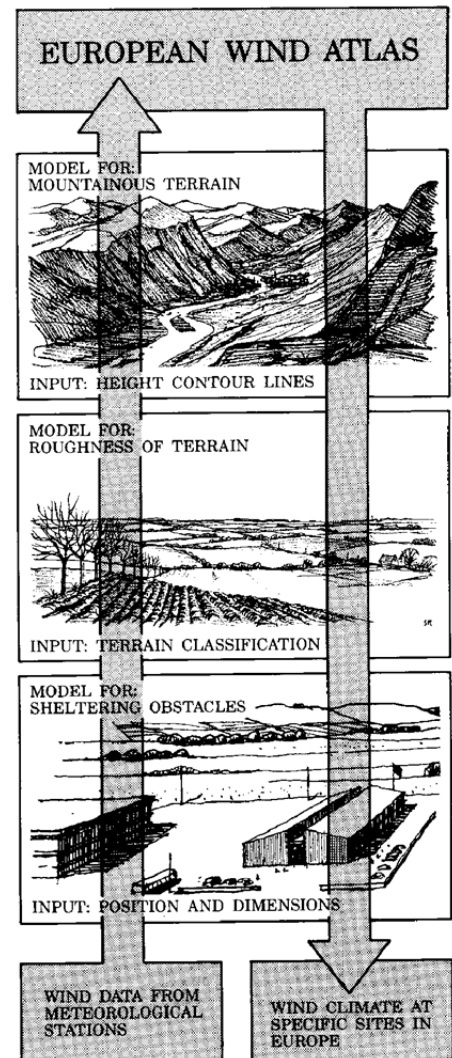


Abbildung 2: Methodik zur Windpotentialabschätzung einzelner Standorte (Quelle: Europäischer Windatlas)



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.

Von entscheidender Bedeutung ist die Repräsentativität der verwendeten Winddaten für den jeweiligen Standort. Es hat sich gezeigt, dass deren räumliche Übertragbarkeit mit wachsender Komplexität stärker eingeschränkt wird, sie kann in den Mittelgebirgen bereits auf wenige Kilometer begrenzt sein. Im Untersuchungsgebiet befindet sich keine einzige Langzeitmessstation des Deutschen Wetterdienstes. Die nächsten Stationen in Göttingen, Braunlage, am Brocken im Harz sowie in Lügde-Paenbruch sind zu weit entfernt, als dass sie zur Ableitung repräsentativer Aussagen über die Windverhältnisse im Landkreis Northeim herangezogen werden könnten. Somit ist das Netz der vorliegenden Messdaten für die geforderte hochaufgelöste Windkarte im topographisch recht komplexen Untersuchungsgebiet deutlich zu lückenhaft.

Deshalb wurde der anemos-Windatlas<sup>2</sup> für Deutschland als Eingangsdatensatz der Windatlasberechnungen herangezogen. Dieser beruht auf globalen langjährigen Wettermessungen und Rechnungen mit komplexen dreidimensionalen Computermodellen der atmosphärischen Strömung. Der anemos-Windatlas für Deutschland wird mit Hilfe des mesoskaligen meteorologischen Modells PSU/NCAR-MM5<sup>3</sup> erzeugt. Er nutzt dabei die weltweit verbreiteten NCEP/NCAR-Renanalyse-Daten<sup>4</sup> als Eingangs- bzw. Antriebsdaten. Somit können die Vorteile des NCAP-NCAR-Reanalyse-Datensatzes – Konsistenz, Homogenität, Länge der Zeitreihe (ab 1948), ständige Aktualisierung, Verfügbarkeit über Land und Meer – erhalten bzw. verstärkt werden. Auf der anderen Seite werden mit dem anemos-Windatlas für Deutschland die Nachteile der NCEP/NCAR-Renanalyse-Daten – geringe räumliche Auflösung (2,5° Länge und Breite) und die relativ geringe zeitliche Auflösung (6 h) – überwunden.

Das MM5-Modell erlaubt durch seine sogenannte Multi-Nesting-Fähigkeit hochaufgelöste Simulationen. Dadurch können detaillierte Bodeninformationen verwendet werden, welche den Einfluss der Topographie berücksichtigen. Verwendet wurden der SRTM Datensatz (Shuttle Radar

---

<sup>2</sup> <http://www.anemos.de>

<sup>3</sup> <http://www.mmm.ucar.edu/mm5/mm5-home.html>

<sup>4</sup> NCEP Reanalysis data provided by the NOAA-CIRES Climate Diagnostic Centre, Boulder, Colorado, USA, from their Web site at <http://www.cdc.noaa.gov>

Topography Mission, USGS EROS Data Center) für die Orographie und der CORINE Datensatz der Europäischen Umweltagentur (European Environment Agency EEA) für Vegetation und Rauigkeit. Die räumliche Auflösung des Windatlas für Deutschland beträgt  $5 \times 5$  km. Die topographischen Daten werden entsprechend der Modellauflösung räumlich gemittelt verwendet. Die Simulationen umfassen den Zeitraum 1990 – 2009 und werden kontinuierlich erweitert. Die atmosphärischen Zustandsvariablen werden im 30-minütigen Zeitschritt berechnet und innerhalb der Datenbasis erfasst. Die vertikale Struktur der Atmosphäre wird mit 22 Höhen-Schichten sehr hoch aufgelöst.

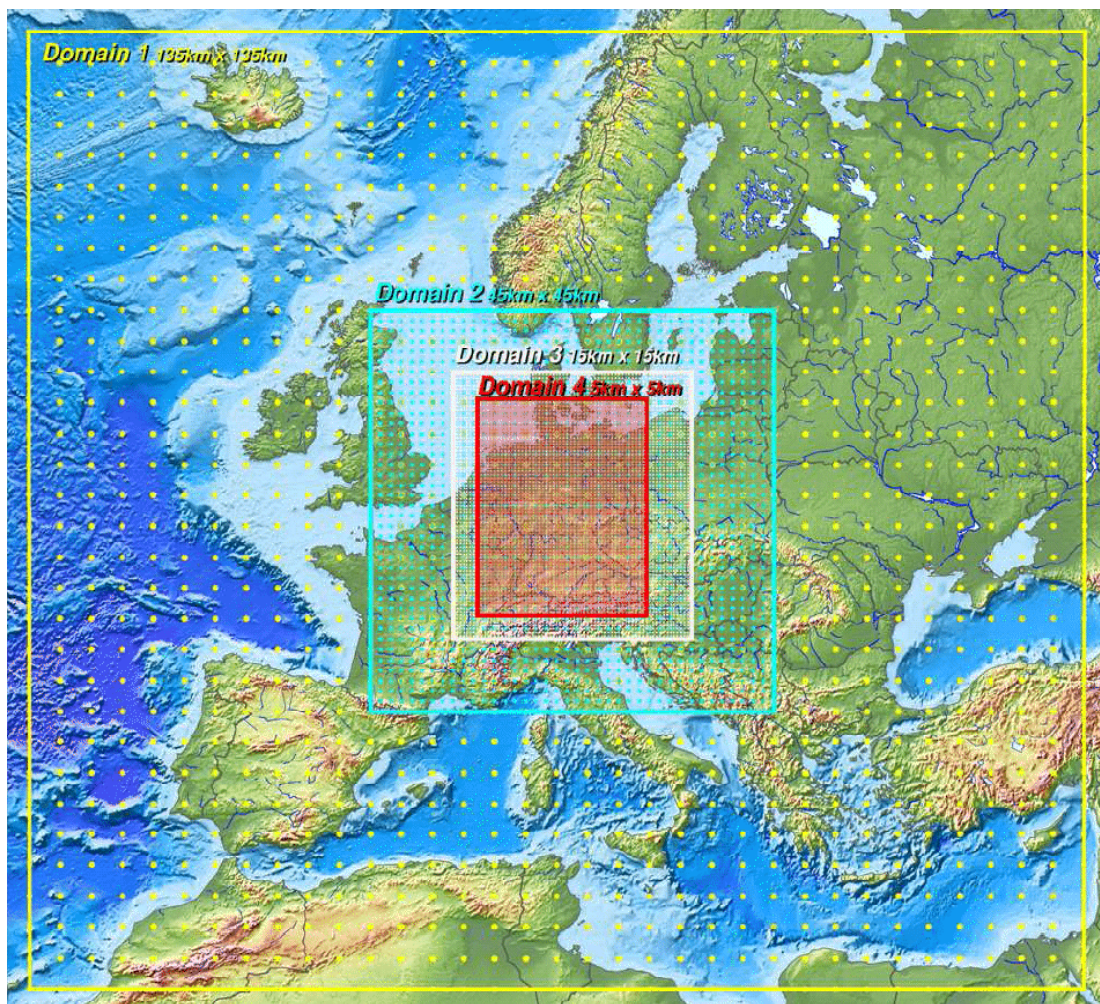


Abbildung 3: Verschachtelte Domain-Darstellung für die Multi-Nesting-Modellsimulation. Die Domain 4 zeigt die Gebietsgröße des anemos-Windatlas mit der horizontalen Auflösung von 5 km

Prinzipiell ist es möglich, mit hochentwickelten dreidimensionalen Strömungsmodellen wie dem MM5 die Windverhältnisse einer Region auch noch in feinerer Auflösung zu berechnen. Bei einem Gebiet von der Größe des betrachteten Untersuchungsgebietes mit einer Auflösung von 100 m, scheitern derartige Berechnungen bisher an der allgemein zugänglichen Leistungsfähigkeit der Computer.

Deshalb wurden die Winddaten des anemos-Windatlas für Deutschland unter Zuhilfenahme der für diesen Datensatz verwendeten (groben) Orographie- und Rauigkeitsdaten mit Hilfe der Eingangs erläuterten WINDATLAS-Methode in eine von der exakten Koordinate des jeweiligen Modellpunktes unabhängige Windstatistik transformiert. Die so abgeleiteten Windstatistiken dienen dann als Eingangsdaten für die WINDATLAS-Berechnungen auf dem feinen 100 m Gitter der vorliegenden Windpotentialstudie (unter Zuhilfenahme von räumlich ebenso hoch aufgelösten Orographie- und Rauigkeitsdaten).

## **4. DATENGRUNDLAGE**

### **4.1. WINDSTATISTIKEN**

---

Für die Berechnungen der Windpotentialkarte für das Untersuchungsgebiet Landkreis Northeim wurden als Datenbasis  $10 \times 12 = 120$  Windstatistiken auf dem  $5 \times 5$  km Gitter aus den Daten des anemos-Windatlas verwendet. Die zur Erzeugung der Windstatistiken erforderlichen Orographie- und Rauigkeitsdaten der MM5 Simulationen wurden ebenfalls von der Firma anemos zur Verfügung gestellt. Datengrundlage sind jeweils die richtungsabhängigen Windgeschwindigkeiten (insgesamt 12 Windrichtungssektoren) der 120 Modellknoten des anemos-Windatlas für Deutschland über einen Langzeitraum von 20 Jahren (1990 – 2009).

Für dieses Gutachten wurden die Betriebsergebnisse von insgesamt 59 in der Untersuchungsregion befindlichen WEA herangezogen, um in zusätzlichen Ertragsberechnungen die Repräsentativität der genannten Windstatistiken für die Region und den gewählten Bezugszeitraum (1996 – 2009) zu überprüfen und gegebenenfalls anzupassen (siehe Kapitel 5). Der Vergleich von Betriebsdaten und Betriebsergebnissen ergab, dass mit den genannten Winddaten nach einer Anpassung die Windverhältnisse im Bezugszeitraum (1996 – 2009) gut wiedergegeben werden. Die mit den so erzeugten Windstatistiken ermittelten Berechnungsergebnisse können daher für den genannten Bezugszeitraum als plausibel angesehen werden.

### **4.2. OROGRAPHIE**

---

Die für die Berechnungen verwendeten Geländehöhen entstammen dem durch Satelliten aufgenommenen SRTM3-Datensatz, der in den Wald- und Siedlungsgebieten von seiner Überhöhung bereinigt wurde. Die Daten werden u. a. mit einer Auflösung von 3 Bogensekunden (~90 m) angeboten, was für die durchgeführten Berechnungen angemessen ist. Insgesamt wurde ein Gebiet von ca.  $90 \times 80$  km des Datensatzes verwendet, um auch die Orographie in den Randbereichen des Untersuchungsgebietes und die Vergleichs-WEA in einem Radius von 10 km beschreiben zu können.

In Abbildung 4 ist die Orographie des Untersuchungsgebietes dargestellt. Deutlich erkennbar sind der Solling im Südwesten und Westen, die niedrigeren Gebiete des Leinegrabens und des



Einbeck-Markoldendorfer Beckens sowie kleinräumigere Höhenzüge insbesondere im Osten und Norden. Mit rund 100 m über NN befinden sich die niedrigsten Gebiete entlang der Weser im äußersten Südwesten sowie der Leine. Die größten Höhen werden mit bis zu 528 m im Solling erreicht. Durch die kleinräumige Gliederung und die relativ großen Höhenunterschiede kommt es zu einer heterogenen Windpotentialverteilung. Auf den Höhenzügen ist aufgrund der besseren Exposition (trotz der durch den Wald verursachten Rauigkeiten, vgl. Kapitel 4.3.) ein höheres Windpotential zu erwarten. Während im Solling aufgrund seiner Höhenlage mit guten Ertragsbedingungen zu rechnen ist, kommt es in dessen Lee (bei der Hauptwindrichtung Südwest) zu einer großräumigen Abschattung, weshalb nordöstlich geringere Windgeschwindigkeiten zu erwarten sind.

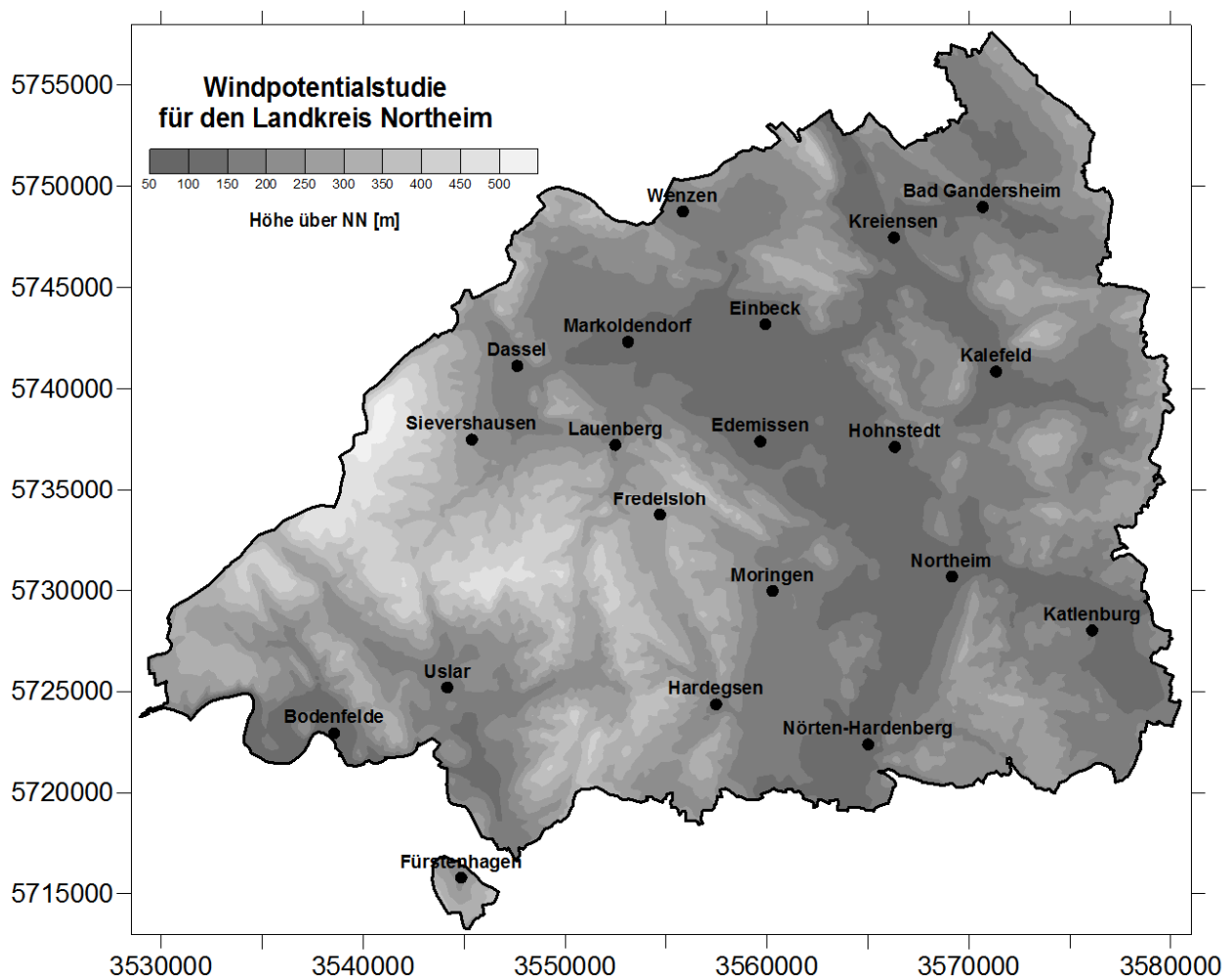


Abbildung 4: Darstellung des Reliefs des Untersuchungsgebietes



### **4.3. RAUIGKEITSKLASSIFIZIERUNG**

---

Die Beschreibung der Geländerauigkeit basiert auf Informationen über die Landnutzung und Vegetation aus dem Corine Land Cover (CLC) Datensatz der Europäischen Umweltagentur. Diese Informationen basieren auf Satellitendaten der Landsat-7-Mission. Die Daten liegen auf einem Modellgitter mit einer räumlichen Auflösung von 100 m vor und werden im Gegensatz zu den MM5 Modellrechnungen in voller Auflösung verwendet. Basierend auf der Kenntnis des Untersuchungsgebietes und den Erfahrungen der CUBE Engineering GmbH mit Windgutachten wurden die in den Corine-Daten vorliegenden 44 Landnutzungsklassen in die Geländerauigkeiten beschreibende Rauigkeitslängen übersetzt. Insgesamt wurde ein Gebiet von ca. 110 x 100 km des Datensatzes verwendet, um auch die Rauigkeit in den Randbereichen des Untersuchungsgebietes und die Vergleichs-WEA in einem Radius von 20 km beschreiben zu können. Im eigentlichen Untersuchungsgebiet wurden die Rauigkeitsdaten auf Grundlage von topographischen Karten (1:25.000) und Luftbildern nachgearbeitet und verfeinert, um auch kleinräumigere Strukturen zu berücksichtigen. Dies umfasst vor allem kleinere Ortschaften und Gehöfte sowie kleinere Wälder.

Abbildung 5 zeigt die Rauigkeitsverteilung (Rauigkeitslänge) im Untersuchungsgebiet mit einer Auflösung von 100 m. Deutlich erkennbar sind die mit den Waldgebieten verbundenen hohen Geländerauigkeiten im Solling sowie einigen Höhenzügen im Norden und Osten. Auch führen Siedlungsflächen zu erhöhten Rauigkeitswerten, insbesondere die Städte Einbeck und Northeim. Die Rauigkeit der Geländeoberfläche führt hier zu einer Reduktion der Windgeschwindigkeit. In den übrigen Teilen des Untersuchungsgebietes sind wegen den hier dominierenden landwirtschaftlichen Nutzflächen niedrigere Rauigkeiten anzutreffen.

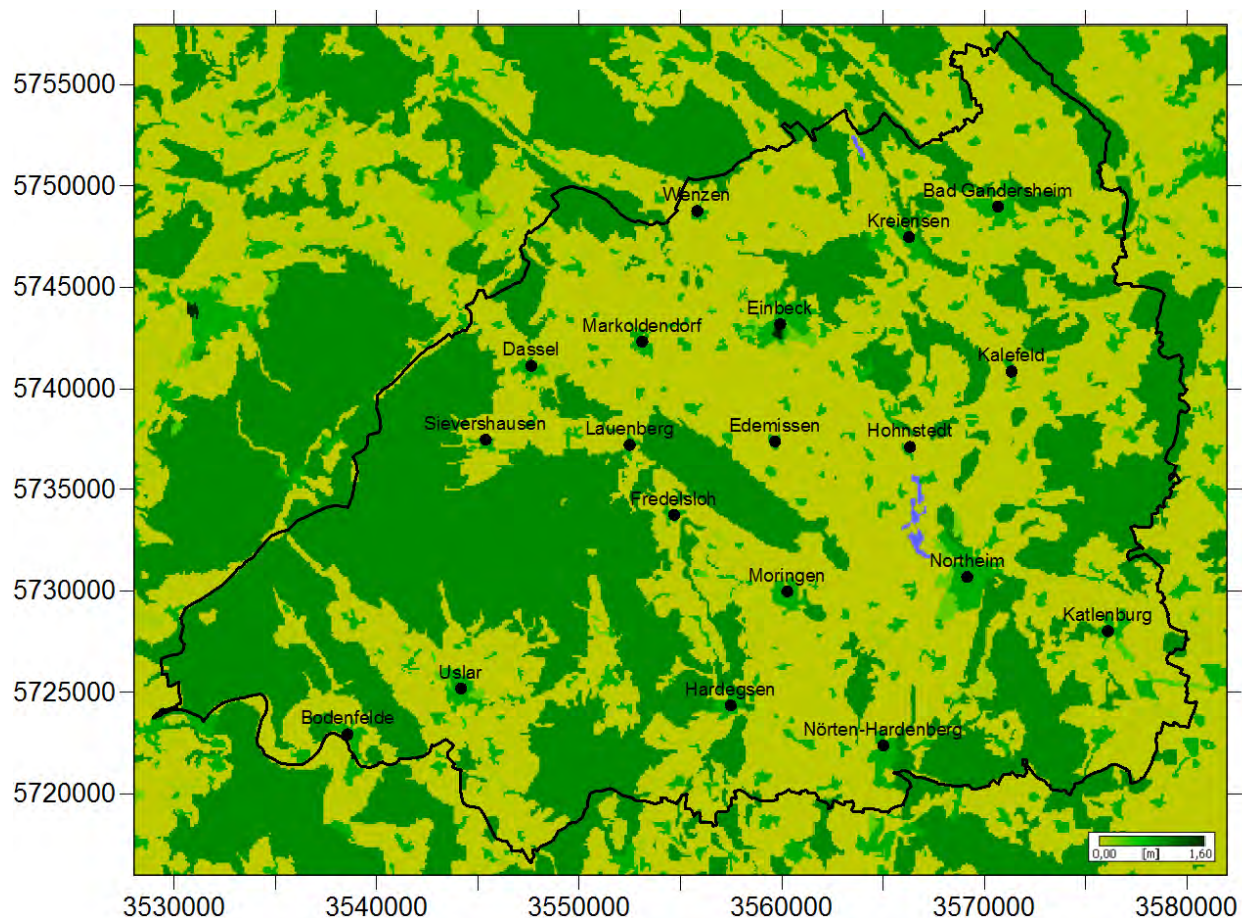


Abbildung 5: Darstellung der Rauigkeitsverteilung des Untersuchungsgebietes

#### 4.4. BEWALDUNG: HINDERNISEFFEKTE UND VERDRÄNGUNGSHÖHE

Im Nachlauf von Strömungshindernissen, wie z. B. Wald oder Gebäuden, ist die Windgeschwindigkeit gegenüber der ungestörten Anströmung deutlich reduziert. Als Hindernisse gelten im Allgemeinen alle Gebäude, Baumreihen oder Baumgruppen, die den Fußpunkt einer WEA um mehr als 1/4 der Nabenhöhe überragen und sich innerhalb eines Radius von ca. 1000 m um den Aufstellungsort befinden. Bei der Untersuchung der Windverhältnisse des Landkreises Northeim ist in einer Höhe von 80 bzw. 140 m von geringen Hinderniseffekten auszugehen. Bei der Betrachtung der Vergleichs-WEA, die zum größten Teil Nabenhöhen von 60 – 80 m aufweisen, ist diese Annahme dagegen nicht mehr statthaft und es war erforderlich, bei den Vergleichsrechnungen alle WEA-Standorte adäquat durch ihre jeweilige Hinderniskonstellations zu beschreiben.

Wie bereits erläutert sind im Untersuchungsgebiet größere Waldgebiete mit hohen Bäumen zu finden. Bei der rechnerischen vertikalen Extrapolation von Winddaten mit Hilfe von Profilkfunktionen (z. B. Potenz- oder logarithmisches Windprofil) oder auch mit WAsP ist über Wäldern und an deren Rändern zu beachten, dass der Nullpunkt des Windprofils nicht mehr am Boden zu finden ist. Dieser ist vielmehr um die so genannte Verdrängungshöhe in den oberen Teil der Bewaldung verschoben. Diese liegt gemäß Literaturangaben typischerweise beim 0,7 bis 0,8-fachen der Bestandshöhe. Um das Problem rechnerisch handhaben zu können, wurden für alle im Gebiet vorhandenen Waldbestände eine einheitliche mittlere Bestandshöhe von 20 m angenommen. Dem entsprechend wurde für die Verdrängungshöhe ein Wert von 15 m angesetzt. Die Anwendung einer Verdrängungshöhe bedeutet eine effektive Reduktion der Nabenhöhe um diesen Betrag. Dementsprechend ergeben sich bei der rechnerischen Extrapolation in die Höhe geringere Windgeschwindigkeiten. Die Ertragsverluste durch die Verdrängungswirkung der Bewaldung liegen bei Höhen von über 100 m typischerweise bei 3 – 5 %.

## **5. ABGLEICH MIT VERGLEICHS-WEA**

Die Anwendbarkeit der verwendeten Winddaten und die Plausibilität der vorgelegten Berechnungsergebnisse für die Untersuchung der Windressourcen im Untersuchungsgebiet wurden mit Hilfe von Betriebsdaten bestehender WEA aus der Region bzw. der näheren Umgebung (maximal 6 km außerhalb des Untersuchungsgebietes) 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 das übrige Untersuchungsgebiet ermittelten Wind- und Ertragsverhältnisse als plausibel angesehen werden.

Im Landkreis Northeim bzw. in seiner näheren Umgebung sind bereits 59 WEA an 17 verschiedenen Standorten in Betrieb, deren vorliegende Betriebsergebnisse in die Betrachtungen einbezogen werden konnten. Eine Übersicht und die räumliche Darstellung der Standorte sind in der Tabelle und auf der Karte in Anhang II zu finden. Die in der Tabelle grau markierten Anlagen wurden von den weiteren Betrachtungen (siehe unten) ausgeschlossen.

Für die betrachteten Vergleichsanlagen lagen Betriebsdaten über 12 bis 157 Monaten 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 dem Index CUBE\_2012, einer Eigenentwicklung der CUBE Engineering GmbH, korrigiert. Für den Standort Landkreis Northeim beruht dieser auf dem BDB-Index (Keiler-Häuser-Index Version 2011, Region 15) und einem Ertragsindex, der von CUBE aus dem nächstgelegenen Gitterpunkt des MERRA-Reanalysedatensatzes (siehe Anhang I) abgeleitet wurde. Der zum Abgleich verwendete Index CUBE\_2012 ergibt sich aus einer Kombination dieser beiden Indices. Zusätzlich dienen die Ergebnisse, die aus der separaten Anwendung der beiden einzelnen Indices abgeleitet werden, zur Abschätzung der mit dem Index und dem Langzeitabgleich verbundenen Unsicherheit. Die vorliegenden Betriebsdaten wurden mit dem Index CUBE\_2012 und der Regressionsmethode bezüglich eines langfristig repräsentativen Normalwindjahres (Bezugszeitraum 1996 – 2009)

korrigiert. Die derart langfristig korrigierten Energieerträge (Windkorrigierte Produktion –WKP) sind, insofern sie nicht der Vertraulichkeit unterliegen, im Anhang aufgelistet.

Die Standorte der Vergleichsanlagen sind der CUBE Engineering GmbH größtenteils bekannt, da einige bereits im Rahmen von früheren Windgutachten besichtigt wurden. Mit der in den vorigen Abschnitten beschriebenen Datenbasis wurden deren Standorte analog zu dem Untersuchungsgebiet Northeim modelliert und für diese Anlagen zusätzliche standortbezogene Ertragsberechnungen unter Berücksichtigung von Hindernissen durchgeführt, deren Ergebnisse dann mit den langzeitkorrigierten Betriebsdaten verglichen werden konnten. Die dieser Studie zu Grunde liegende Datenbasis (Winddaten) wurde derart plausibilisiert und angepasst, dass die Berechnungsergebnisse für die Vergleichsanlagen möglichst wenig von deren langfristig repräsentativen Energieerträgen abweichen. Da als Referenzzeitraum die Jahre 1996 – 2009 gewählt wurden, müssen alle hier vorgelegten Berechnungsergebnisse für diesen Zeitraum als repräsentativ angesehen werden. Der Windpotentialstudie liegt die Annahme zu Grunde, dass sich die zukünftigen langzeitlichen Wind- und Ertragsbedingungen nur unwesentlich von dem gewählten Referenzzeitraum unterscheiden.

Es handelt sich beim Untersuchungsgebiet um ein heterogenes Gelände mit teilweise starker orographischer Gliederung und komplexer Rauigkeitsverteilung. Wegen der Vielzahl der betrachteten Vergleichsstandorte, welche über das ganze Untersuchungsgebiet verteilt sind, war es möglich, diese Komplexität recht umfassend durch die Vergleichsrechnungen abzubilden. Allerdings befinden sich alle Vergleichsanlagen an nicht bewaldeten Standorten und selten auf den Kämmen und Kuppen der Höhenzüge. Daher ist bei der Bewertung der Windverhältnisse der bewaldeten Kuppen von einer deutlich größeren Berechnungsunsicherheit auszugehen, als es in den anderen Gebieten der Fall ist. Dies trifft insbesondere für den Solling zu, da hier die nächsten Vergleichsanlagen zudem noch relativ weit entfernt sind. Für dieses Mittelgebirge stehen keine gut vergleichbaren Anlagen zum Abgleich zur Verfügung.

Außerdem ergeben sich Schwierigkeiten bei der Anpassung der Windgeschwindigkeiten in großen Höhen. In dem untersuchten Gebiet befinden sich nur wenige höhere Anlagen, die größten Nabenhöhen liegen auf rund 100 m. Für größere Höhen ist ein Abgleich der Windstatistiken nicht möglich, weshalb die berechneten Angaben für 140 m Höhe mit deutlich größeren Unsicherheiten verbunden sind als die für 80 m Höhe. Bei den wenigen zur Verfügung stehenden



höheren Anlagen (2x in Einbeck, 1x in Dannhausen) kam es zudem zu einer teils deutlichen Überschätzung der langzeitkorrigierten Betriebsdaten. Ob die verwendeten Windstatistiken eine zu starke Windzunahme mit der Höhe annehmen ist jedoch aufgrund der geringen Zahl an Hinweisen nicht zu belegen, zumal die starke Überschätzung der beiden E-82 in Einbeck (siehe unten) sicherlich auch auf die besondere lokale Lage zurückzuführen ist. Des Weiteren ist uns eine systematische Überschätzung der Windverhältnisse in großen Höhen durch die anemometrischen Windstatistiken nicht bekannt.

Die Erträge der drei NEG Micon NM 60-1000 am Standort Dassensen rund 4 km südwestlich von Einbeck werden mit Werten zwischen 98 und 102 % sehr gut reproduziert, wobei die Langzeitkorrektur von deren Betriebsdaten mit größeren Unsicherheiten behaftet ist. Die Oberflächenrauigkeit am Standort ist gering, allerdings ist dem Standort der Höhenzug der Ahlsburg im Südwesten vorgelagert. Am Standort Ahlshausen werden die Tacke TW 600 leicht unterschätzt, die bereits abgebaute Enercon E-40/5.40 dagegen etwas deutlicher überschätzt. Die E-53/8.53 wurde bei der Beurteilung nicht berücksichtigt, da von ihr zu wenige Monatsdaten vorliegen und die Langzeitkorrektur dadurch zu unsicher ist. Die Anlagen befinden sich auf einem für sich betrachtet gut exponierten Hügel. Dieser ist jedoch in einer Entfernung von rund 2 km in den meisten Sektoren von höheren Gebieten umgeben.

An dem gut exponierten Standort Kreiensen (am Süllberg) wurden die sieben Enercon E-58/10.58 mit 90 – 95 % etwas unterschätzt. Am sich direkt anschließenden Standort Holtershausen wurden die drei NEG Micon NM60-1000, von denen die Ertragsdaten nur in der Summe dieser drei Anlagen vorlagen, sehr gut reproduziert. Etwas weiter südlich befindet sich eine Einzelanlage des Typs AN Bonus AN 600/44-3 (Standort Greene) in der Nähe eines Waldrandes. Mit 93 % wurde sie etwas unterschätzt. Bezüglich des Waldeinflusses bestehen bei der AN Bonus aufgrund der geringen Nabenhöhe erhebliche Unsicherheiten.

Westlich des Süllbergs befinden sich eine Enercon E-82/2MW (Am Mikenrott) und eine E-82/2.3MW E2 (Burgfeld). Diese werden mit den verwendeten Windstatistiken deutlich überschätzt (im Mittel zu 121 %). Dank eines inzwischen ausreichenden Datenumfangs können die Langzeiterträge als vertrauenswürdig eingestuft werden. Ob die Windstatistiken eine zu starke Zunahme des Windes mit der Höhe annehmen und dadurch die Überschätzung verursachen (siehe oben), kann nur spekuliert werden. Entscheidender ist vermutlich die im Vergleich zur

Umgebung relativ niedrige Lage des Standortes, die das Modell nicht vollständig nachbilden kann. Zudem ergeben sich je nach Sektor stark unterschiedliche orographische Effekte, so dass die Windrichtungsverteilung großen Einfluss auf die Ertragssituation hat. Die in den Windstatistiken angenommene Richtungsverteilung ist hier daher besonders sensibel.

An der nordöstlichen Kreisgrenze befindet sich der bei südwestlichen Strömungen gut exponierte Standort Dannhausen. Hier liegen Ertragsdaten von jeweils zwei Enercon E-40/6.44 und E-66/18.70 sowie einer Vestas V90-2.0MW vor. Der Standort konnte gut reproduziert werden, nur bei der V90 kam es zu einer Überschätzung von 8 %.

Die beiden MD77-1.500 am Standort Deensen bei Stadtoldendorf liegen bereits im sich nordwestlich anschließenden Landkreis Holzminden. Insbesondere im Süden wird der Standort umrahmt von höheren Gebieten (Solling). Sie werden im Modell geringfügig unterschätzt. Im Süden des Landkreises befindet sich der Standort Lichtenborn, wo sich fünf Anlagen des Herstellers Vestas befinden. Sie werden mit Werten zwischen 90 bis 105 % reproduziert. Bei dem Standort handelt es sich um den am höchst gelegenen, so dass er eine Möglichkeit bietet, die Windstatistiken auch für die höher gelegenen Gebiete zu validieren. Allerdings ergeben sich an den Anlagen durch die Lage direkt hinter einer Waldkante hohe Unsicherheiten. Die Standortkomplexität äußert sich u. a. in der Streuung der Reproduktionsgüten. Die zu optimistische Kennlinie der V52 wurde mit einem Abschlag von 8 % berücksichtigt. Rund 7 km westlich, jedoch knapp 150 m tiefer gelegen, befinden sich am Standort Uslar-Schoningen vier E-40/6.44. Sie konnten mit den verwendeten Winddaten gut reproduziert werden. Südwestlich des Landkreises befinden sich die drei Standorte Beverungen-Haarbüch, -Tietelsen und Trendelburg-Langenthal bereits in Nordrhein-Westfalen bzw. Hessen. Sie werden relativ unterschiedlich reproduziert, insbesondere der Standort Trendelburg-Langenthal mit fünf V44-600 wird deutlich überschätzt. Andere Anlagen, wie z. B. zwei E-66 am Standort Haarbrück werden dagegen deutlich unterschätzt.

Östlich bzw. südöstlich bereits jenseits der Kreisgrenze befinden sich die Standorte Osterode mit einer E-40, Bodensee, Hattorf und Schwiegershausen. Sie befinden sich alle in relativ offenem Gelände und wurden insgesamt etwas überschätzt. In Hattorf und dem angrenzenden Schwiegershausen führt ein naheliegender Tagebau, in Osterode eine Steilkante nordöstlich der Anlage zu einer erhöhten Komplexität. Die berechneten Erträge der Anlagen des Typs

Gamesa und Vestas am Standort Bodensee wurden aufgrund zu optimistischen Kennlinien um 13 % bzw. 11 % reduziert.

Weitere Anlagen im Landkreis und über dessen Grenzen hinaus wurden zunächst berechnet, anschließend jedoch aus verschiedenen Gründen von der weiteren Betrachtung ausgeschlossen (siehe grau markierte WEA in Tabelle des Anhangs II). Neben der bereits erwähnten E-53 in Ahlshausen betrifft dies eine E-30 bei Schwiegershausen (wegen ihrer sehr geringen Nabenhöhe) sowie drei ANBonus 1,3MW/62 bei Kalefeld. Trotz eines ausreichenden Datenzeitraums von 140 Monaten konnte mit dem verwendeten Index kein gesicherter Langzeitertrag ermittelt werden. Die Standorte Bockenem, Ebergötzen, Dransfeld, Göttingen-Geismar und Gleichen-Diemarden wurden aufgrund ihrer großen Entfernung vom Untersuchungsgebiet sowie der Tatsache, dass sie zu keinem zusätzlichen Erkenntnisgewinn geführt haben, ausgeschlossen.

## **6. BERECHNUNGSRESULTATE**

Mit den für diese Studie aus dem anemos-Windatlas für Deutschland abgeleiteten Windstatistiken und den zuvor erläuterten Eingabeparametern für Orographie und Rauigkeiten wurden unter Berücksichtigung einer Verdrängungshöhe für Waldlagen für die beispielhaft ausgewählten Höhen von 80 und 140 m über Grund für jeden Punkt des Untersuchungsgebietes (je Höhe 128.419 Punkte bei einem 100 m-Raster) die Häufigkeitsverteilungen des Windes als Weibull-Verteilungen in zwölf Richtungen berechnet. Daraus abgeleitet wurden die mittlere Windgeschwindigkeit und Windleistung, die Windrichtungsverteilungen, der beispielhafte Energieertrag einer WEA des Typs Nordex N117/2400 mit 80 bzw. 140 m Nabenhöhe sowie das Verhältnis zum Referenzertrag. Die flächenhaft dargestellten Ergebnisse sind den beigelegten Karten im DIN-A3 Format (Anhänge III bis VII) zu entnehmen.

Abbildung 6 zeigt für den Landkreis Northeim für 140 m über Grund das Verhältnis des am jeweiligen Punkt zu erwartenden Energieertrages bezüglich des in den Technischen Richtlinien 5 der Fördergesellschaft Wind (FGW) festgelegten Referenzertrages. In Anhang VI ist dieses Verhältnis für die Höhen von 80 und 140 m Höhe über Grund nochmals vergrößert dargestellt. Der Referenzertrag einer Windenergieanlage ist die Strommenge, den ein gegebener Anlagentyp in der gegebenen Nabenhöhe bei Errichtung an einem genau definierten Referenzstandort rechnerisch erbringen würde. In dieser Studie liegt der Berechnung die Leistungskennlinie einer Nordex N117/2.400 zugrunde. Aufgrund des großen Rotordurchmessers und der verhältnismäßig geringen Nennleistung sind Anlagen mit dieser Charakteristik für Schwachwindstandorte, wie sie in den meisten Berg- und Hügellandschaften Deutschlands auftreten, besonders geeignet. Das Ertragsverhältnis eines Standortes bezüglich des Referenzertrages ist ein einfaches Kriterium zur vorläufigen Einschätzung der Eignung für die Windenergienutzung. Im Vergleich zur Windgeschwindigkeit ist es als Kriterium besser geeignet, da die Höhe der Erträge nicht von der mittleren Windgeschwindigkeit, sondern von der Windgeschwindigkeitsverteilung bestimmt wird.

Standorte unter 60 % sind als sehr kritisch bis unmöglich, von 60 bis 80 % als bedingt geeignet, 80 bis 100 % als gut geeignet und Standorte über 100 % als hervorragend geeignet einzustufen (siehe Tabelle 1). Allerdings kann diese Einordnung nur einen groben Richtwert liefern, selbstverständlich ist die Eignung eines Standortes von vielen weiteren Faktoren abhängig. Außer-

dem ist die Eignung auch abhängig vom Anlagentyp. Anlagen, die für Schwachwindstandorte weniger geeignet sind, würden geringere Werte erzielen.

Vergleich zum Referenzertrag	Standorteignung
< 60 %	sehr kritisch bis unmöglich
60 – 80 %	bedingt geeignet
80 – 100 %	gut geeignet
> 100 %	hervorragend geeignet

*Tabelle 1: Beurteilung der Standorteignung bzgl. des Windpotentials anhand des Vergleichs mit dem Referenzertrag*

Die in einer Höhe von 140 m über Grund am besten geeigneten Windenergiestandorte mit Werten von über 110 % im Vergleich zum Referenzertrag befinden sich auf den Kuppen und Kämmen der Höhenzüge wie insbesondere im Solling an der westlichen Kreisgrenze, am Selter im Norden, am Holzberg nördlich von Dassel und am Wieter südlich von Northeim. Standorte mit Werten um 100 % finden sich auch in anderen Kuppenbereichen, wie zum Beispiel der Hube nordöstlich von Einbeck, der Ahlsburg nordöstlich von Fredelsloh sowie großflächiger in den höheren Gebieten des Sollings. Sogar im Leinegraben befinden sich auf lokal exponierten Erhebungen noch geeignete Standorte (für Schwachwindanlagen) mit Werten von über 80 %, aufgrund der Zunahme relativ häufiger Südwinde. Allerdings kommt es in diesem Gebiet sehr genau auf die detaillierte Struktur des jeweiligen Mikrostandortes an. Eine definitive Aussage über die energetische Eignung wird erst ein standortbezogenes Gutachten möglich machen. Weniger geeignet ist dagegen der Großteil des Einbeck-Markoldendorfer Beckens, das durch den vorgelagerten Solling relativ stark abgeschattet wird. Ungeeignet sind außerdem alle Flusstäler. Bei Bodenfelde finden sich im Tal aufgrund der Umrahmung durch höhere Gebiete die niedrigsten Werte.

Für die Berechnungshöhe von 80 m über Grund sind es eher die kleinräumig exponierten Kuppen, die zu den besten Standorten gehören. So werden Werte von knapp 100 % im Selter erreicht. Auf den höchsten Gipfeln des Solling werden auf dieser Höhe nur etwa 80 % erreicht.



Hier spielt zum einen die großflächige Bewaldung und deren Rauigkeit eine Rolle. Zum anderen begründet sich die Exposition des Sollings eher in seiner großräumigen Lage. In einer Höhe von 80 m finden sich nur sehr wenige, auf exponierte Höhenzüge begrenzte Bereiche, die sich für die Nutzung der Windenergie eignen. Bis auf wenige Ausnahmen liegen die Werte bei unter 80 %.

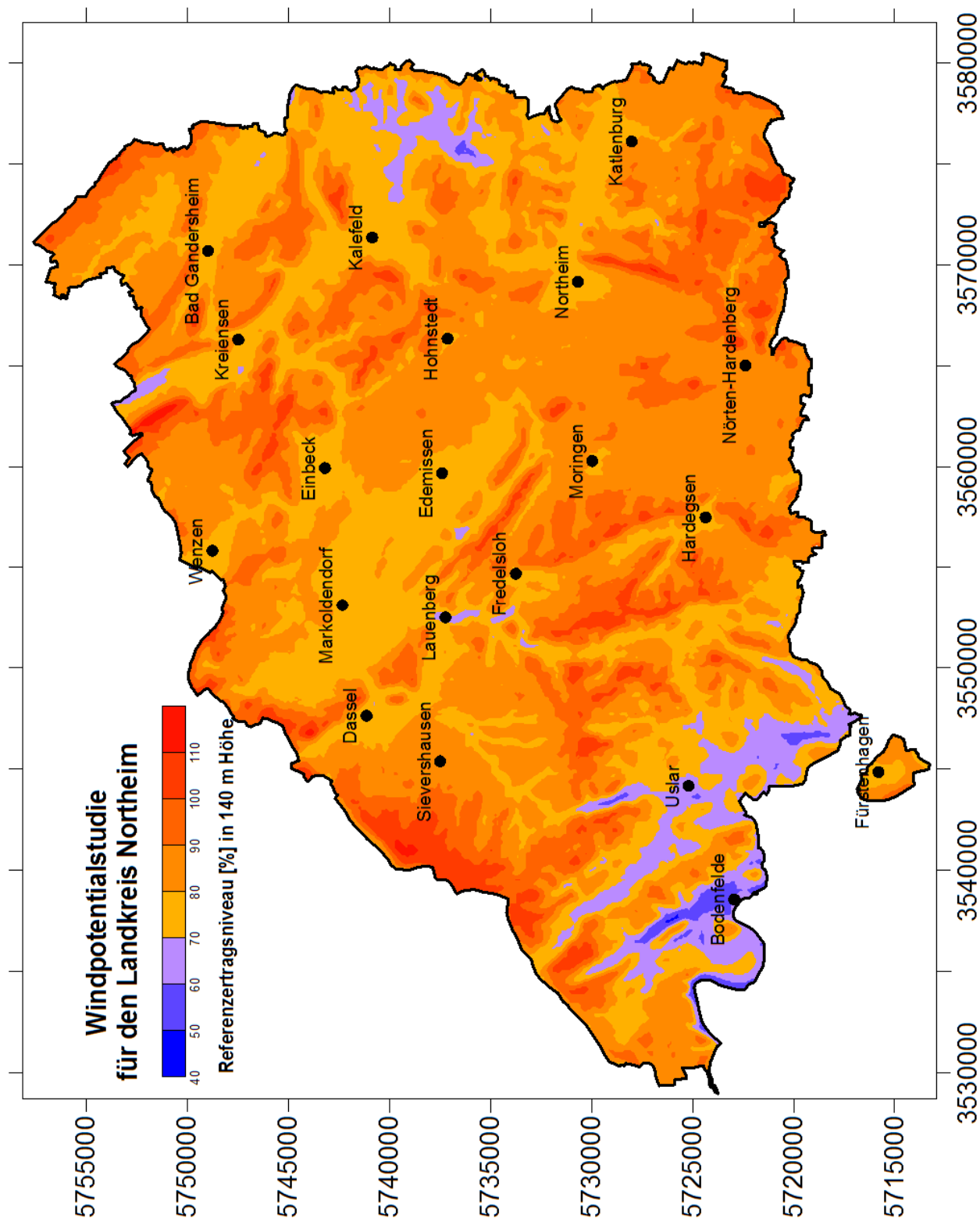


Abbildung 6: Darstellung des Referenzertragsniveaus in 140 m Höhe in Prozent

## 7. UNSICHERHEITSBETRACHTUNG

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, in 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 beispielhaften wirtschaftlichen Einschätzung der flächenhaften Kalkulationen von den Werten der Energieproduktion einen 20 %-igen Abschlag ( $p_{90}$ -Wert) für mögliche Unsicherheiten in der Berechnungsmethode, der Geländeeinschätzung und der Stabilität des Langzeitwertes zu berücksichtigen. Für konkrete Projekte wären zusätzlich die Unsicherheit für Eigenbedarf, Netzverluste sowie eventuell auftretende geringere Verfügbarkeiten der WEA durch Service-Leistungen ebenfalls zu ermitteln, diese sind aber nicht Teil des genannten Sicherheitsabschlages.

Die in den Berechnungen für den Standort Landkreis Northeim verwendeten Winddaten und die übrigen Berechnungsgrundlagen wurden mit Hilfe der Vergleichsdaten abgeglichen. Das bedeutet, dass die Potentialstudie 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 im Anhang II 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 bei Windgutachten auf der Basis von Schätzungen der einzelnen Unsicherheitskomponenten, d. h. der verwendeten Winddaten, der Modelle für das Windfeld und der Parkeffekte (entfällt hierbei) sowie der Leistungskennlinie auf die resultierende Berechnungsunsicherheit geschlossen werden. Zusätzlich wird in dieser Potentialstudie die Unsicherheit des ermittelten Langzeitwertes berücksichtigt. Die Werte für diese Einzelunsicherheiten (Standardfehler) müssen als Schätzungen angesehen werden, die auf Erfahrungen beruhen und daher

nicht exakt quantifiziert werden können. Da die Einzelunsicherheiten als statistisch unabhängig angenommen werden können, ergibt sich die Gesamtunsicherheit als die Quadratsumme der Einzelfehler.

	Windgeschwindigkeit	Energieertrag
Winddaten	1 %	3 %
Langzeitabgleich	1 %	1 %
Stabilität Langzeitwert	2 %	4 %
Modellierung Windfeld	8 %	16 %
Leistungskennlinie	-	5 %
<b>Gesamtunsicherheit (RMS)</b>	<b>10,5 %</b>	<b>17,2 %</b>

*Tabelle 2: Berechnungsunsicherheiten der Potentialstudie, gerundete Darstellung der Werte*

Tabelle 2 zeigt die für die Untersuchungsfläche Landkreis Northeim angenommenen Einzelunsicherheiten (bzgl. Windgeschwindigkeit und Energieertrag) sowie den resultierenden Gesamtfehler. Demnach ergibt sich im vorliegenden Fall die resultierende gesamte Berechnungsunsicherheit (RMS- bzw. Standardfehler) zu  $\pm 17,2 \%$  des flächendeckend ermittelten Energieniveaus.

Als dominierend im vorliegenden Fall werden die Unsicherheiten für die Modellierung angesehen, die durch die in Kapitel 5. durchgeführte Betrachtung von Vergleichs-WEA motiviert ist. Zusätzlich kommt es hier zu einem Aufschlag, der die Diskrepanz zwischen den Nabenhöhen der Vergleichs-WEA und den Berechnungshöhen berücksichtigt. Die beiden Berechnungshöhen wurden hierbei nicht unterschieden, stattdessen wurde eine mittlere Höhe angenommen. Das bedeutet, dass die Unsicherheiten für 80 m über Grund niedriger, für 140 m ü. Gr. Höher ausfallen. Die Unsicherheit der Winddaten ist durch die Qualität der zur Verfügung stehenden Daten bestimmt. Für die Unsicherheit des Langzeitwertes ist ein Wert in Höhe von 4 % berücksichtigt worden. Die Unsicherheit des Langzeitabgleichs wurde anhand eines Vergleichs der kalkulierten Ergebnisse (auf Basis des BDB-Index einerseits und des aus den MERRA-Reanalysen abgeleiteten Ertragsindex andererseits) ermittelt. Da sowohl die Datenlage, als auch die Geländekomplexität sowie die Reproduzierbarkeit der Erträge von Vergleichs-WEA

räumlich sehr unterschiedlich sind, kommt es tatsächlich zu regional unterschiedlichen Berechnungsunsicherheiten. Dies konnte hier allerdings nicht berücksichtigt werden, vielmehr wurde ein Flächenmittel für den Landkreis Northeim gebildet.

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 3 sind die erforderlichen Sicherheitsabschläge bezüglich der häufig geforderten Überschreitungswahrscheinlichkeiten von 75 % und 90 % für einen Zeitraum von 15 Jahren dargestellt.

Überschreitungs- wahrscheinlichkeit	Sicherheitsabschlag
$p_{50}$	0 %
$p_{75}$	-11,6 %
$p_{RMS}$	-17,2 %
$p_{90}$	-22,0 %

*Tabelle 3: Sicherheitsabschläge für das Untersuchungsgebiet für einen Betriebszeitraum von 15 Jahren*

Häufig wird die Zugrundelegung einer 90 %igen Sicherheit ( $p_{90}$ -Wert) entsprechend einem Risiko von 10 % als angemessen angesehen. Demnach sollte ein Sicherheitsabschlag von 22,0 % 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 11,6 % ausreichend. In diesen Zahlen sind eventuell erforderliche Abschläge für Verluste (z. B. Wartung, Eigenbedarf und Netzverluste) nicht enthalten.



## 8. ZUSAMMENFASSUNG

Um im Untersuchungsgebiet, des Landkreis Northeim die Windressourcen in einem Raster von  $100 \times 100$  m in den Höhen von 80 und 140 m über Grund zu berechnen, wurden räumlich hoch aufgelöste Winddaten der Firma *anemos GmbH* sowie detaillierte Datensätze der Orographie und Landnutzung verwendet. Der Einfluss der im Untersuchungsgebiet flächenhaft bedeutenden Wälder wurde darüber hinaus durch deren Verdrängungshöhe berücksichtigt. Die Winddaten wurden mithilfe von Ertragsdaten 59 bestehender Anlagen im Landkreis und seiner Umgebung angepasst, so dass sie die Windverhältnisse in dem Untersuchungsgebiet in geeigneter Weise beschreiben (siehe Kapitel 5.).

Basierend auf dieser Datengrundlage wurden mit der Software WindPRO und dem Modell WAsP die Windverhältnisse im Untersuchungsgebiet berechnet und anschließend für beide Höhen graphisch dargestellt. Als Parameter dienen hierbei die mittlere Windgeschwindigkeit (siehe Anhang III) und die mittlere Windleistung pro Quadratmeter (siehe Anhang IV). Diese Winddaten wurden zudem verwendet, um die zu erwartenden Erträge einer Nordex N117/2400 mit Nabenhöhen von 80 und 140 m zu berechnen (siehe Anhang V). Um die Eignung von Standorten für die Windenergie zu bestimmen, hat sich das Verhältnis zum Referenzertrag als geeignetes Mittel herausgestellt. Dieses ist in Anhang VI abgebildet.

Die Windpotentialkarte ist ein Hilfsmittel, um für die technische Windenergienutzung geeignete Flächen zu identifizieren und neue Standorte zu entwickeln. Zu beachten ist, dass das Windpotential nur ein, wenn auch entscheidender, Faktor von vielen ist, die für die erfolgreiche Umsetzung eines Windenergieprojektes wesentlich sind. Ferner ersetzt eine Potentialstudie kein detailliertes Windgutachten für einen Mikrostandort oder eine Windparkfläche.

Die Berechnungen weisen den Solling und andere Höhenzüge des Landkreis Northeim als die am besten geeigneten Standorte aus. In großen Höhen von 140 m über Grund finden sich aber auch in einigen niedriger gelegenen Gebieten Standorte, die als ausreichend geeignet gelten können. Flusstäler wie auch Großteile des Einbeck-Markoldendorfer Beckens eignen sich dagegen wenig für die Nutzung der Windenergie.

## **9. QUELLENVERZEICHNIS**

Bundesverband WindEnergie Service GmbH (Hrsg., 2012 und ältere Jahrgänge): Windenergie 2012, Marktübersicht, 22. Ausg., Osnabrück.

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.

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

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

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

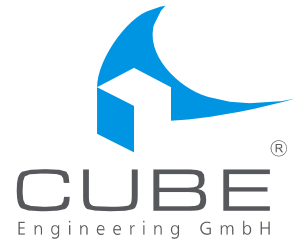
Keiler-Häuserindex Version 2011: Betreiber-Datenbasis: <http://www.btrdb.de/btrdb> (August 2014).

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

PETERSEN, E. L., I. TROEN, S. FRANDSEN und HEDEGAARD, K. (1981): Windatlas for Denmark. A rational method for wind energy siting. Risø-R-428. Risø National Laboratory, Denmark.

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

TROEN, I. und E. L. PETERSEN (1988): European Wind Atlas. Risø National Laboratory, Denmark.



## **Anhang I**      Ertragsindex CUBE\_2012: Langzeitbezug, BDB-Index und 100 %-Jahr

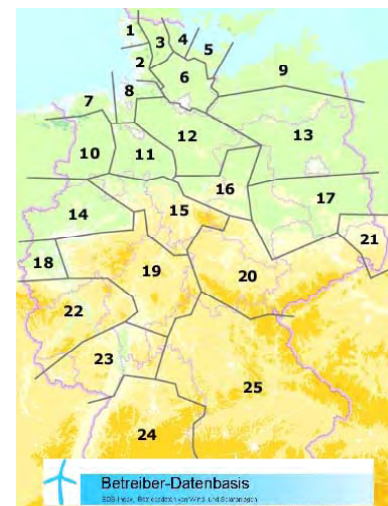
**Ertragsindex CUBE\_2012**

(gültig seit 02/2012)

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

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

In Deutschland wird zum Langzeitabgleich von WEA-Betriebsergebnissen in der Regel der BDB-Index der Betreiber-Datenbasis<sup>5</sup> (Keiler-Häuser-Index) verwendet. Dieser Index beruht auf den Betriebsergebnissen einer Vielzahl bestehender WEA seit Anfang der neunziger Jahre. Seit dem Beginn des Jahres 2012 ist eine neue Version dieses Index mit der Bezeichnung V2011 erhältlich, welche für 25 Regionen das monatliche Ertragsverhältnis bezüglich einer langjährigen Referenzperiode 1996 – 2009 in Prozent angibt.

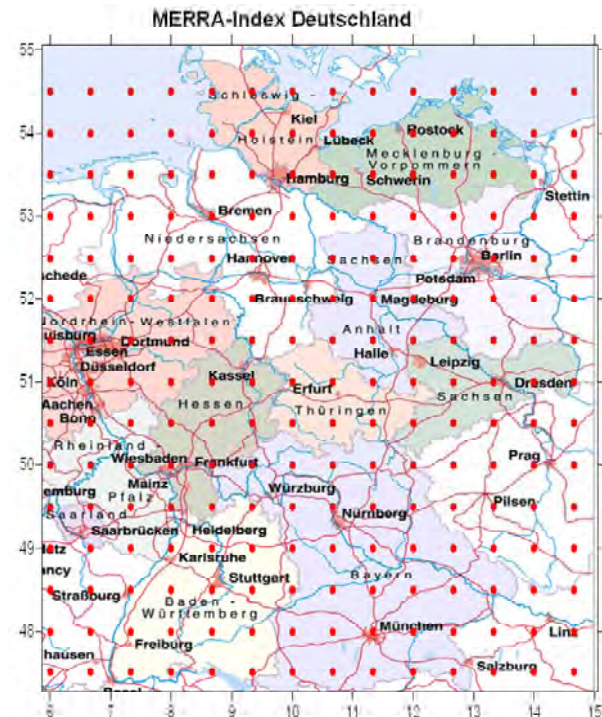


Wiederholt ist Kritik an der Verlässlichkeit des BDB-Index in der bis zum Ende des Jahres 2011 gültigen Version V06 geäußert worden. Die Betriebsergebnisse bereits langjährig produzierender WEA lagen z. T. deutlich unter den aus dem BDB-Index V06 resultierenden Langzeitwerten, obwohl diese Anlagen z.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

<sup>5</sup> [www.btrdb.de](http://www.btrdb.de)

kussion ist angeregt worden. Ein spezieller Arbeitskreis des Windgutachterbeirats des Bundesverbandes Windenergie e.V. beschäftigt sich mit dem Thema.

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



Zur besseren Absicherung von Windgutachten wurde von der CUBE Engineering GmbH bereits Anfang 2011 ein zweiter vom BDB-Index unabhängiger Index entwickelt und zur Bewertung von Wind- und Ertragsbedingungen hinzugezogen. Denn nur durch den Vergleich von auf unabhängigen Daten beruhenden Indizes kann deren zeitliche Konsistenz sicher geprüft und bewertet werden, weshalb ein derartiges Vorgehen auch in der Technischen Richtlinie 6 (TR6) der Fördergesellschaft Wind vorgeschrieben wird. Der im Jahr 2011 von CUBE entwickelte Index beruhte auf dem Windatlas für Deutschland der anemos GmbH<sup>6</sup>. Seit dieser Zeit erstellte Gutachten basierten auf einer unter der Bezeichnung CUBE\_2011 eingeführten Kombination des BDB-Index in der Version V06 und dem anemos-Index mit dem Bezugszeitraum 1990 – 2009.

Zwischenzeitlich sind im Rahmen des **Modern Era Retrospective-analysis for Research and Applications (MERRA<sup>7</sup>)** Projekts der NASA qualitativ noch sehr viel hochwertigere Wetteranalysen verfügbar. Die Daten liegen für Deutschland auf einem 50 km Raster für den Zeitraum 1979

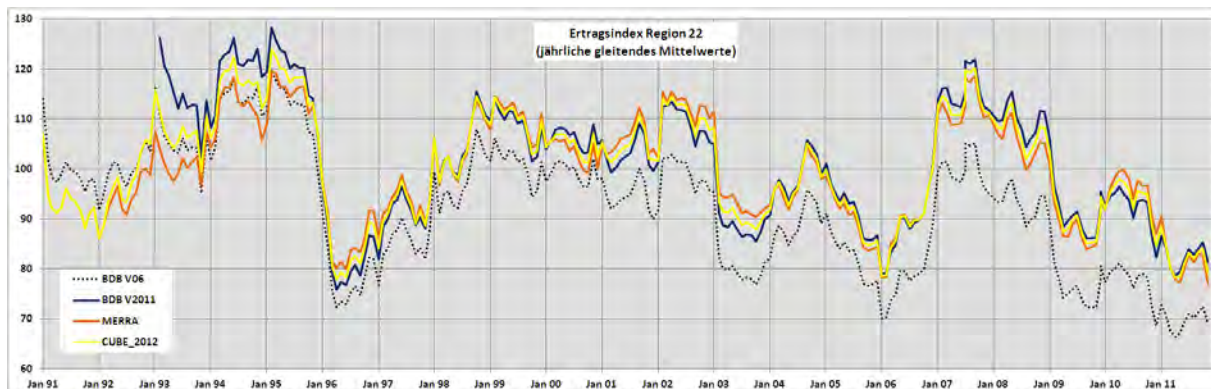
<sup>6</sup> [www.anemos.de](http://www.anemos.de)

<sup>7</sup> <http://gmao.gsfc.nasa.gov/merra>

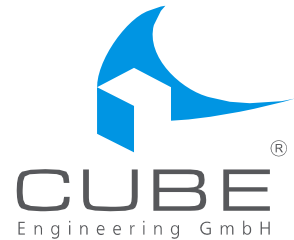


bis heute in stündlicher Auflösung vor.

Zur Ableitung des CUBE-Ertragsindex werden diese Winddaten mit einer repräsentativen Leistungskennlinie und der jeweils aktuellen Luftdichte in stündliche Ertragswerte umgerechnet. Diese Werte werden monatlich summiert und mit dem Gesamtertrag der Periode 1996 – 2009 normiert. Der so erhaltene Ertragsindex korreliert mit Werten von deutlich über 95 % sehr gut mit tatsächlichen Ertragsdaten und ist somit wie der BDB-Index zum Langzeitabgleich von Betriebsdaten geeignet.

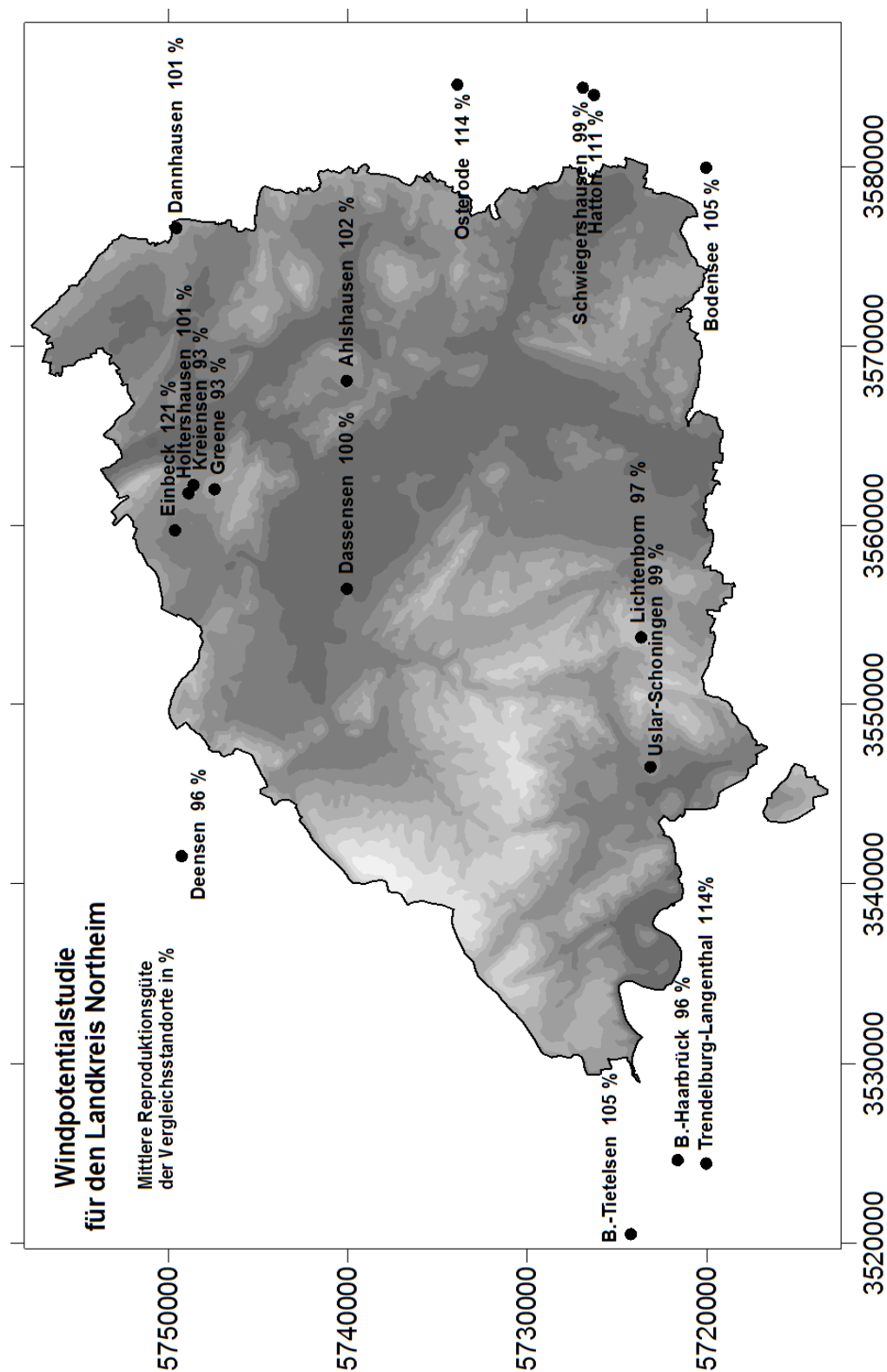


Ab Februar 2012 wird von CUBE eine Kombination des BDB-Index V2011 und des MERRA-Index unter der Bezeichnung CUBE\_2012 als Wind- und Ertragsindex für die Erstellung von Windgutachten eingesetzt. Der Mittelwert beider Indices wird als wahrscheinlichste Schätzung für den Ertragsindex angesehen, die Resultate der beiden Einzelindizes liefern ein Maß für die Unsicherheit. Bei Vorläuferindex CUBE\_2011 (Mittel BDB V06 und anemos-Index) waren die Diskrepanzen teilweise relativ hoch und erreichten insbesondere im Südwesten Deutschlands Werte von bis zu 15 %. Die Abweichungen waren im Wesentlichen durch das fehlerhafte Langzeitniveau und den Abwärtstrend des BDB-Index begründet. Mit der Einführung von CUBE\_2012 hat sich die Situation entscheidend verbessert. Die oben stehende Abbildung zeigt beispielhaft für die besonders kritische Region 22, dass der neue BDB Index V2011 und der MERRA-Index einen weitgehend identischen Verlauf aufweisen. Mit den beiden Indizes durchgeführte Langzeiteinordnungen von WEA-Betriebsergebnissen liefern weitgehend ähnliche Resultate und können als wechselseitige Bestätigungen gewertet werden. Die Abweichungen liegen jetzt in der Regel unter 5 %.



Mit dem bisherigen BDB-Index in der Version V06 ergaben sich Überschätzungen von Langzeiterträgen von typischerweise 5 – 20 %. Bereits mit der Einführung von CUBE\_2011 wurde diese Überschätzung weitgehend vermieden, was natürlich mit einer entsprechenden Abwärtskorrektur der Energieerträge verbunden war. Der jetzt durchgeführte Übergang zum Index CUBE\_2012 führt zu einer nochmaligen Korrektur, doch liegen die Änderungen in der Regel unter 5 %. Da sich die Unsicherheiten des Langzeitabgleichs jedoch gleichzeitig drastisch reduziert haben, sind bei den in den Gutachten ausgewiesenen  $p_{90}$ -Werten noch geringere Korrekturen gegenüber dem Index CUBE\_2011 zu erwarten.

## Anhang II Karte und Tabelle zu den verwendeten Vergleichs-WEA



## Übersicht der Vergleichs-WEA aus der Umgebung von :

## 14-1-2126 Windpotentialstudie Northeim

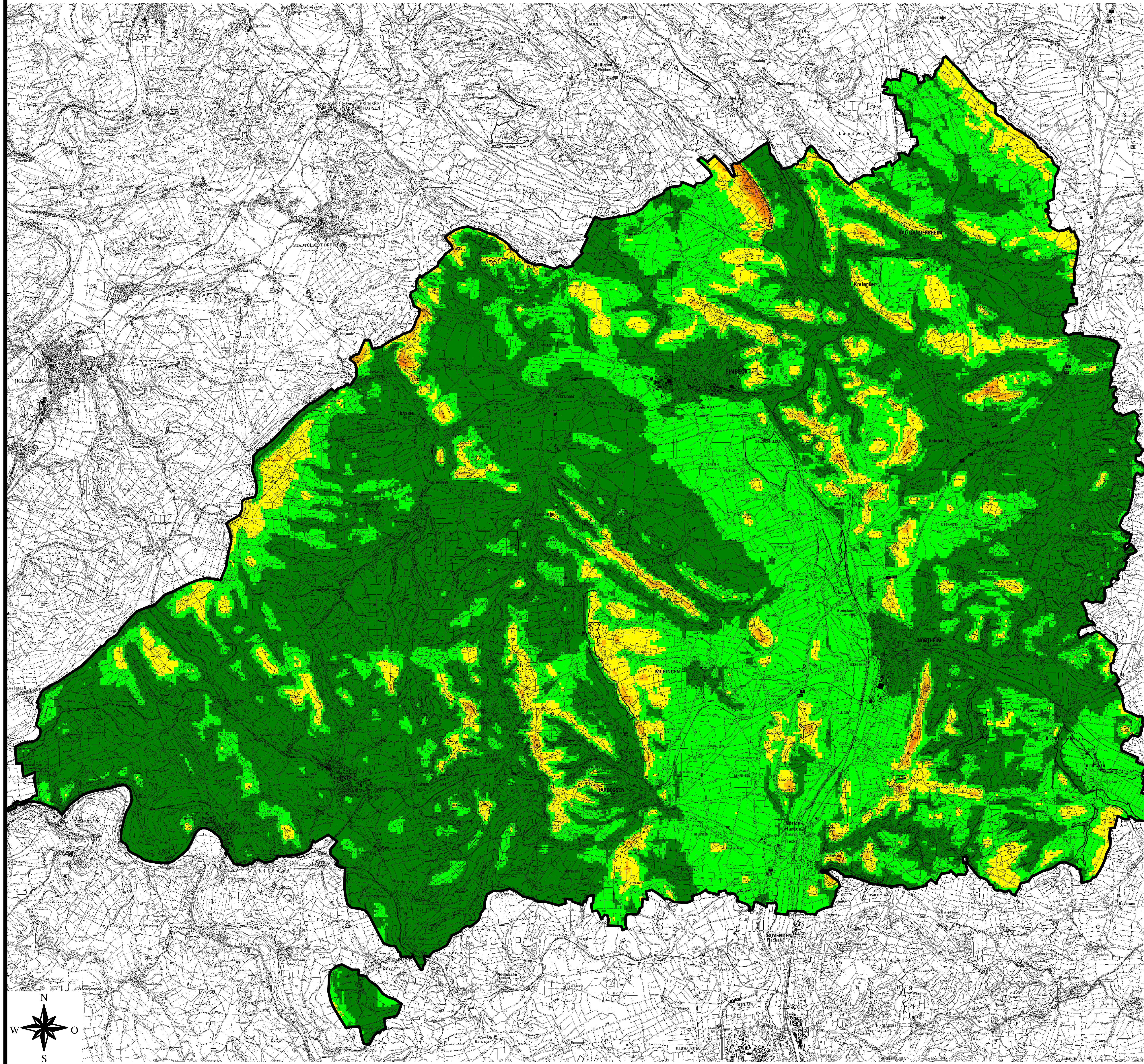
Standort	GK-Bessel (PD)		Typ	Nabenhöhe	Leistung	Leistungskennlinie	Schubbeiwerte	Datenquelle	Datenumfang		Korrelation mit Langzeitdaten	Langzeitertrag/ Realertrag	Langzeitertrag 1996-2009	Unsicherheit Index	Reproduktionsgüte
	X	Y							von - bis	gültige Monate	r	Langzeit-korrektur	[MWh/a]		P <sub>beF</sub> /P <sub>WKP</sub>
Dassensen	3.557.013	5.740.260	NEG MICON NM 60-1000-1.000/250	70	1000	Windtest/Man 25-11-99 1.225 25.00 0.00	Herstellerberechnung	BDB	04/07-11/08	20	0,968	106%	1145	±2,4%	101%
Dassensen	3.556.346	5.739.901	NEG MICON NM 60-1000-1.000/250	70	1000	Windtest/Man 25-11-99 1.225 25.00 0.00	Herstellerberechnung	BDB	04/07-11/08	20	0,982	101%	1113	±4,2%	102%
Dassensen	3.556.078	5.739.971	NEG MICON NM 60-1000-1.000/250	70	1000	Windtest/Man 25-11-99 1.225 25.00 0.00	Herstellerberechnung	BDB	04/07-11/08	19	0,979	108%	1190	±1,8%	98%
Einbeck	3.559.673	5.749.961	ENERCON E-82/2MW-2.000	98	2000	DWG 04/12	Herstellerberechnung	Vertraulich	04/12-06/14	27	0,954	109%	Vertraulich	±4,1%	123%
Einbeck	3.559.791	5.749.281	ENERCON E-82/2.3MW E2-2.300	108	2300	DWG MP10 028	Herstellerberechnung	Vertraulich	04/12-06/14	27	0,975	111%	Vertraulich	±2,1%	119%
Greene	3.562.023	5.747.410	ANBONUS AN 600kW / 44-3-600/120	58	600	WICO 06/98 1.225 25.0 0.00	WindPRO-Standard	Vertraulich	06/98-03/01	33	0,978	89%	Vertraulich	±1,0%	93%
Kreiensen	3.561.592	5.748.547	ENERCON E-58/10.58-1.000	71	1000	WT2115/02	WindPRO-Standard	Vertraulich	01/04-05/08	53	0,985	98%	Vertraulich	±0,7%	90%
Kreiensen	3.561.840	5.748.466	ENERCON E-58/10.58-1.000	71	1000	WT2115/02	WindPRO-Standard	Vertraulich	01/04-05/08	53	0,987	97%	Vertraulich	±0,4%	95%
Kreiensen	3.562.141	5.748.459	ENERCON E-58/10.58-1.000	71	1000	WT2115/02	WindPRO-Standard	Vertraulich	01/04-05/08	53	0,989	97%	Vertraulich	±0,8%	93%
Kreiensen	3.562.425	5.748.486	ENERCON E-58/10.58-1.000	71	1000	WT2115/02	WindPRO-Standard	Vertraulich	01/04-05/08	52	0,989	96%	Vertraulich	±0,6%	93%
Kreiensen	3.562.719	5.748.485	ENERCON E-58/10.58-1.000	71	1000	WT2115/02	WindPRO-Standard	Vertraulich	01/04-05/08	53	0,981	97%	Vertraulich	±0,2%	95%
Kreiensen	3.562.303	5.748.846	ENERCON E-58/10.58-1.000	71	1000	WT2115/02	WindPRO-Standard	Vertraulich	01/04-05/08	52	0,989	97%	Vertraulich	±0,6%	94%
Kreiensen	3.562.807	5.748.847	ENERCON E-58/10.58-1.000	71	1000	WT2115/02	WindPRO-Standard	Vertraulich	01/04-05/08	53	0,990	99%	Vertraulich	±0,6%	90%
Holtershausen	3.561.795	5.748.870	NEG MICON NM 60-1000-1.000/250	70	1000	Windtest/Man 25-11-99 1.225 25.00 0.00	Herstellerberechnung	Vertraulich	11/09-11/12	36	0,978	108%	Vertraulich	±1,4%	101%
Uslar-Schoningen	3.546.700	5.723.177	ENERCON E-40/6.44-600	65	600	WT 1872/01	Herstellerberechnung	Vertraulich	01/02-12/09	94	0,982	102%	Vertraulich	±0,7%	95%
Uslar-Schoningen	3.546.552	5.723.298	ENERCON E-40/6.44-600	65	600	WT 1872/01	Herstellerberechnung	Vertraulich	01/02-12/09	94	0,979	102%	Vertraulich	±1,4%	98%
Uslar-Schoningen	3.546.459	5.722.960	ENERCON E-40/6.44-600	65	600	WT 1872/01	Herstellerberechnung	Vertraulich	01/02-12/09	94	0,982	102%	Vertraulich	±0,9%	102%
Uslar-Schoningen	3.546.338	5.723.114	ENERCON E-40/6.44-600	65	600	WT 1872/01	Herstellerberechnung	Vertraulich	01/02-12/09	93	0,983	102%	Vertraulich	±0,6%	102%
Lichtenborn	3.553.821	5.723.736	VESTAS V44-600	63	600	Manufactor 24/8-2000 1.225 20.00 0.00	Herstellerberechnung	Vertraulich	11/02-06/14	138	0,980	105%	Vertraulich	±0,7%	101%
Lichtenborn	3.553.941	5.723.598	VESTAS V44-600	63	600	Manufactor 24/8-2000 1.225 20.00 0.00	Herstellerberechnung	Vertraulich	11/02-03/14	134	0,983	104%	Vertraulich	±1,1%	105%
Lichtenborn	3.553.722	5.723.603	VESTAS V44-600	63	600	Manufactor 24/8-2000 1.225 20.00 0.00	Herstellerberechnung	Vertraulich	11/02-06/14	136	0,975	105%	Vertraulich	±0,7%	92%
Lichtenborn	3.553.646	5.723.456	VESTAS V44-600	63	600	Manufactor 24/8-2000 1.225 20.00 0.00	Herstellerberechnung	Vertraulich	11/02-06/14	137	0,974	104%	Vertraulich	±0,6%	90%
Lichtenborn	3.553.740	5.723.888	VESTAS V52-850	74	850	WT 1899/01	Herstellerberechnung	Vertraulich	11/02-06/14	134	0,978	104%	Vertraulich	±0,7%	97%
Ahlshausen	3.568.078	5.740.138	TACKE TW 600-600/200	50	600	DEWI 06/95 1.225 25.00 0.00	WindPRO-Standard	BDB	01/98-12/04	76	0,973	100%	790	±1,0%	96%
Ahlshausen	3.568.033	5.739.977	ENERCON E-40/5.40-500	65	500	WINDTEST 6/99 1.225 25 0.00	WindPRO-Standard	Vertraulich	01/97-12/01	59	0,976	94%	Vertraulich	±1,7%	107%
Ahlshausen	3.568.035	5.739.975	ENERCON E-53/8.53-800	73	800	WT5627/07	Herstellerberechnung	Vertraulich	03/12-11/12	9	0,958	139%	Vertraulich	±4,7%	98%
Deensen	3.541.669	5.749.216	REpower MD 77-1.500	62	1500	WT2186/02 13.05.2002	Herstellerberechnung	Vertraulich	08/03-12/12	104	0,979	105%	Vertraulich	±0,3%	97%
Deensen	3.541.417	5.749.283	REpower MD 77-1.500	62	1500	WT2186/02 13.05.2002	Herstellerberechnung	Vertraulich	08/03-12/12	107	0,982	108%	Vertraulich	±0,3%	96%
Osterode	3.584.552	5.733.893	ENERCON E-40/5.40-500	65	500	WINDTEST 6/99 1.225 25 0.00	WindPRO-Standard	Vertraulich	02/97-12/05	101	0,964	98%	Vertraulich	±1,1%	114%
Hattorf	3.584.045	5.726.208	ENERCON E-40/5.40-500	65	500	WINDTEST 6/99 1.225 25 0.00	WindPRO-Standard	BDB	07/00-03/14	157	0,966	101%	613	±1,4%	109%
Hattorf	3.583.904	5.726.353	ENERCON E-40/5.40-500	65	500	WINDTEST 6/99 1.225 25 0.00	WindPRO-Standard	BDB	07/00-03/14	154	0,968	103%	652	±2,2%	112%
Schwiegershausen	3.584.530	5.726.882	ENERCON E-40/5.40-500	65	500	WINDTEST 6/99 1.225 25 0.00	WindPRO-Standard	Vertraulich	07/00-04/04	43	0,911	97%	Vertraulich	±0,3%	97%
Schwiegershausen	3.584.223	5.726.909	ENERCON E-58/10.58-1.000	71	1000	WT2115/02	WindPRO-Standard	Vertraulich	01/01-12/05	58	0,937	104%	Vertraulich	±0,6%	100%
Schwiegershausen	3.584.680	5.726.932	ENERCON E-30/2.30-200	50	200	DEWI 01/97 1.225 25 0.00	WindPRO-Standard	Vertraulich	07/00-04/04	42	0,913	98%	Vertraulich	±0,8%	93%
Bodensee	3.579.530	5.720.215	VESTAS V52-850	74	850	WT 1899/01	Herstellerberechnung	Vertraulich	03/06-12/11	68	0,977	102%	Vertraulich	±0,4%	98%
Bodensee	3.580.205	5.719.889	VESTAS V52-850	74	850	WT 1899/01	Herstellerberechnung	Vertraulich	03/06-12/11	68	0,974	105%	Vertraulich	±0,1%	99%
Bodensee	3.580.352	5.720.279	GAMESA G58-850	71	850	DEWI PV0205-09.2	Herstellerberechnung	Vertraulich	03/06-12/11	64	0,983	98%	Vertraulich	±1,2%	111%
Bodensee	3.579.619	5.719.762	GAMESA G58-850	71	850	DEWI PV0205-09.2	Herstellerberechnung	Vertraulich	03/06-12/11	69	0,977	101%	Vertraulich	±1,5%	110%
Kalefeld	3.576.286	5.744.357	ANBONUS AN 1.3MW / 62-1.300/260	68	1300	WICO 06/00 1.225 25.0 0.00	WindPRO-Standard	Vertraulich	08/02-06/14	140	0,976	102%	Vertraulich	±1,1%	123%
Kalefeld	3.576.207	5.744.059	ANBONUS AN 1.3MW / 62-1.300/260	68	1300	WICO 06/00 1.225 25.0 0.00	WindPRO-Standard	Vertraulich	08/02-06/14	140	0,973	103%	Vertraulich	±0,4%	120%
Kalefeld	3.576.040	5.744.156	ANBONUS AN 1.3MW / 62-1.300/260	68	1300	WICO 06/00 1.225 25.0 0.00	WindPRO-Standard	Vertraulich	08/02-06/14	140	0,979	103%	Vertraulich	±0,4%	109%
Ebergötzen	3.576.986	5.714.968	VESTAS V44-600	53	600	Manufactor 24/8-2000 1.225 20.00 0.00	Herstellerberechnung	BDB	07/02-02/07	38	0,986	104%	657	±1,6%	120%
Ebergötzen	3.577.183	5.714.754	VESTAS V44-600	63	600	Manufactor 24/8-2000 1.225 20.00 0.00	Herstellerberechnung	BDB	07/02-02/07	38	0,982	106%	715	±1,1%	122%
Ebergötzen	3.577.150	5.714.502	VESTAS V52-850	74	850	WT 1899/01	Herstellerberechnung	Vertraulich	08/02-01/07	37	0,978	102%	Vertraulich	±1,1%	118%
Dransfeld	3.552.000	5.708.937	ENERCON E-40/6.44-600	57	600	WT 1872/01	Herstellerberechnung	Vertraulich	09/02-02/12	114	0,989	102%	Vertraulich	±0,4%	78%
Dransfeld	3.552.032	5.709.212	ENERCON E-40/6.44-600	57	600	WT 1872/01	Herstellerberechnung	Vertraulich	10/02-02/12	112	0,987	101%	Vertraulich	±0,3%	75%
Dransfeld	3.551.798	5.709.033	ANBONUS AN 600kW/44 2x-600/120	50	600	Manufacturer 1.225 25.00 0.00	WindPRO-Standard	Vertraulich	09/02-12/07	51	0,976	107%	Vertraulich	±1,0%	85%
Dransfeld	3.551.794	5.709.282	ANBONUS AN 1MW / 54-1.000/200	60	1000	WICO 06/98 25.0 1.225 0.00	WindPRO-Standard	Vertraulich	09/02-06/05	34	0,983	106%	Vertraulich	±1,9%	85%

Standort	GK-Bessel (PD)		Typ	Nabenhöhe	Leistung	Leistungskennlinie	Schubbeiwerte	Datenquelle	Datenumfang		Korrelation mit Langzeitdaten	Langzeitertrag/ Realertrag	Langzeitertrag 1996-2009	Unsicherheit Index	Reproduktionsgüte
	X	Y							von - bis	gültige Monate					
Dannhausen	3.576.536	5.749.541	ENERCON E-40/6.44-600	78	600	WT 1872/01	Herstellereberechnung	Vertraulich	07/02-05/08	70	0,987	99%	Vertraulich	±0,8%	100%
Dannhausen	3.576.578	5.749.749	ENERCON E-40/6.44-600	78	600	WT 1872/01	Herstellereberechnung	Vertraulich	07/02-05/08	71	0,985	102%	Vertraulich	±0,7%	97%
Dannhausen	3.576.785	5.749.329	ENERCON E-66/18.70-1.800	65	1800	DEWI PV 0002-05-16 LM70/3	Herstellereberechnung	Vertraulich	07/02-05/08	70	0,986	103%	Vertraulich	±1,0%	101%
Dannhausen	3.576.713	5.749.612	ENERCON E-66/18.70-1.800	65	1800	DEWI PV 0002-05-16 LM70/3	Herstellereberechnung	Vertraulich	07/02-05/08	67	0,984	99%	Vertraulich	±0,6%	99%
Dannhausen	3.576.261	5.749.508	VESTAS V90-2.0MW-2.000	95	2000	DTU Wind Energy 06/2012	Herstellereberechnung	Vertraulich	11/09-10/12	36	0,970	105%	Vertraulich	±0,8%	108%
Göttingen-Geismar	3.567.674	5.707.829	ENERCON E-66/15.66-1.500	67	1500	WiCo 01/99 1.225 25 0.00	Herstellereberechnung	BDB	07/98-12/12	153	0,975	99%	1506	±0,7%	109%
Gleichen-Diemarden	3.568.182	5.707.363	NORDEX N27/150-150/30	42	150	DEWI 26.06.95 1.225 25.00 0.00	WindPRO-Standard	Vertraulich	02/11-10/12	20	0,992	107%	Vertraulich	±1,8%	123%
Gleichen-Diemarden	3.567.776	5.707.183	NORDEX N29-250-250/45	50	250	NORDEX N29 250 29.7 LM13.4 WT	WindPRO-Standard	Vertraulich	02/11-10/12	19	0,990	106%	Vertraulich	±1,0%	118%
Bockenem	3.570.276	5.764.652	ENRONWIND EW 1.5s-1.500	65	1500	DEWI 01/00 1.225 25.00 0.00	WindPRO-Standard	BDB	04/01-03/14	126	0,975	104%	2403	±0,4%	79%
Bockenem	3.570.237	5.764.385	ENRONWIND EW 1.5s-1.500	65	1500	DEWI 01/00 1.225 25.00 0.00	WindPRO-Standard	BDB	05/01-01/14	116	0,974	102%	2561	±0,3%	78%
Bockenem	3.569.950	5.764.514	ENRONWIND EW 1.5s-1.500	65	1500	DEWI 01/00 1.225 25.00 0.00	WindPRO-Standard	BDB	04/01-03/14	127	0,980	103%	2742	±0,2%	76%
Bockenem	3.570.032	5.764.217	ENRONWIND EW 1.5s-1.500	65	1500	DEWI 01/00 1.225 25.00 0.00	WindPRO-Standard	BDB	07/01-03/14	122	0,981	102%	2898	±1,5%	76%
Bockenem	3.569.668	5.764.317	ENRONWIND EW 1.5s-1.500	65	1500	DEWI 01/00 1.225 25.00 0.00	WindPRO-Standard	BDB	04/01-03/14	124	0,977	107%	2784	±0,2%	77%
Beverungen-Haarbrück	3.525.057	5.721.539	ENERCON E-40/6.44-600	65	600	WT 1872/01	Herstellereberechnung	Vertraulich	05/03-11/07	55	0,989	103%	Vertraulich	±0,2%	102%
Beverungen-Haarbrück	3.524.904	5.721.638	ENERCON E-40/6.44-600	65	600	WT 1872/01	Herstellereberechnung	Vertraulich	05/03-11/07	55	0,989	104%	Vertraulich	±0,3%	98%
Beverungen-Haarbrück	3.525.102	5.721.676	ENERCON E-40/6.44-600	78	600	WT 1872/01	Herstellereberechnung	Vertraulich	05/03-11/07	55	0,985	103%	Vertraulich	±1,1%	102%
Beverungen-Haarbrück	3.524.199	5.721.657	ENERCON E-66/18.70-1.800	98	1800	DEWI PV 0002-05-16 LM70/3	Herstellereberechnung	Vertraulich	05/03-11/07	55	0,986	103%	Vertraulich	±1,1%	84%
Beverungen-Haarbrück	3.524.589	5.721.580	ENERCON E-66/15.66-1.500	98	1500	WiCo 01/99 1.225 25 0.00	Herstellereberechnung	Vertraulich	05/03-11/07	55	0,991	104%	Vertraulich	±0,4%	91%
Beverungen-Haarbrück	3.525.058	5.721.326	ENERCON E-58/10.58-1.000	65	1000	WT2115/02	WindPRO-Standard	Vertraulich	05/03-11/07	54	0,993	104%	Vertraulich	±0,4%	96%
Beverungen-Haarbrück	3.524.743	5.721.273	ENERCON E-58/10.58-1.000	71	1000	WT2115/02	WindPRO-Standard	Vertraulich	05/03-11/07	55	0,991	104%	Vertraulich	±0,1%	106%
Beverungen-Haarbrück	3.524.005	5.721.689	ENERCON E-58/10.58-1.000	71	1000	WT2115/02	WindPRO-Standard	Vertraulich	05/03-11/07	55	0,991	104%	Vertraulich	±0,7%	86%
Beverungen-Haarbrück	3.523.860	5.722.189	ENERCON E-48/8.48-800	76	800	WICO 212LK504/3	Herstellereberechnung	Vertraulich	01/08-12/08	12	0,994	96%	Vertraulich	±2,6%	94%
Trendelburg-Langenthal	3.524.687	5.720.055	VESTAS V44-600	63	600	Manufactor 24/8-2000 1.225 20.00 0.00	Herstellereberechnung	Vertraulich	03/97-12/08	142	0,987	98%	Vertraulich	±0,5%	109%
Trendelburg-Langenthal	3.524.354	5.719.884	VESTAS V44-600	63	600	Manufactor 24/8-2000 1.225 20.00 0.00	Herstellereberechnung	Vertraulich	03/97-12/08	140	0,980	98%	Vertraulich	±0,2%	113%
Trendelburg-Langenthal	3.524.067	5.720.211	VESTAS V44-600	63	600	Manufactor 24/8-2000 1.225 20.00 0.00	Herstellereberechnung	Vertraulich	03/97-12/08	142	0,984	98%	Vertraulich	±0,4%	114%
Trendelburg-Langenthal	3.524.325	5.720.140	VESTAS V44-600	63	600	Manufactor 24/8-2000 1.225 20.00 0.00	Herstellereberechnung	Vertraulich	03/97-12/08	142	0,986	98%	Vertraulich	±1,1%	114%
Trendelburg-Langenthal	3.524.728	5.719.871	VESTAS V44-600	63	600	Manufactor 24/8-2000 1.225 20.00 0.00	Herstellereberechnung	Vertraulich	03/97-12/08	142	0,987	99%	Vertraulich	±0,4%	120%
Beverungen-Tietelsen	3.520.469	5.724.322	ENERCON E-48/8.48-800	76	800	WICO 212LK504/3	Herstellereberechnung	Vertraulich	09/06-12/08	28	0,988	89%	Vertraulich	±2,6%	105%
Beverungen-Tietelsen	3.520.513	5.724.135	ENERCON E-48/8.48-800	76	800	WICO 212LK504/3	Herstellereberechnung	Vertraulich	09/06-12/08	28	0,981	90%	Vertraulich	±0,5%	106%

**Anhang III**     Karten der mittleren Windgeschwindigkeit in 80 m und 140 m Höhe über Grund



4 0 4 8 Kilometers



Titel:

Windgeschwindigkeit in 80m über Grund

Projekt:

Windpotentialstudie für den  
Landkreis Northeim (Niedersachsen)

Projektnummer: 14-1-2126

Auftraggeber:


Landkreis Northeim  
Medenheimer Strasse 6 - 8  
37154 Northeim

Legende:

 Landkreis Northeim

Windgeschwindigkeit in 80 m über Grund  
(in m/s)

 4.6 - 5.0

 5.0 - 5.4

 5.4 - 5.8

 5.8 - 6.2

 6.2 - 6.6

 6.6 - 7.0

 7.0 - 7.4

Topographische Karte: Landesvermessungsamt Niedersachsen

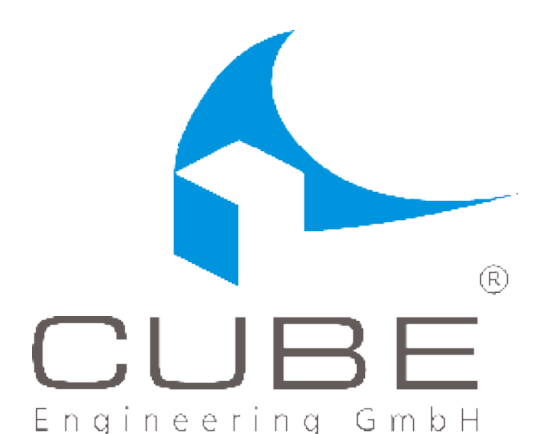
Massstab: Ca. 1 : 175.000

Dateiname:  
14-1-2126\_v80m\_20141103.pdf

Datum:  
03.11.2014

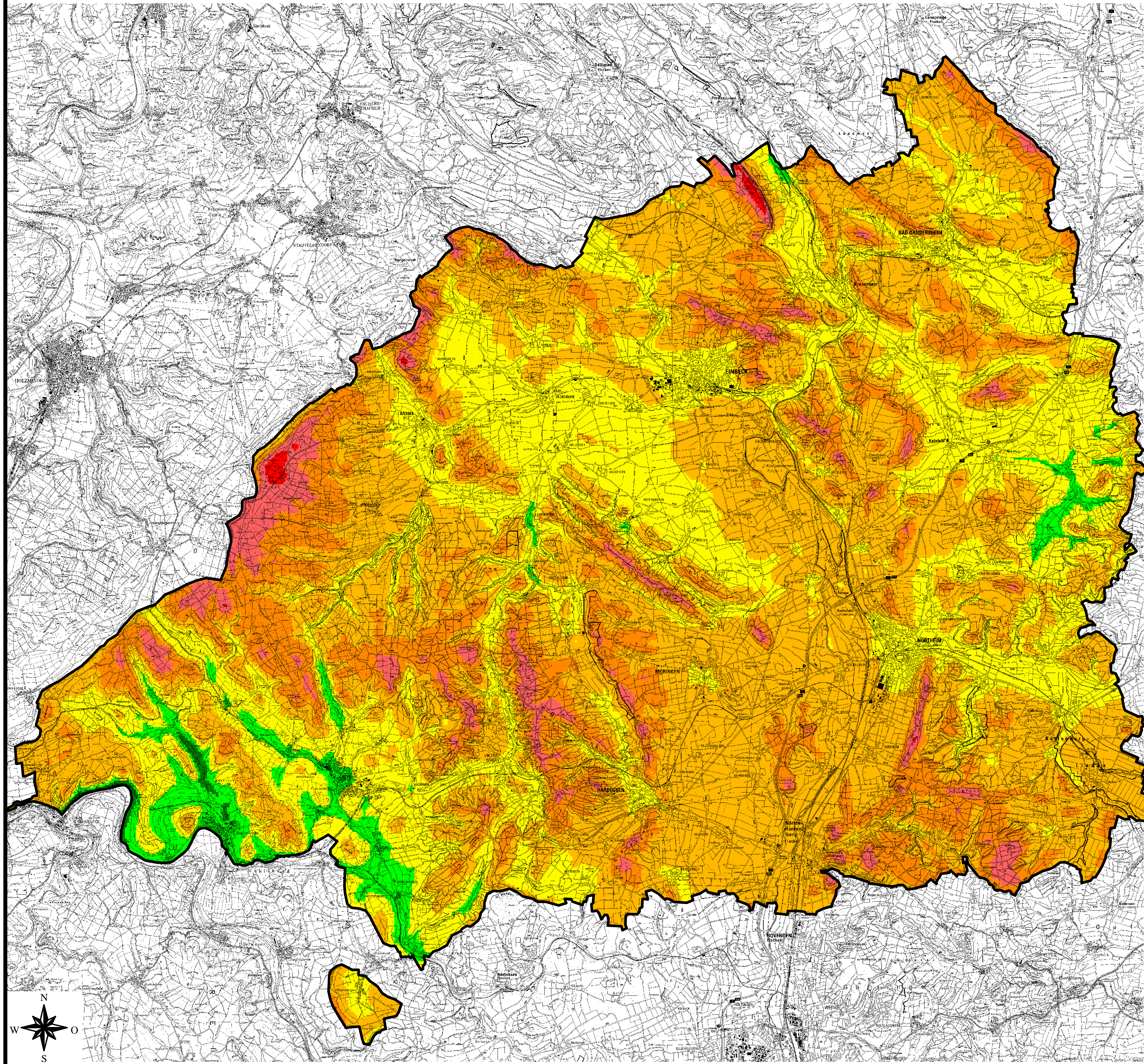
Gezeichnet:  
O. Grüning

Auftragnehmer:  
CUBE Engineering GmbH  
Breitscheidstrasse 6  
34119 Kassel





4 0 4 8 Kilometers



Titel:

Windgeschwindigkeit in 140 m über Grund

Projekt:

Windpotentialstudie für den  
Landkreis Northeim (Niedersachsen)

Projektnummer: 14-1-2126

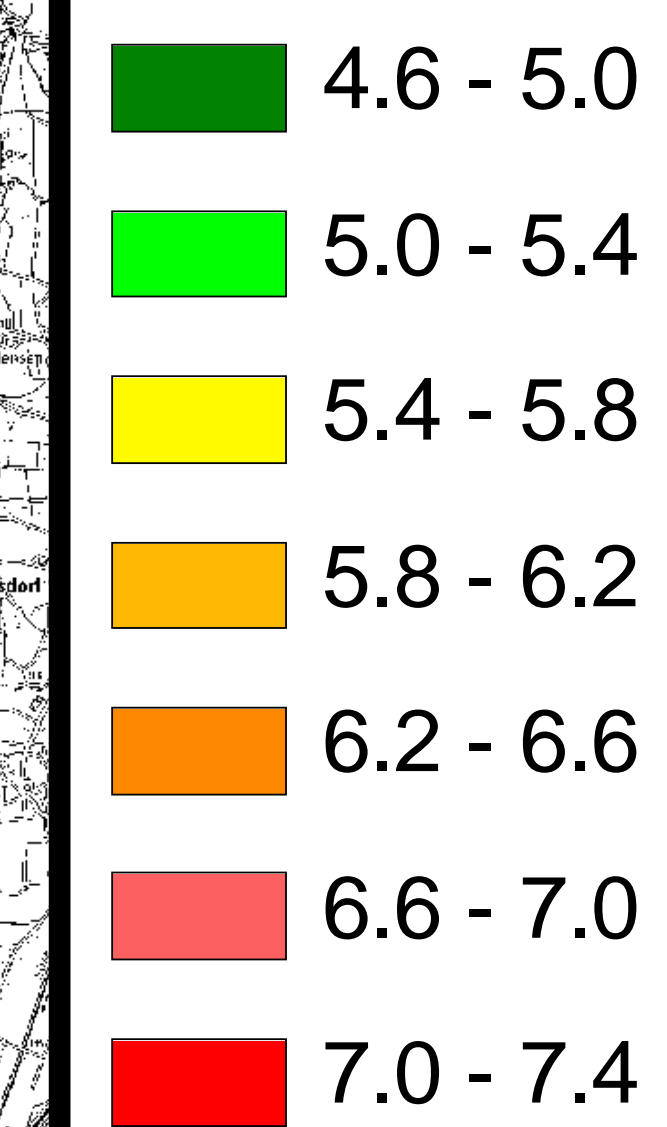
Auftraggeber:

Landkreis Northeim  
Medenheimer Strasse 6 - 8  
37154 Northeim

Legende:

Landkreis Northeim

Windgeschwindigkeit in 140 m über Grund  
(in m/s)



©Topographische Karte: Landesvermessungsamt Niedersachsen

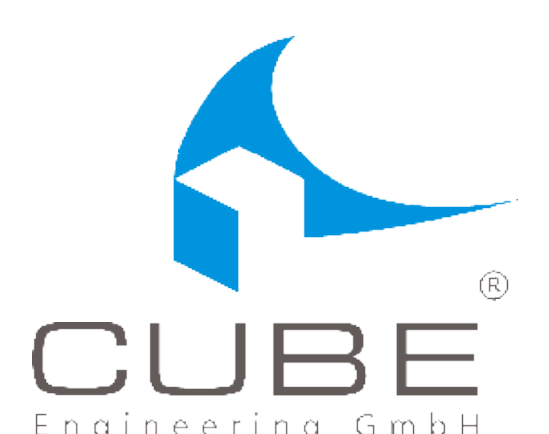
Massstab: Ca. 1 : 175.000

Dateiname:  
14-1-2126\_V140m\_20141103.pdf

Datum:  
03.11.2014

Gezeichnet:  
O. Grüning

Auftragnehmer:  
CUBE Engineering GmbH  
Breitscheidstrasse 6  
34119 Kassel

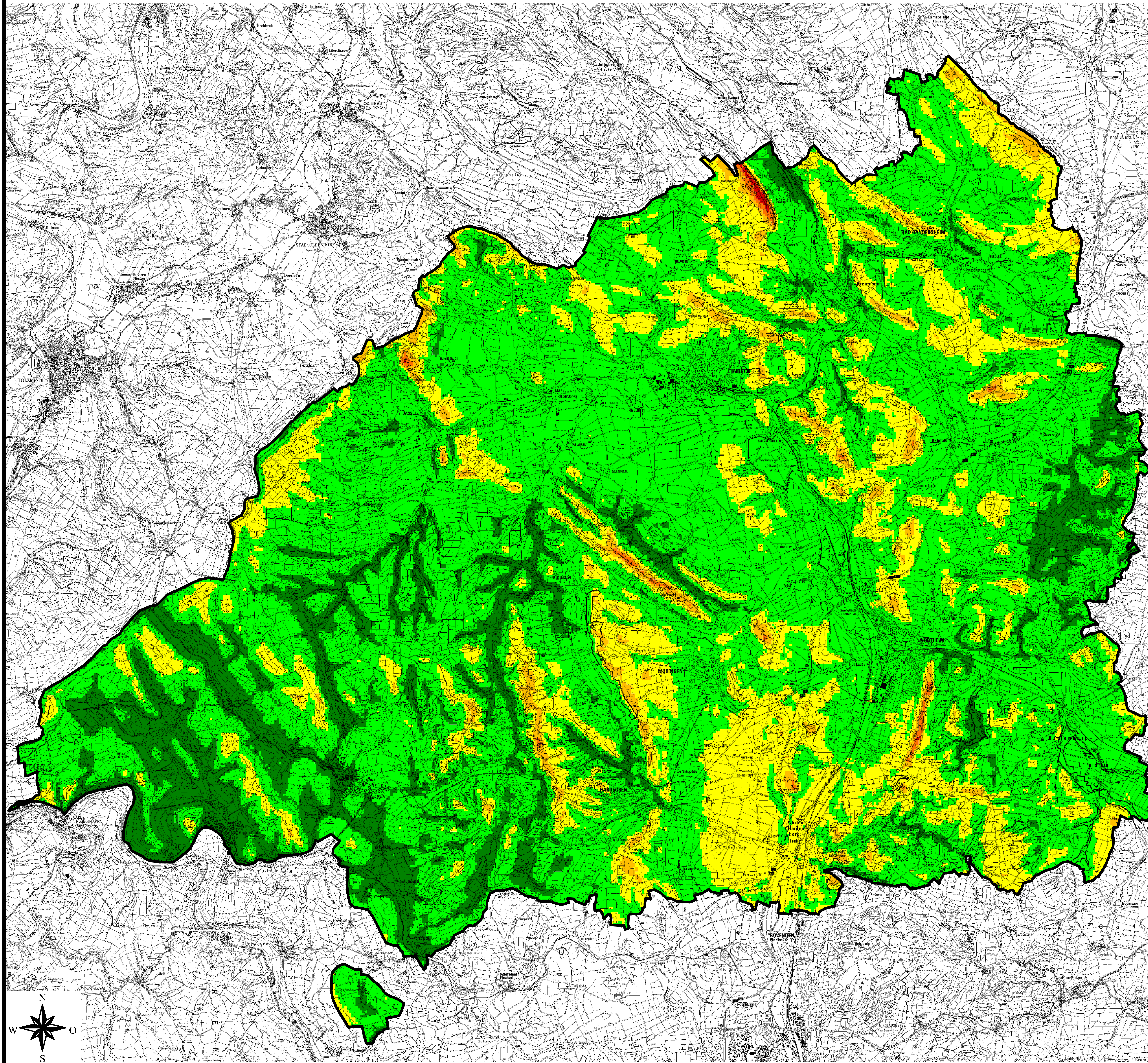




**Anhang IV**    Karten der mittleren Windleistung in 80 m und 140 m Höhe über Grund



4 0 4 8 Kilometers



Titel:

Bruttowindenergie in 80 m über Grund

Projekt:

Windpotentialstudie für den  
Landkreis Northeim (Niedersachsen)

Projektnummer: 14-1-2126








Auftraggeber:

Landkreis Northeim  
Medenheimer Strasse 6 - 8  
37154 Northeim

Legende:

 Landkreis Northeim

Bruttowindenergie in 80 m über Grund  
(in  $\text{Wm}^2$  Rotorkreisfläche)

 <100  
 100 - 150  
 150 - 200  
 200 - 250  
 250 - 300  
 300 - 350  
 >350

©Topographische Karte: Landesvermessungsamt Niedersachsen

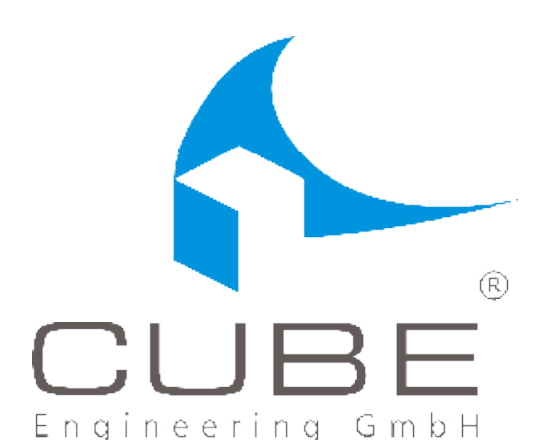
Massstab: Ca. 1 : 175.000

Dateiname:  
14-1-2126\_BWE80m\_20141103.pdf

Datum:  
03.11.2014

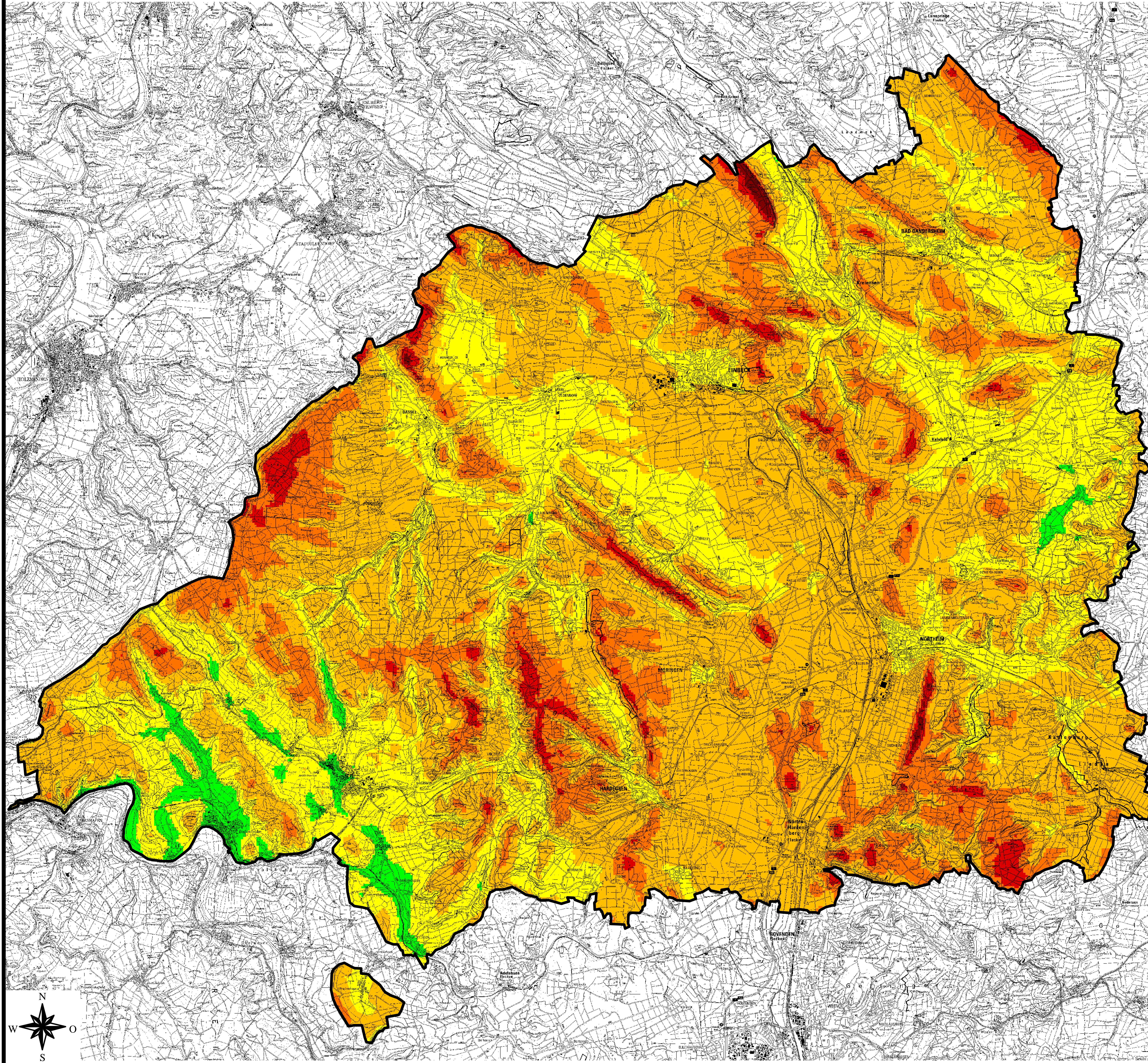
Gezeichnet:  
O. Grüning

Auftragnehmer:  
CUBE Engineering GmbH  
Breitscheidstrasse 6  
34119 Kassel





4 0 4 8 Kilometers



Titel:

Bruttowindenergie in 140 m über Grund

Projekt:

Windpotentialstudie für den  
Landkreis Northeim (Niedersachsen)

Projektnummer: 14-1-2126








Auftraggeber:

Landkreis Northeim  
Medenheimer Strasse 6 - 8  
37154 Northeim

Legende:

 Landkreis Northeim

Bruttowindenergie in 140 m  
über Grund (in Wm² Rotorkreisfläche)

 <100  
 100 - 150  
 150 - 200  
 200 - 250  
 250 - 300  
 300 - 350  
 >350

©Topographische Karte: Landesvermessungsamt Niedersachsen

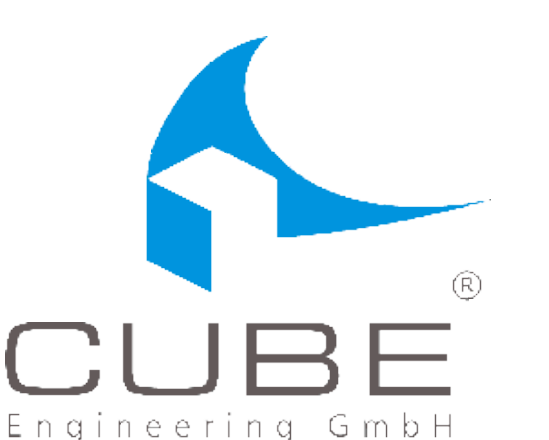
Massstab: Ca. 1 : 175.000

Dateiname:  
14-1-2126\_BWE140m\_20141103.pdf

Datum:  
03.11.2014

Gezeichnet:  
O. Grüning

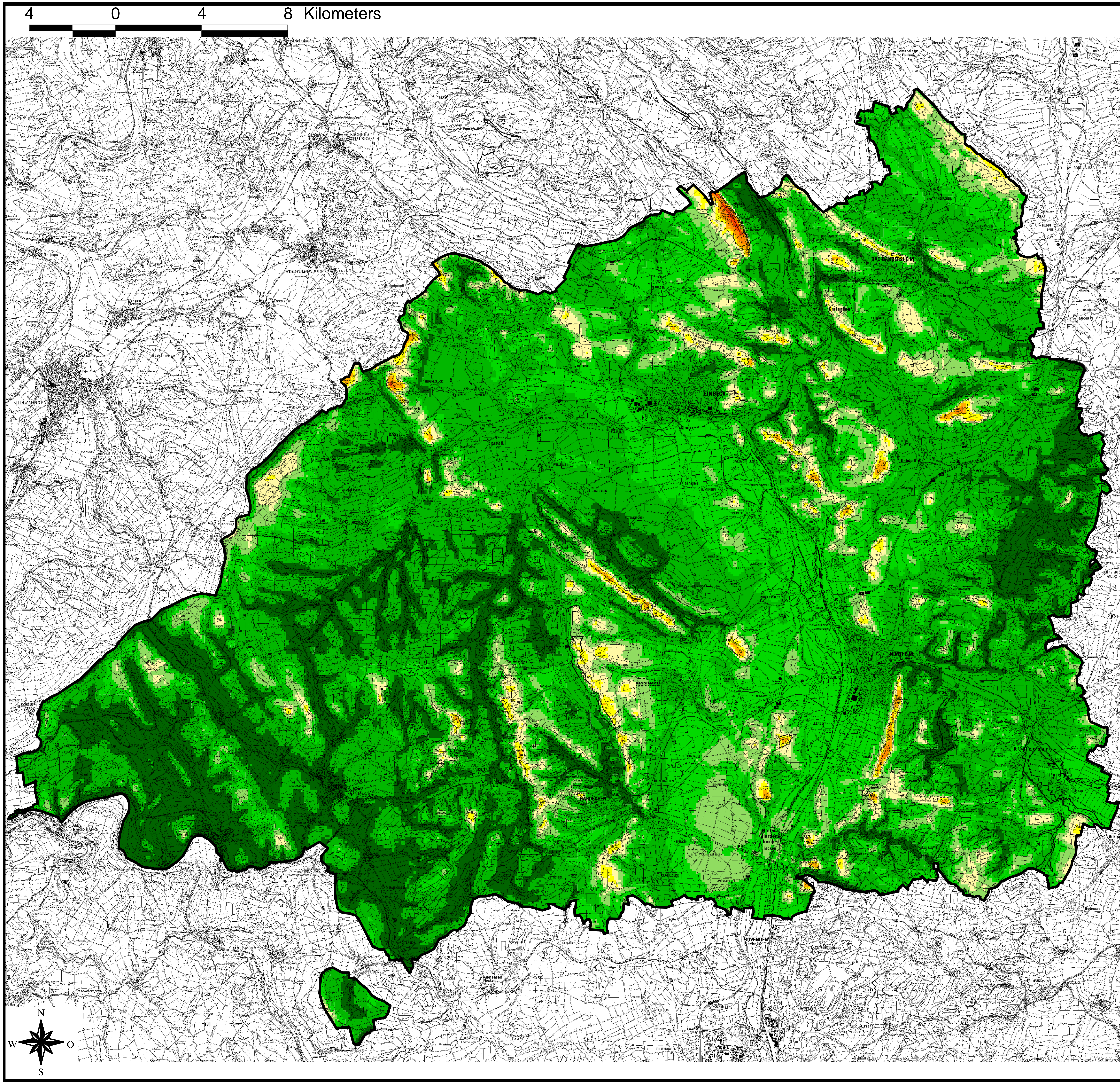
Auftragnehmer:  
CUBE Engineering GmbH  
Breitscheidstrasse 6  
34119 Kassel





**Anhang V**    Karten des Energieertrages einer Nordex N117/2400 in 80 m und 140 m Höhe  
über Grund





**Titel:**

Bruttoenergieertrag (N117/2.4MW)  
in 80 m über Grund

**Projekt:**

Windpotentialstudie für den  
Landkreis Northeim (Niedersachsen)

**Projektnummer:** 14-1-2126

**Auftraggeber:**

Landkreis Northeim  
Medenheimer Strasse 6 - 8  
37154 Northeim

**Legende:**

Landkreis Northeim

Bruttoenergieertrag einer N117/2.4MW  
in 80 m über Grund (in MWh/a)

	<4000
	4000 - 5000
	5000 - 5500
	5500 - 6000
	6000 - 6500
	6500 - 7000
	7000 - 7500
	7500 - 8000
	>8000

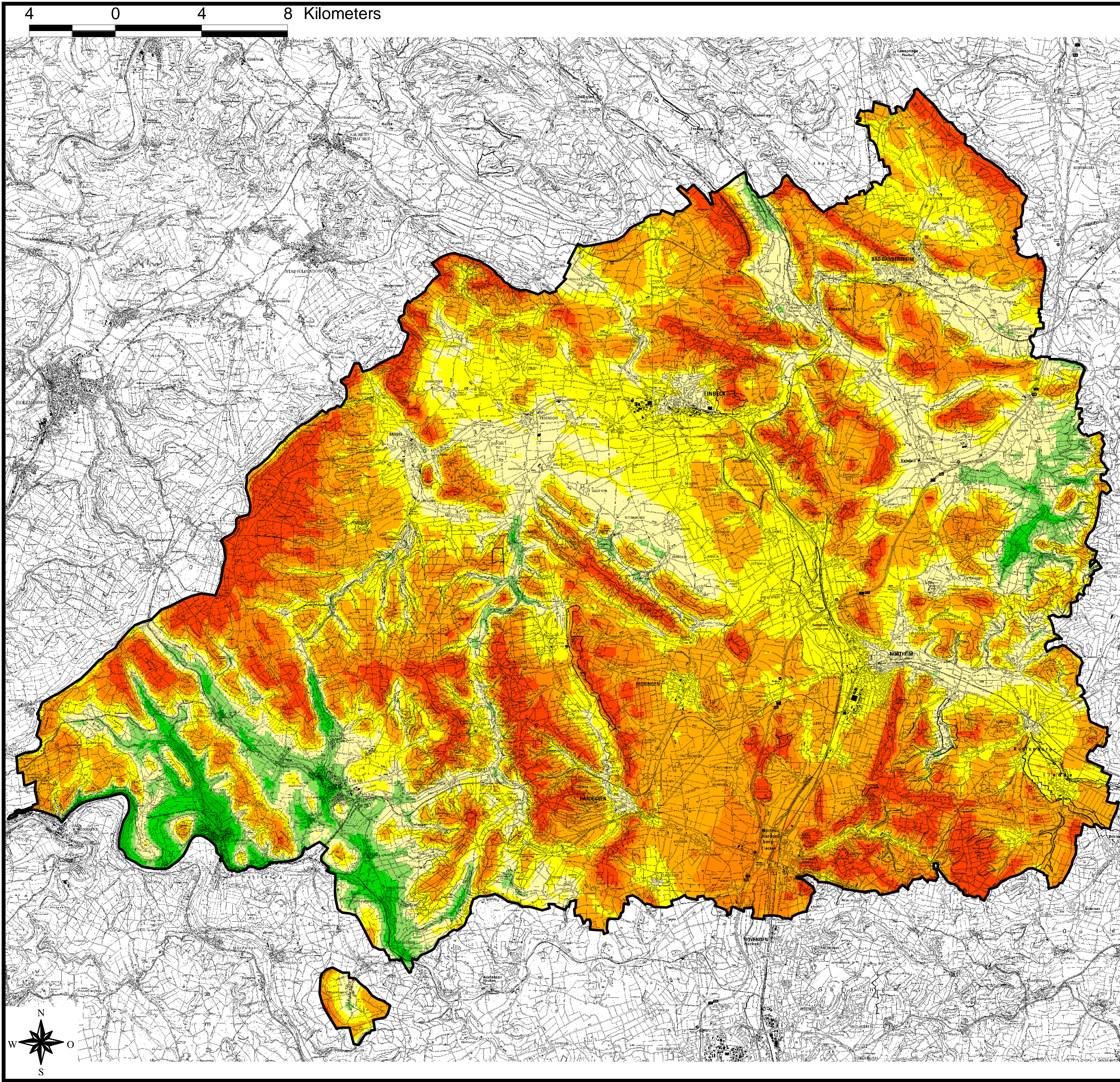
©Topographische Karte: Landesvermessungsamt Niedersachsen

Massstab: Ca. 1 : 175.000

<b>Dateiname:</b> 14-1-2126_Ertrag80m_20141103.pdf	<b>Datum:</b> 03.11.2014	<b>Gezeichnet:</b> O. Grüning
---	-----------------------------	----------------------------------

**Auftragnehmer:**  
CUBE Engineering GmbH  
Breitscheidstrasse 6  
34119 Kassel





**Titel:**  
Bruttoenergieertrag (N117/2.4MW)  
in 140 m über Grund

**Projekt:**  
Windpotentialstudie für den  
Landkreis Northeim (Niedersachsen)

**Projektnummer:** 14-1-2126

**Auftraggeber:**  
Landkreis Northeim  
Medenheimer Strasse 6 - 8  
37154 Northeim

**Legende:**

Landkreis Northeim

Bruttoenergieertrag einer N117/2.4MW  
in 140 m über Grund (in MWh/a)

<4000
4000 - 5000
5000 - 5500
5500 - 6000
6000 - 6500
6500 - 7000
7000 - 7500
7500 - 8000
>8000

©Topographische Karte: Landesvermessungsamt Niedersachsen

Massstab: Ca. 1 : 175.000

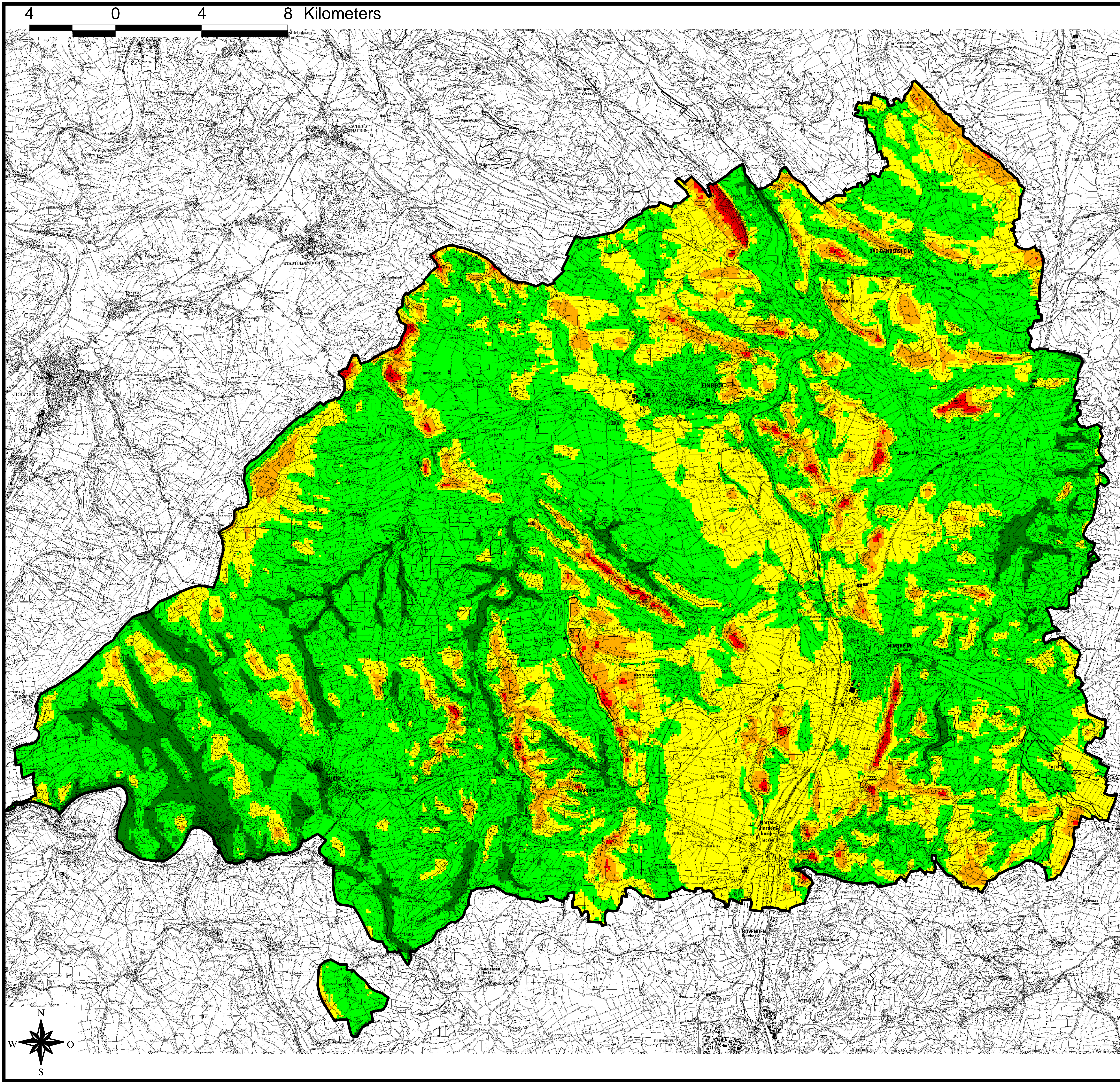
<b>Dateiname:</b> 14-1-2126_Ertrag140m_20141103.pdf	<b>Datum:</b> 03.11.2014	<b>Gezeichnet:</b> O. Grüning
--	-----------------------------	----------------------------------

**Auftragnehmer:**  
CUBE Engineering GmbH  
Breitscheidstrasse 6  
34119 Kassel



**Anhang VI**    Karten des Verhältnisses zum Referenzertrag in 80 m und 140 m Höhe über  
Grund





**Titel:**

Verhältnis zum Referenzwert in 80 m über Grund

**Projekt:**

Windpotentialstudie für den  
Landkreis Northeim (Niedersachsen)

**Projektnummer:** 14-1-2126

**Auftraggeber:**

Landkreis Northeim  
Medenheimer Strasse 6 - 8  
37154 Northeim

**Legende:**

Landkreis Northeim

Verhältnis zum Referenzwert in 80 m  
über Grund (in %)

	<40
	40 - 60
	60 - 70
	70 - 80
	80 - 90
	90 - 100
	>100

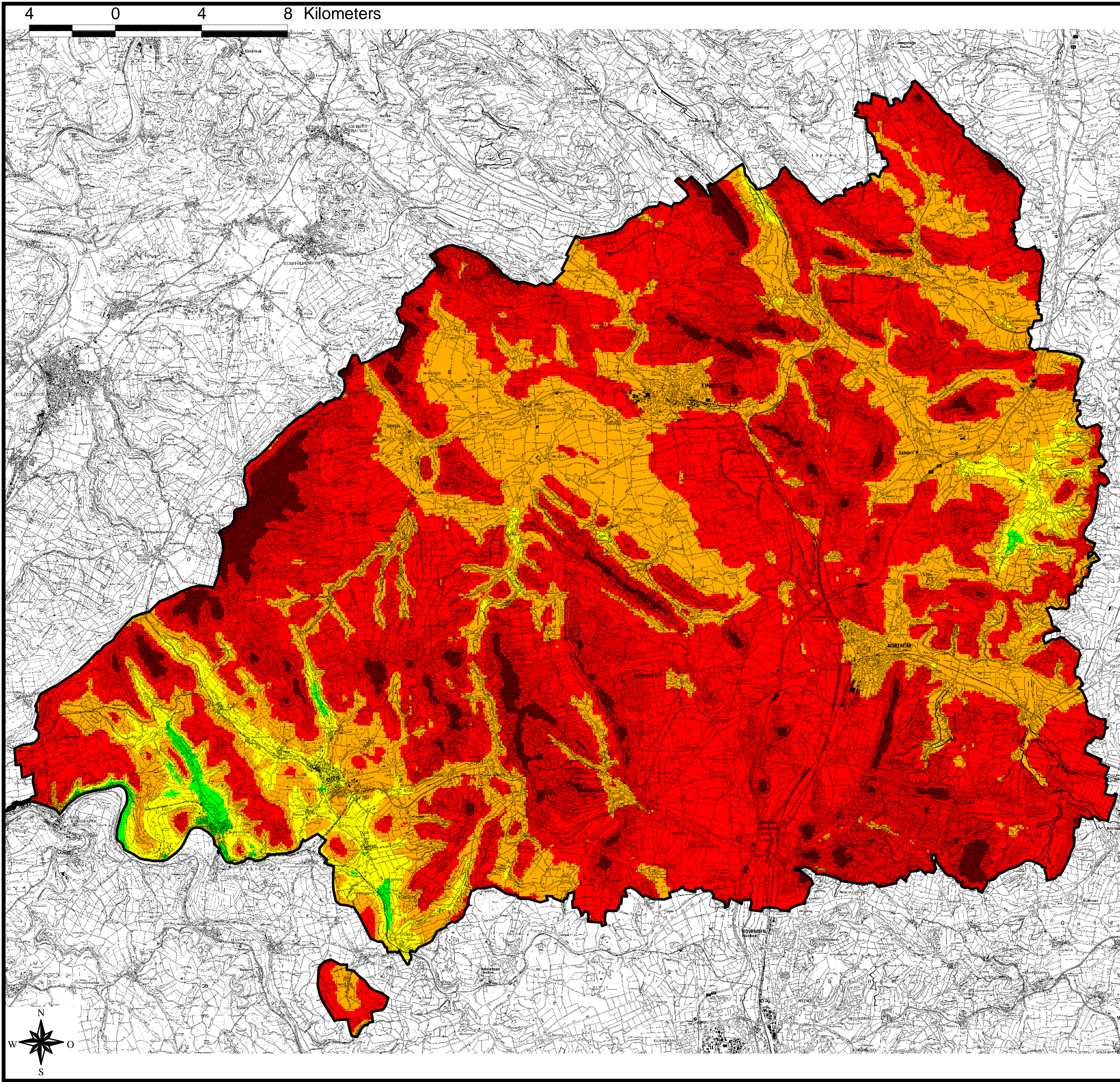
©Topographische Karte: Landesvermessungsamt Niedersachsen

Masstab: Ca. 1 : 175.000

<b>Dateiname:</b> 14-1-2126_Refwert80m_20141103.pdf	<b>Datum:</b> 03.11.2014	<b>Gezeichnet:</b> O. Grüning
--	-----------------------------	----------------------------------

**Auftragnehmer:**  
CUBE Engineering GmbH  
Breitscheidstrasse 6  
34119 Kassel





**Titel:**  
Verhältnis zum Referenzwert  
in 140 m über Grund

**Projekt:**  
Windpotentialstudie für den  
Landkreis Northeim (Niedersachsen)

**Projektnummer:** 14-1-2126

**Auftraggeber:**  
Landkreis Northeim  
Medenheimer Strasse 6 - 8  
37154 Northeim

**Legende:**

Landkreis Northeim

Verhältnis zum Referenzwert in 140 m  
über Grund (in %)

	<40
	40 - 60
	60 - 70
	70 - 80
	80 - 90
	90 - 100
	>100

©Topographische Karte: Landesvermessungsamt Niedersachsen

Massstab: Ca. 1 : 175.000

<b>Dateiname:</b> 14-1-2126_Refwert140m_20141103.pdf	<b>Datum:</b> 03.11.2014	<b>Gezeichnet:</b> O. Grüning
---	-----------------------------	----------------------------------

**Auftragnehmer:**  
CUBE Engineering GmbH  
Breitscheidstrasse 6  
34119 Kassel



**Anhang VII** Karte der mittleren Windrichtungsverteilung in 140 m Höhe über Grund

