

# Windpotentialstudie

für das Gebiet:

**Stadtgebiet Einbeck | Landkreis Northeim | Niedersachsen**

Datum: 31.07.2013

Bericht Nr. 12-1-2181(Rev01)

**Auftraggeber:**

Stadt Einbeck

Teichenweg 1 | 37574 Einbeck

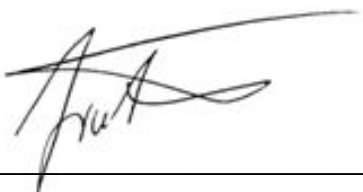
**Auftragnehmer:**

CUBE Engineering GmbH

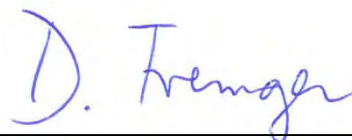
Breitscheidstraße 6 | 34119 Kassel

Die vorliegende Windpotentialstudie für das Stadtgebiet Einbeck (Niedersachsen) wurde der CUBE Engineering GmbH im November 2011 von der Stadt Einbeck 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.

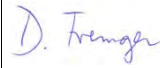
Kassel, 31.07.2013



Dr. Anselm Grötzner



Dipl.-Geogr. Dominik Fremgen

|          | Rev.Nr. | Datum      | Änderung                                                                                                                                          | Kürzel | Unterschrift                                                                          |
|----------|---------|------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|---------------------------------------------------------------------------------------|
| Original | 00      | 18.02.2013 |                                                                                                                                                   |        |                                                                                       |
| Revision | 01      | 31.07.2013 | Darstellungsänderung der Karten im Anhang; betrifft Verhältnis zum Referenzertrag in 100 m und 140 m Höhe sowie Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe | DFR    |  |

## **INHALT:**

|                                                             |    |
|-------------------------------------------------------------|----|
| 1. Aufgabenstellung .....                                   | 4  |
| 2. Modellgebiet.....                                        | 5  |
| 3. Erweiterte Methode Europäischer Windatlas.....           | 7  |
| 4. Datengrundlage .....                                     | 13 |
| 4.1. Windstatistiken .....                                  | 13 |
| 4.2. Orographie.....                                        | 14 |
| 4.3. Rauigkeitsklassifizierung .....                        | 16 |
| 4.4. Bewaldung: Hinderniseffekte und Verdrängungshöhe ..... | 18 |
| 5. Abgleich mit Vergleichs-WEA .....                        | 19 |
| 6. Berechnungsergebnisse .....                              | 23 |
| 7. Unsicherheitsbetrachtung .....                           | 26 |
| 8. Zusammenfassung .....                                    | 29 |
| 9. Quellenverzeichnis.....                                  | 31 |

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

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

**Anhang III** Karten der mittleren Windgeschwindigkeit in 100 m und 140 m Höhe über Grund

**Anhang IV** Karten der mittleren Windleistung in 100 m und 140 m Höhe über Grund

**Anhang V** Karten des Energieertrages einer Enercon E-82 E2 in 100 m und 140 m Höhe über Grund

**Anhang VI** Karten des Verhältnisses zum Referenzertrag in 100 m und 140 m Höhe über Grund

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

## **1. AUFGABENSTELLUNG**

Im Rahmen der vorliegenden Studie bestand die Aufgabe für das Stadtgebiet Einbeck, 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 100 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 Enercon E-82 E2 und das Verhältnis zum Referenzertrag gemäß EEG) werden für die genannten Höhen auf der Basis einer topographischen Karte graphisch präsentiert. Auf Wunsch des Auftraggebers waren auf diesen Karten zusätzlich die Siedlungsgebiete sowie Pufferzonen von 500 m und 1000 m um diese herum als Ausschlussflächen auszuweisen.

Als Bezugsniveau wurden die Höhen von 100 und 140 m über Grund gewählt, da sie das Spektrum der meisten aktuell geplanten Nabenhöhen abbilden. 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. Beispielweise beträgt die Gesamthöhe der Vestas V112, einem zurzeit gängigen Typ, mit einem Rotordurchmesser von 112 m und einer Nabenhöhe von 140 m über Grund 196 m.

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.

## 2. MODELLGEBIET

Das Untersuchungsgebiet, das Stadtgebiet Einbeck (siehe Abbildung 1) befindet sich im süd-östlichen Teil Niedersachsens im Landkreis Northeim. Untersucht wurde das im Rahmen der am 01.01.2013 vollzogenen Fusion der Stadt Einbeck mit der Nachbargemeinde Kreiensen entstandene Gebiet. Es umfasst eine Fläche von rund 231 km<sup>2</sup>.

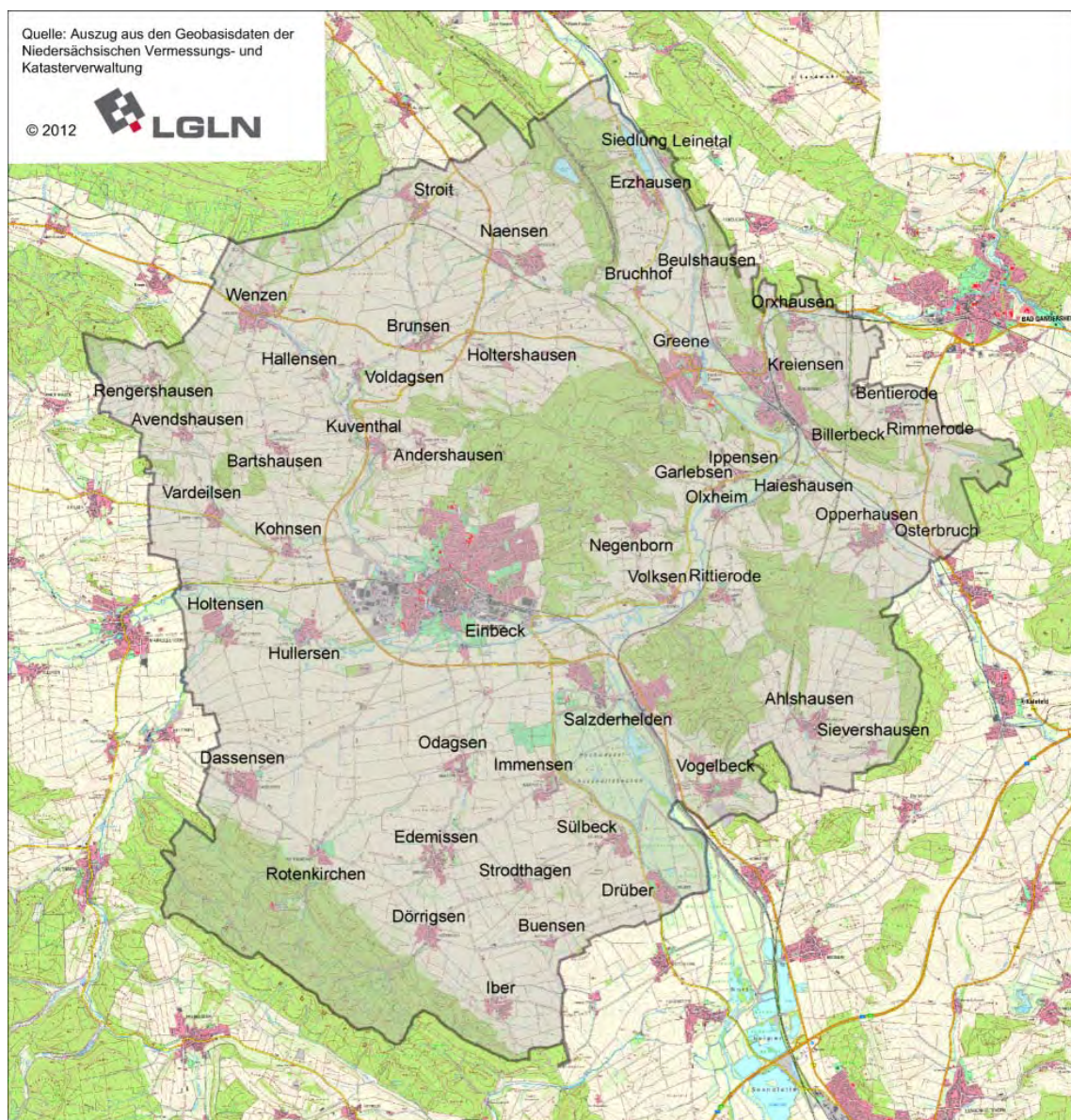


Abbildung 1: Übersichtskarte mit markiertem Untersuchungsgebiet



Die untersuchte Region gehört zum Leinebergland und befindet sich rund 18 km östlich des Sollings sowie 25 km westlich des Harzes. Es umfasst das Einbeck-Markoldendorfer Becken mit der Stadt Einbeck, das Leinetal mit der Ortschaft Kreiensen sowie die Höhenzüge Ahlsburg im Südwesten und die Hube im Zentrum des Untersuchungsgebietes. Nördlich schließt sich an die Hube der Höhenzug des Selter an. Bereits außerhalb des Gebietes befinden sich im Nordwesten der Hils und im Nordosten der Helleberg.

Die Region ist orographisch stark gegliedert. Die Höhen variieren zwischen rund 100 m in den Flussniederungen und 400 m über NN auf den Kuppen der Höhenzüge. Wegen der teilweise recht freien Exposition dieser Höhenzüge bezüglich der Hauptanströmrichtung aus Südwest ist dort mit wesentlich besseren Wind- und Ertragsbedingungen als in den abgeschatteten Tälern zu rechnen. Die Höhenzüge sind dicht bewaldet, was wegen der damit verbundenen Rauigkeitserhöhung, dort die Windverhältnisse negativ beeinflusst. Ansonsten ist die Landschaft im Untersuchungsgebiet wegen des Vorherrschens von landwirtschaftlichen Nutzflächen in Verbindung mit kleinen Dörfern recht offen. Lediglich die Stadt Einbeck im Zentrum des Untersuchungsgebietes wirkt sich wegen ihrer dichten Bebauung noch einmal deutlich die Rauigkeit erhöhend negativ auf die Windverhältnisse aus. 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.

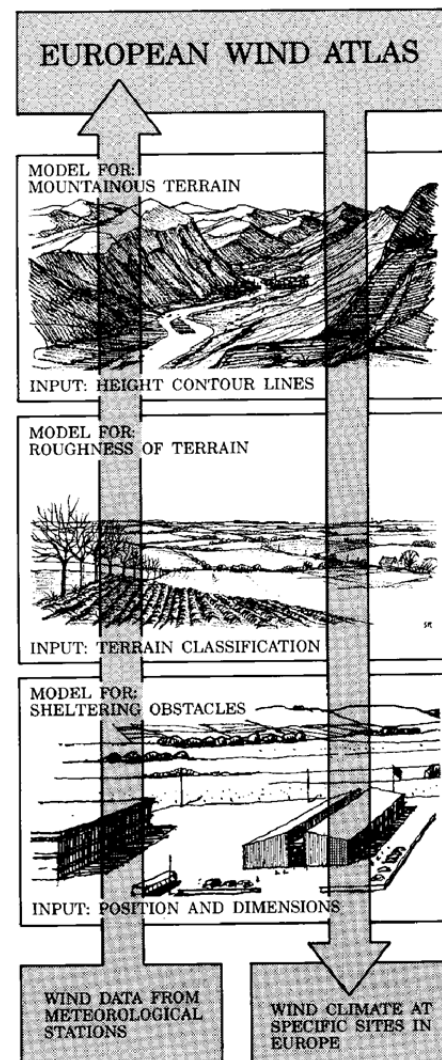


Abbildung 2: Methodik zur Windpotenzialabschätzung einzelner Standorte (Quelle: Europäischer Windatlas)



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 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 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 deutlich zu weit entfernt, als dass sie zur Ableitung repräsentativer Aussagen über die Windverhältnisse im Stadtgebiet von Einbeck 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>1</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>2</sup> erzeugt. Er nutzt dabei die weltweit verbreiteten NCEP/NCAR-Reanalyse-Daten<sup>3</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-Reanalyse-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 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  $5 \times 5 \text{ km}^2$ . 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 Höhenschichten sehr hoch aufgelöst.

---

<sup>1</sup> <http://www.anemos.de>

<sup>2</sup> <http://www.mmm.ucar.edu/mm5/mm5-home.html>

<sup>3</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>

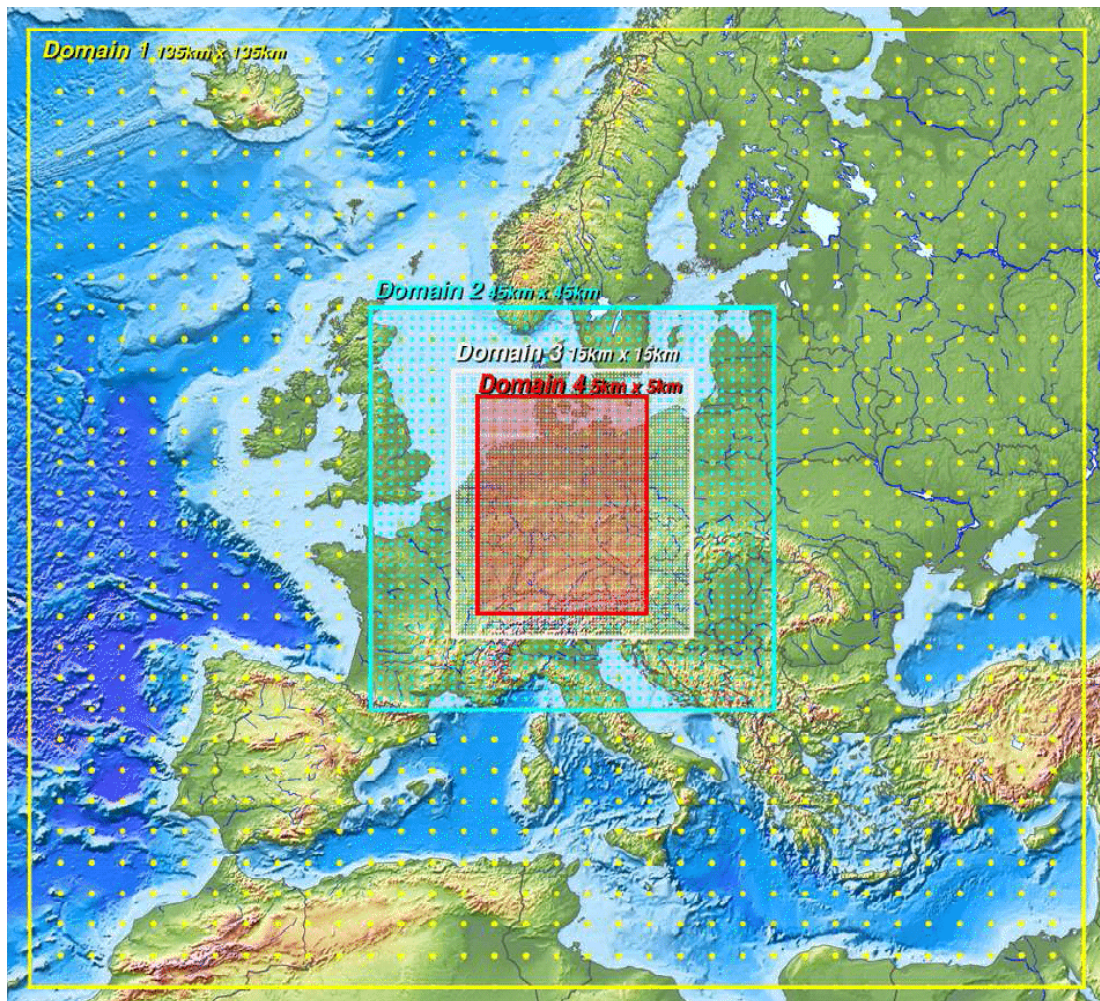
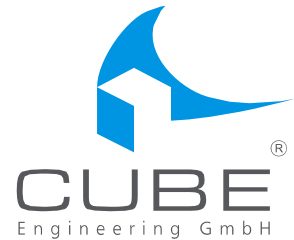


Abbildung 3: Verschachtelte Domain-Darstellung für die Multi-Nesting-Modellsimulation. Die Domain 4 zeigt die Gebietsgröße des anemos-Windatlas mit der horizontalen Auflösung von 5 km

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 der betrachteten Untersuchungsgebietes mit einer Auflösung von 50 m, das sind bereits in der Horizontalen mehr als 90.000 Berechnungspunkte, 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 50 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 Stadtgebiet Einbeck wurden als Datenbasis  $6 \times 6 = 36$  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 36 Modellknoten des anemos-Windatlas für Deutschland über einen Langzeitraum von 20 Jahren (1990 – 2009).

Für dieses Gutachten wurden die Betriebsergebnisse von insgesamt 20 in der Untersuchungsregion des Stadtgebiet Einbeck oder nahe angrenzend 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 60 × 62 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. Im eigentlichen Untersuchungsgebiet wurden die Höhendaten auf Grundlage von topographischen Karten (1:25.000) nachgearbeitet und verfeinert, um auch sehr kleinräumige Strukturen wie z.B. isolierte Kuppen auf dem gewünschten 50 m Raster abbilden zu können.

In Abbildung 4 ist die Orographie des eigentlichen Untersuchungsgebietes dargestellt. Deutlich erkennbar sind das Einbeck-Markoldendorfer Becken mit Höhen zwischen 105 und 150 m über NN sowie die zentrale Erhebung der Hube, die Höhen von bis zu 346 m erreicht. Nur im Norden werden diese Höhen übertroffen, an dem Selter erreicht das Gelände Höhen von circa 390 m. Im Südwesten steigt das Gelände im Höhenzug der Ahlsburg zu Höhen von knapp 360 m an. Außerdem sind in der östlichen Hälfte das Leinetal und Nebentäler gut erkennbar.

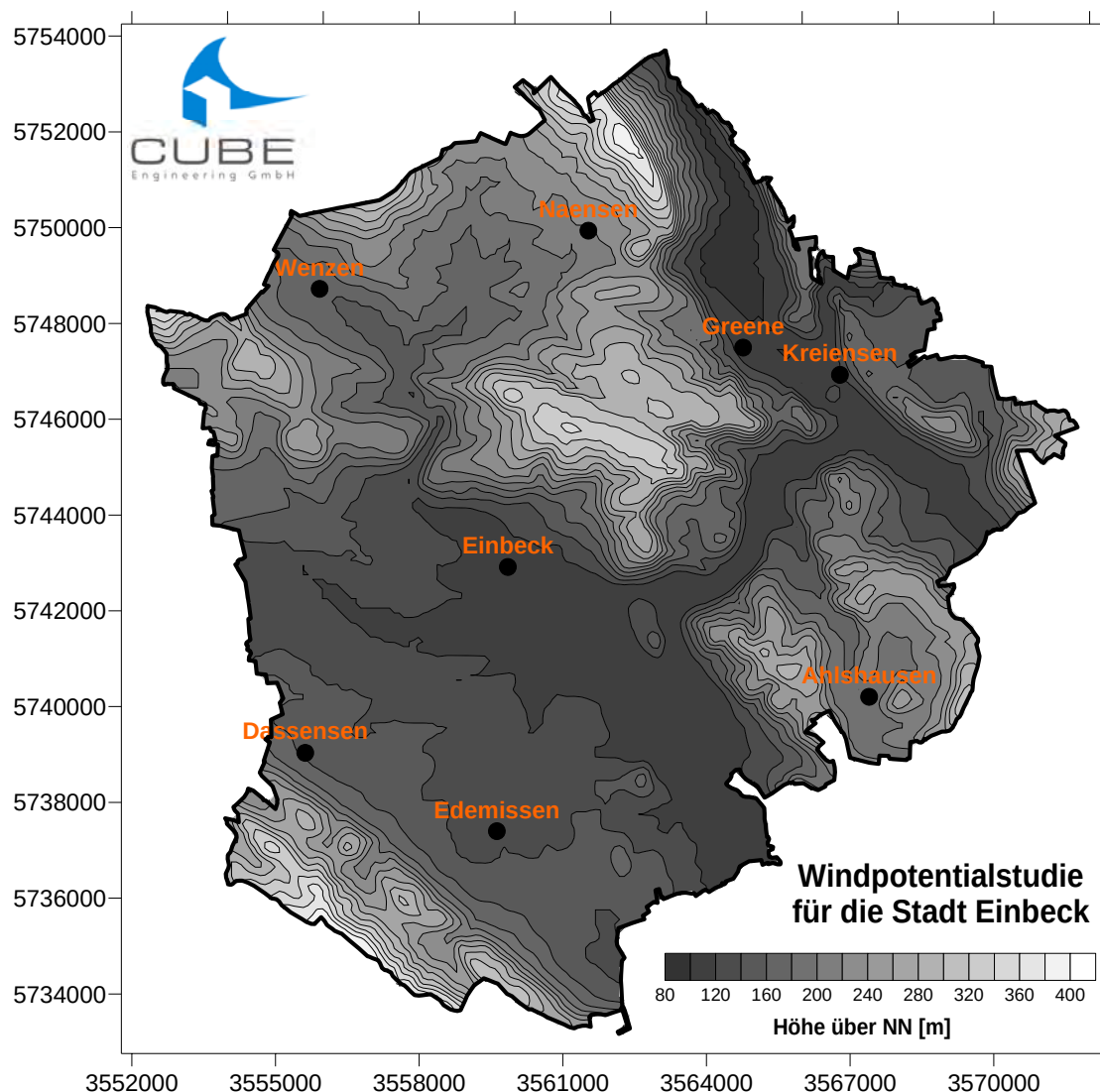


Abbildung 4: Darstellung des Reliefs des Untersuchungsgebietes

#### **4.3. RAUIGKEITSKLASSIFIZIERUNG**

---

Die Beschreibung der Geländerauigkeit basiert auf Informationen über die Landnutzung und Vegetation aus dem Corine Land Cover (CLC) Datensatzes 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 60 × 62 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) nachgearbeitet und verfeinert, um auch sehr kleinräumige Strukturen auf dem gewünschten 50 m Raster abbilden zu können. Dies umfasst vor allem kleinere Ortschaften und Gehöfte sowie kleinere Wälder.

Abbildung 5 zeigt die Rauigkeitsverteilung (Rauigkeitslänge) im Untersuchungsgebiet mit einer Auflösung von 50 m. Deutlich erkennbar sind die mit den Waldgebieten vor allem im Bereich der Hube und der Ahlsburg verbundenen hohen Geländerauigkeiten. Auch führen Siedlungsflächen zu erhöhten Rauigkeitswerten. In den übrigen Teilen des Untersuchungsgebietes sind wegen den hier dominierenden landwirtschaftlichen Nutzflächen niedrigere Rauigkeiten anzutreffen.

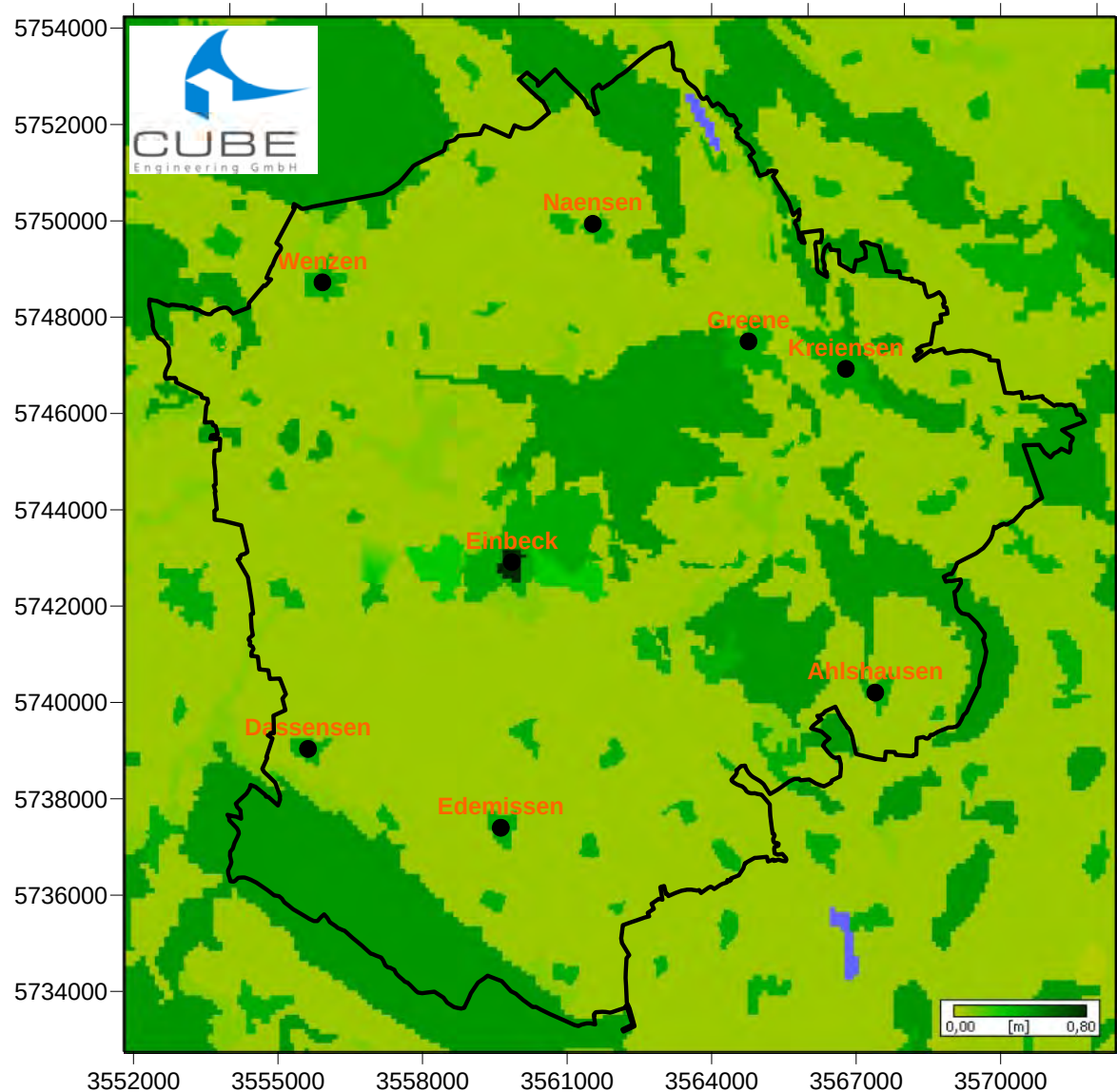


Abbildung 5: Darstellung der Rauigkeitsverteilung des Untersuchungsgebietes

#### **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 Stadtgebietes Einbeck ist in einer Höhe von 100 bzw. 140 m von geringen und vernachlässigbaren Hinderniseffekten auszugehen. Bei der Betrachtung der Vergleichs-WEA, die zum größten Teil Nabenhöhen von 50-100 m aufweisen, ist diese Annahme dagegen nicht mehr statthaft und es war erforderlich, bei den Vergleichsrechnungen alle WEA-Standorte adäquat durch ihre jeweilige Hinderniskonstellation 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 7 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 Stadtgebiet Einbeck bzw. in seiner näheren Umgebung sind bereits 20 WEA an sechs verschiedenen Standorten in Betrieb, deren vorliegende Betriebsergebnisse in die Betrachtungen einbezogen werden konnten. Eine Übersicht und die räumliche Position der Standorte sind in der Tabelle und auf der Karte in Anhang II zu finden. Die in der Tabelle rot markierten Anlagen wurden von den weiteren Betrachtungen (siehe unten) ausgeschlossen.

Für die betrachteten Vergleichsanlagen lagen Betriebsdaten über 10 bis 82 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 dem Index CUBE\_2012, einer Eigenentwicklung der CUBE Engineering GmbH, korrigiert. Für den Standort Stadtgebiet Einbeck 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 Einbeck 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. Durch die Vielzahl von Anlagen und insbesondere auch Anlagentypen wird auch die Gefahr von Fehlinterpretationen der Vergleichsrechnungen durch fehlerhafte Betriebsdaten (z. B. durch technische Probleme der WEA) weitgehend gemindert. Eine Einschränkung muss allerdings gemacht werden, die bei der Übertragung der Ergebnisse der Vergleichsrechnungen auf das gesamte Untersuchungsgebiet von Bedeutung ist. Auf den Kämmen und Kuppen der im Untersuchungsgebiet befindlichen Höhenzüge befinden sich derzeit keinerlei Windenergieanlagen. Die bestehenden WEA befinden sich allesamt in niedrigeren, waldfreien Lagen. Daher ist bei der Bewertung der Windverhältnisse der Kuppen von einer größeren Unsicherheit auszugehen als es in den anderen Gebieten der Fall ist.

Es zeigte sich, dass die langzeitkorrigierten Betriebsdaten der betrachteten Vergleichsstandorte in den Berechnungen im Mittel zu 99,8 % mit einer Standardabweichung von 6,4 % reproduziert werden können. Die Erträge der drei NEG Micon NM 60-1000 am Standort Dassensen im Südwesten des Untersuchungsgebietes werden mit Werten zwischen 99 und 101 % mit der verwendeten Windstatistik sehr gut reproduziert. Allerdings ist die Langzeitkorrektur von deren Betriebsdaten mit größeren Unsicherheiten behaftet.

Die Tacke TW 600 und die Enercon E-40/5.40 am Standort Ahlshausen im Südosten wurden nur geringfügig überschätzt, die Enercon E-53/8.53 dagegen etwas deutlicher (109 %). Von letzterer liegen jedoch Ertragsdaten von lediglich zehn Monaten zur Verfügung. Damit einher geht eine geringe statistische Sicherheit der Langzeitkorrektur, die als mögliche Ursache für die Überschätzung gelten kann.

An dem stark exponierten Standort Süllberg wurden die Enercon E-58/10.58 mit 88-96% tendenziell etwas unterschätzt. Am gleichen Standort 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 97 % wurde sie ebenfalls sehr gut reproduziert.

Westlich des Süllberges befinden sich eine Enercon E-82/2MW (Am Mikenrott) und eine E-82/2.3MW E2 (Burgfeld). Im Vergleich zu den anderen betrachteten WEA liefern diese beiden Anlagen nur sehr geringe Energieerträge. Die (rotorkreisnormierten) Erträge dieser beiden E-82 liegen im selben Niveau wie die der Anlagen in der Umgebung, obwohl die E-82 eine deutlich größere Nabenhöhe haben. Gemäß den Erträgen dürfte es in der Region keine Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe geben, was für Mitteleuropa weitgehend auszuschließen ist. Von der zweiten E-82 liegen aufgrund der Inbetriebnahme im Februar 2012 bisher nur acht verwertbare Monatserträge zur Verfügung. Aufgrund der geringen statistischen Sicherheit des Langzeitwertes konnte diese Anlage für die Berechnungen nicht verwendet werden. Für die Anlage des Typs E-82/2MW konnte trotz Rücksprache mit dem Betreiber bisher keine Ursache für die niedrigen Erträge ermittelt werden. Da eine nicht vorhandene Zunahme der Ertragsbedingungen mit der Höhe jedoch als sehr unwahrscheinlich anzusehen ist, gehen wir davon aus, dass die Ertragsdaten dieser Anlage als zweifelhaft betrachtet werden müssen. Beide Enercon-Anlagen wurden daher von den weiteren Betrachtungen ausgeschlossen.

Rund 7 km außerhalb der Stadtgrenze befindet sich im Nordosten der 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 wurde im Mittel mit 107 % leicht überschätzt, doch liegt auch hier die Genauigkeit der Reproduktion durch die Berechnung deutlich innerhalb des angestrebten Unsicherheitsbereichs.

Die verwendeten Vergleichsanlagen haben Nabenhöhen von meist deutlich unter 100 m, die mittlere Nabenhöhe liegt bei 70 m, was auf den in der Vergangenheit üblichen Stand der Anlagentechnik zurückzuführen ist. Bedauerlicherweise haben sich die Daten von den beiden zuvor beschriebenen rund 100 m hohen Enercon-Anlagen als nicht verlässlich erwiesen, um auch für große Höhen eine entsprechend gute Absicherung der Ergebnisse zu erreichen. Doch wird die immerhin 95 m hohe Vestas V90 in Dannhausen mit einem Fehler von nur 7 % reproduziert, was als Beleg dafür zu werten ist, dass die Berechnungsergebnisse auch in größeren Höhen als verlässlich anzusehen sind. Dennoch muss bei der Übertragung der Ergebnisse der Vergleichsrechnungen in die größeren Höhen von einer größeren Unsicherheit ausgegangen werden, als sie durch den Fehler der Vergleichsrechnungen von nur 6,4 % selbst impliziert wird.

## **6. BERECHNUNGSRESULTATE**

Mit der 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 100 und 140 m über Grund für jeden Punkt des Untersuchungsgebietes (je Höhe 93.969 Punkten bei einem 50 m-Raster) die Häufigkeitsverteilungen des Windes als Weibull-Verteilungen in 12 Richtungen berechnet. Daraus abgeleitet wurden die mittlere Windgeschwindigkeit und Windleistung, die Windrichtungsverteilungen, der beispielhafte Energieertrag einer WEA des Typs Enercon E-82 E2 mit 100 bzw. 140 m Nabenhöhe sowie das Verhältnis zum Referenzertrag gemäß früherer Versionen der Technischer Richtlinie 6 (TR6), der sogenannte 60 % Referenzertrag. Die flächenhaft dargestellten Ergebnisse sind den beigelegten Karten im DIN-A3 Format (Anhänge III bis VII) zu entnehmen.

Abbildung 6 zeigt für das Untersuchungsareal, dem Stadtgebiet Einbeck 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 100 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. Eine erhöhte Vergütung nach dem Energieeinspeisegesetz (EEG) wurde bisher nur gewährt, wenn der zu erwartende Ertrag mindestens 60 % des vom Gesetzgeber festgelegten Referenzertrages entsprach. Mit der Novelle des EEG gilt ab dem 01.01.2012 diese Beschränkung nicht mehr. Auch Standorte unter 60 % Referenzertragsniveau werden nun durch das Gesetz gefördert. Die Entscheidung über die Wirtschaftlichkeit solcher Standorte liegt dann allein in den Händen von Planern und Investoren. Obwohl die 60 % Beschränkung nicht mehr gilt, ist das Ertragsverhältnis eines Standortes bezüglich des Referenzertrages nach wie vor ein einfaches Kriterium zur vorläufigen Einschätzung für die Eignung für die Windenergienutzung. Im Vergleich zur Windgeschwindigkeit ist er als Kriterium besser geeignet, da er unterschiedliche Anlagengrößen und Nabenhöhen berücksichtigt. Außerdem wird die Höhe der Erträge nicht von der mittleren Windgeschwindigkeit, sondern von der Windgeschwindigkeitsverteilung bestimmt.



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).

| 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*

In 140 m Höhe stellt sich das Einbeck-Markoldendorfer Becken als ungeeignet für die Windenergienutzung dar, da dort das Referenzertragsniveau größtenteils unter 60 % liegt. Gleiches gilt außerdem für das Leinetal sowie sich diesem anschließende Täler im Osten des Untersuchungsgebietes. Sehr gut geeignete Gebiete finden sich dagegen sowohl an dem Selter nordöstlich von Naensen wie auch entlang dem Höhenzug der Ahlsburg an der südwestlichen Stadtgrenze. Recht günstige Windverhältnisse herrschen außerdem im Nordwesten zwischen Bartshausen und Rengershausen, westlich von Ahlshausen, in der Hube sowie am Süllberg. Das Gebiet um Naensen, Stroitz und Brunsen sowie westlich von Einbeck muss mit Werten zwischen 60 und 70 % nur als bedingt für die Windenergienutzung geeignet angesehen werden. Hier kommt es sehr genau auf die detaillierte Struktur des jeweiligen Mikrostandortes an. Eine definitive Aussage über die energetische Eignung wird erst ein standortbezogenes Gutachten möglich machen. In 100 m Höhe (siehe Anhang) erreichen lediglich die obersten Lagen der Hügelrücken das 60 % Niveau.

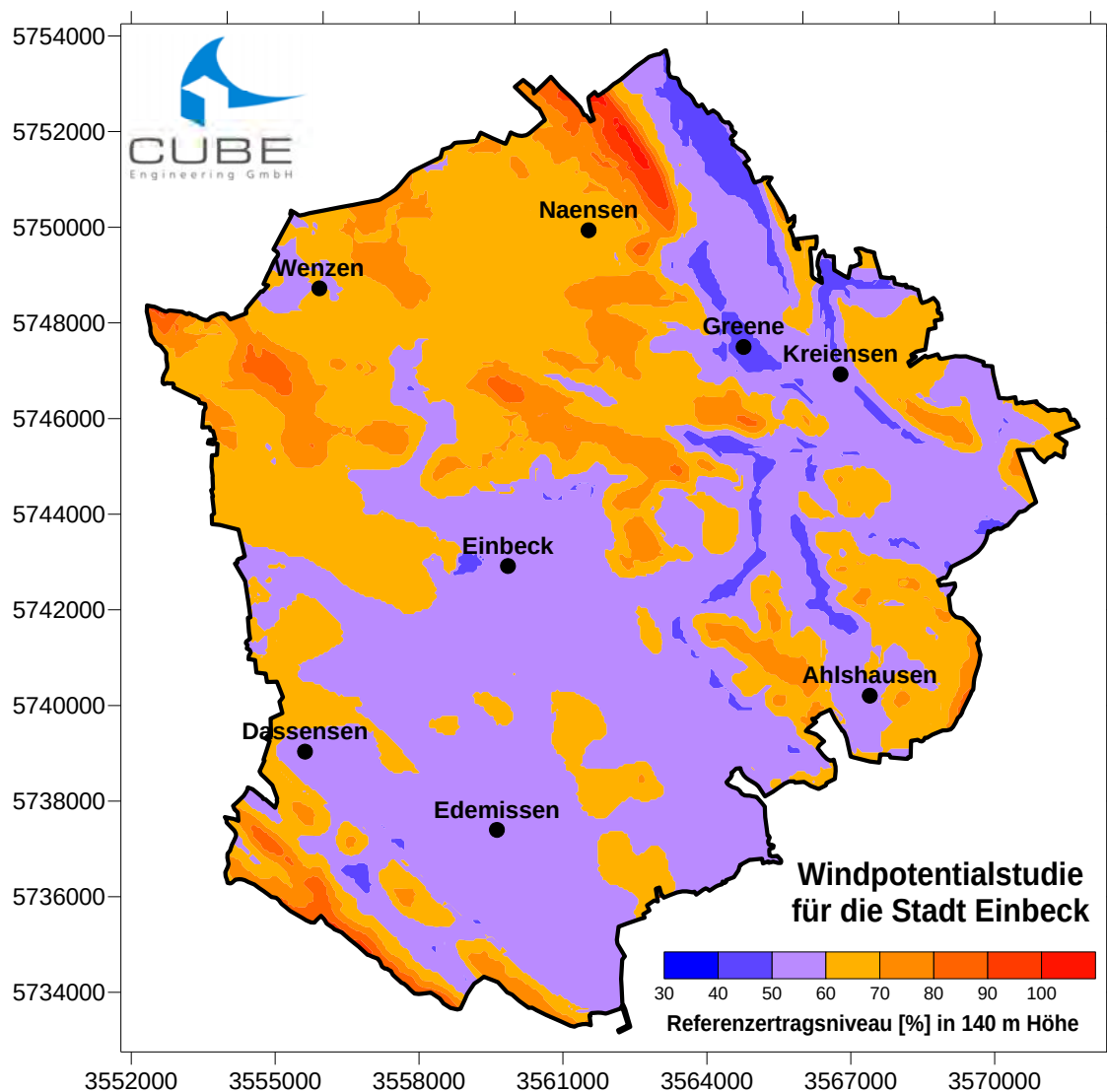


Abbildung 6: Darstellung des Referenzertragsniveaus in 140 m Höhe in Prozent

## **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 Stadtgebiet Einbeck 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 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                       | 4 %                 | 8 %           |
| Langzeitabgleich                | 0 %                 | 1 %           |
| Stabilität Langzeitwert         | 2 %                 | 4 %           |
| Modellierung Windfeld           | 6 %                 | 12 %          |
| Leistungskennlinie              | -                   | 5 %           |
| <b>Gesamtunsicherheit (RMS)</b> | <b>7,5 %</b>        | <b>15,8 %</b> |

Tabelle 2: Berechnungsunsicherheiten der Potentialstudie, gerundete Darstellung der Werte

Tabelle 2 zeigt die für die Untersuchungsfläche Stadtgebiet Einbeck angenommenen Einzelunsicherheiten (bzgl. Windgeschwindigkeit und Energieertrag) sowie den resultierenden Gesamtfehler. Demnach ergibt sich im vorliegenden Fall die resultierende gesamte **Berechnungsunsicherheit (RMS- bzw. Standardfehler) zu  $\pm 15,8$  %** des hier flächendeckend ermittelten Energieniveaus.

Als dominierend im vorliegenden Fall werden die Unsicherheiten für die Modellierung angesehen, die auf Erfahrungswerten für Standorte innerhalb des Untersuchungsgebietes gegebenen Komplexität beruhen und zudem vor dem Hintergrund der Waldsituation, der relativ großen Höhengschwankungen sowie der relativ großen Berechnungshöhen einen Aufschlag erfahren haben. Die Unsicherheit der Winddaten ist durch die im voran gegangenen Abschnitt durchgeführte Betrachtung von Vergleichs-WEA motiviert. Für die Unsicherheit des Langzeitwertes ist ein Wert in Höhe von 4 % berücksichtigt worden.

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 %, 85 %, 90 % und 95 % dargestellt.

| Überschreitungs-<br>wahrscheinlichkeit | Sicherheitsabschlag |
|----------------------------------------|---------------------|
| $p_{50}$                               | 0 %                 |
| $p_{75}$                               | -10,7 %             |
| $p_{RMS}$                              | -15,8 %             |
| $p_{85}$                               | -16,4 %             |
| $p_{90}$                               | -20,3 %             |
| $p_{95}$                               | -26,1 %             |

Tabelle 3: Sicherheitsabschläge für das Untersuchungsgebiet

Häufig wird die Zugrundelegung einer 90 %igen Sicherheit ( $p_{90}$ -Wert) entsprechend einem Risiko von 10 % als angemessen angesehen. Demnach sollte ein Sicherheitsabschlag von 20 % 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 % ausreichend. In diesen Zahlen sind eventuell erforderliche Abschläge für Verluste (z. B. Wartung, Eigenbedarf und Netzverluste) nicht enthalten.

## **8. ZUSAMMENFASSUNG**

Um im Untersuchungsgebiet, dem Stadtgebiet Einbeck die Windressourcen in einem Raster von  $50 \times 50$  m in den Höhen von 100 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 20 bestehender Anlagen im Stadtgebiet 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, die zu erwartenden Erträge einer Enercon E-82 E2 mit Nabenhöhen von 100 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 genannten Parameter weisen für die Höhen von 140 m über Grund die höher gelegenen, überwiegend bewaldeten Gebiete im Südwesten (Ahlsburg), im Norden (Selter), Bereiche um Ahlshausen sowie Bereiche der Hube bezüglich der Windhöflichkeit als für die Windenergienutzung geeignet aus. Hierbei ist zu bemerken, dass nach den Aussagen des Landes-Raumordnungsprogrammes Niedersachsens Wald wegen seiner vielfältigen Funktionen, insbesondere wegen seiner klimaökologischen Bedeutung, nicht für die Nutzung der Windenergie in Anspruch genommen werden soll. Im Nordwesten bei Rengershausen liegen ebenfalls relativ günstige Verhältnisse vor. Die niedrigeren Gebiete z. B. südlich von Einbeck eignen sich dagegen eher weniger für die Windenergienutzung.

## 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.

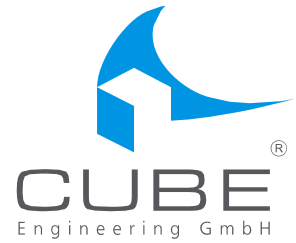
Keiler-Häuserindex Version 2011: Betreiber-Datenbasis: <http://www.btrdb.de/btrdb> (November 2012)

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

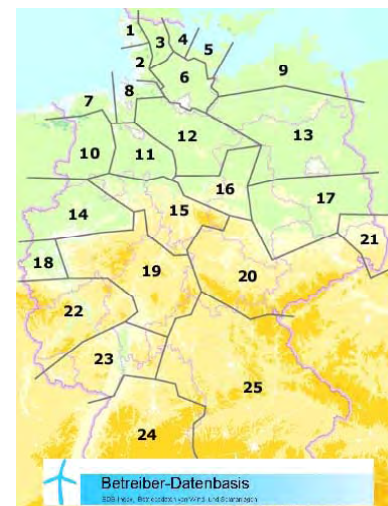
## **Ertragsindex CUBE\_2012**

(gültig ab 02/ 2012)

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

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

In Deutschland wird zum Langzeitabgleich von WEA-Betriebsergebnissen in der Regel der BDB-Index der Betreiber-Datenbasis<sup>4</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.



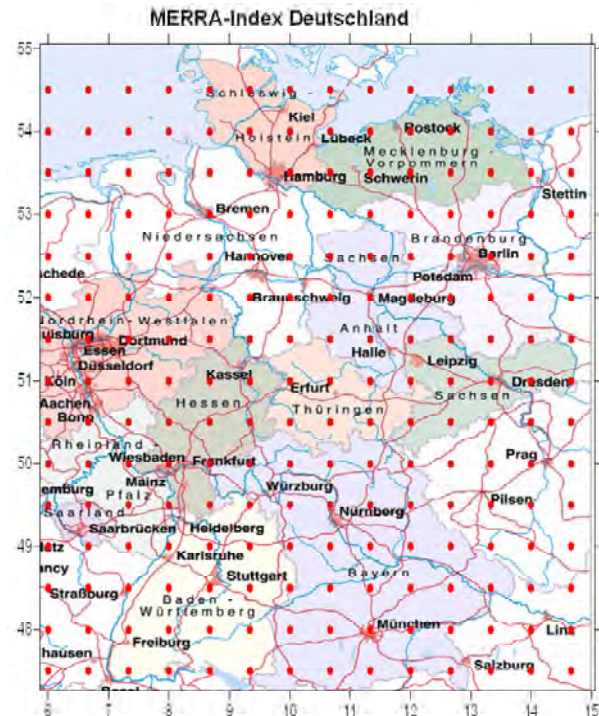
---

<sup>4</sup> [www.btrdb.de](http://www.btrdb.de)

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

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 zeitnaher Perioden und in der Zukunft möglicherweise weiterhin in der Tendenz unterbewertet werden.

Zur besseren Absicherung ihrer Windgutachten wurde von der CUBE Engineering GmbH bereits Anfang 2011 ein zweiter vom BDB-Index unabhängiger Index entwickelt und zur Bewertung von Wind- und Ertragsbedingungen hinzugezogen. Denn nur durch den Vergleich von auf unabhängigen Daten beruhenden Indizes kann deren zeitliche Konsistenz sicher geprüft und bewertet werden, weshalb ein derartiges Vorgehen auch in der Technischen Richtlinie 6 (TR6) der Fördergesellschaft Wind vorgeschrieben wird. Der im Jahr 2011 von CUBE entwickelte Index beruhte auf dem Windatlas für Deutschland der anemos GmbH<sup>5</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>6</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 bis heute in stündlicher Auflösung vor.

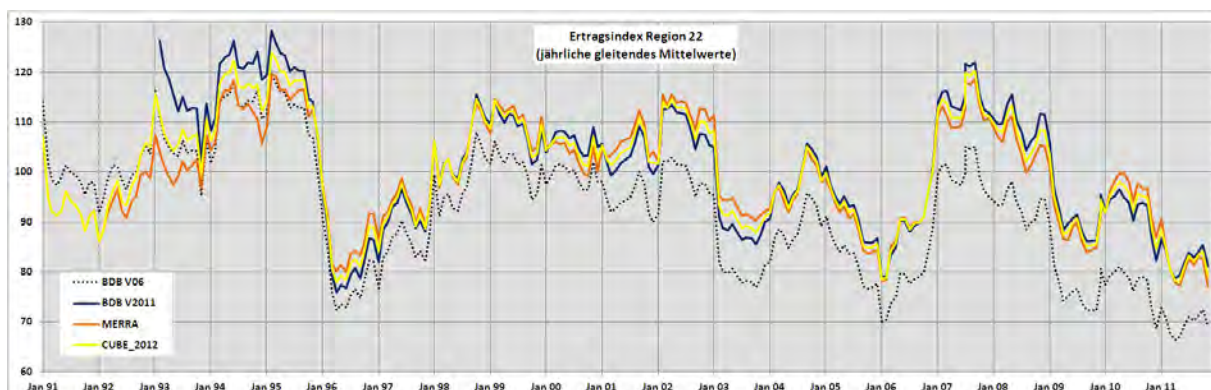
Zur Ableitung des CUBE-Ertragsindex werden diese Winddaten mit einer repräsentativen Leistungskennlinie und der jeweils aktuellen Luftdichte in stündliche Ertragswerte umgerechnet. Diese Werte werden monatlich summiert und mit dem Gesamtertrag der Periode 1996 – 2009 normiert. Der so erhaltene Ertragsindex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

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

<sup>6</sup> <http://gmao.gsfc.nasa.gov/merra>

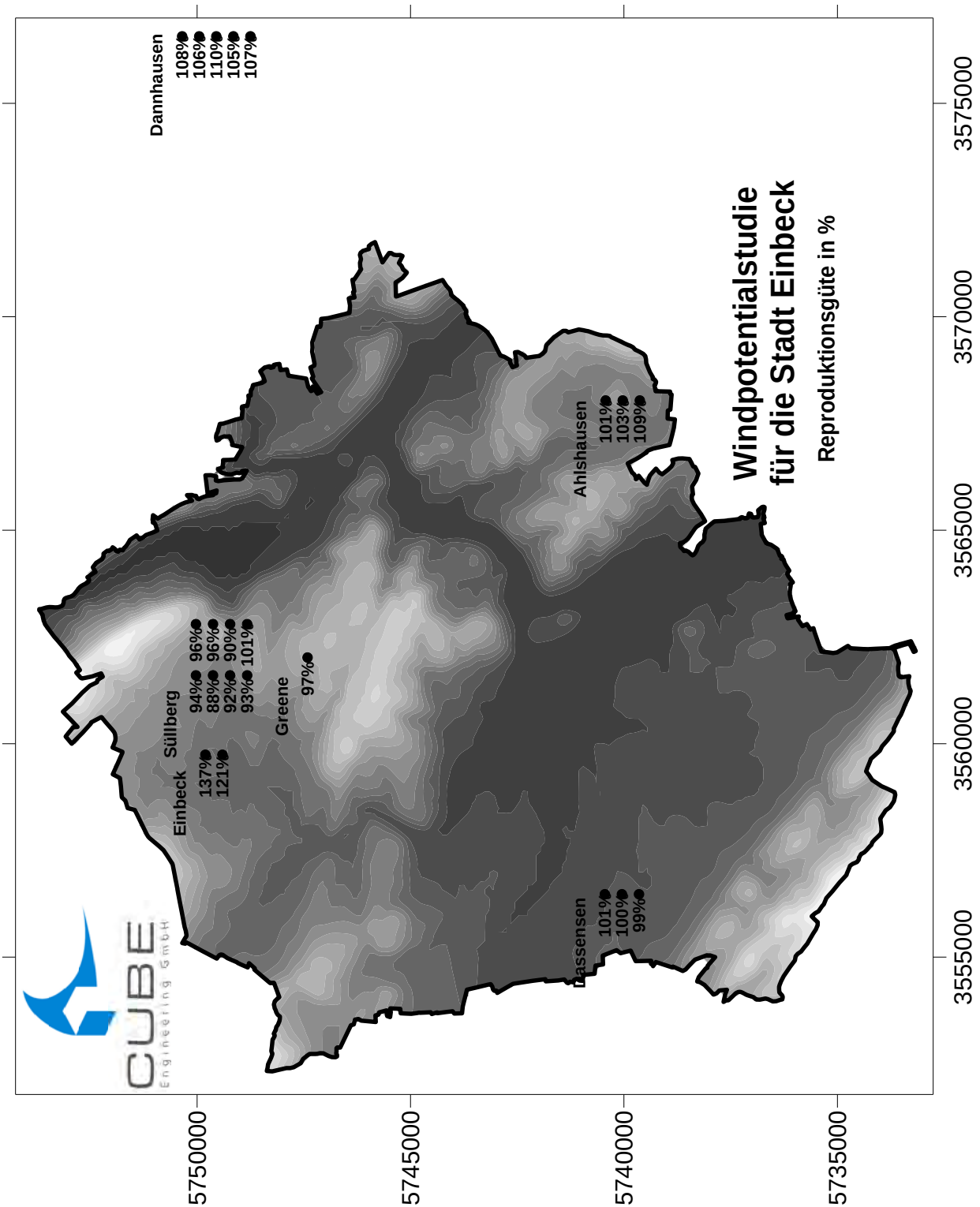


Ab Februar 2012 wird von CUBE eine Kombination des BDB-Index V2011 und des MERRA-Index unter der Bezeichnung CUBE\_2012 als Wind- und Ertragsindex für die Erstellung von Windgutachten eingesetzt. Der Mittelwert beider Indices wird als wahrscheinlichste Schätzung für den Ertragsindex angesehen, die Resultate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



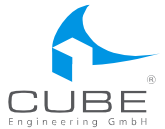
Mit dem bisherigen BDB-Index in der Version V06 ergaben sich Überschätzungen von Langzeiterträgen von typischerweise 5 – 20 %. Bereits mit der Einführung von CUBE\_2011 wurde diese Überschätzung weitgehend vermieden, was natürlich mit einer entsprechenden Abwärtskorrektur der Energieerträge verbunden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

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

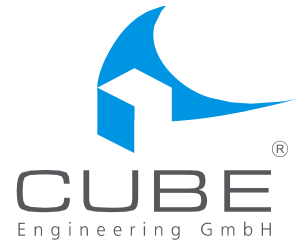


Übersicht der Vergleichs-WEA aus der Umgebung von :

Einbeck

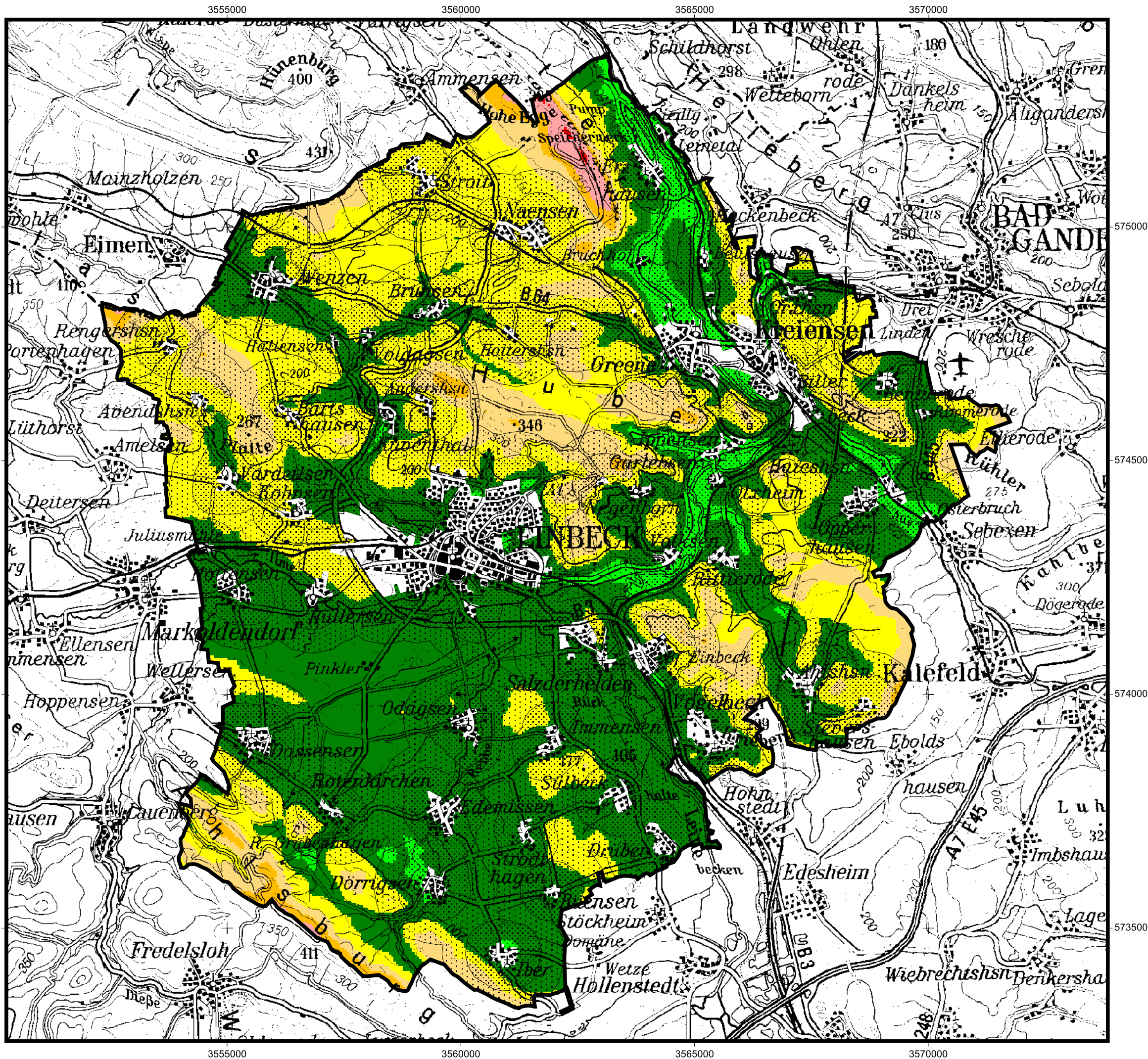


| Standort           | GK-Bessel (PD) |           | Typ                     | Nabenhöhe | Leistung | Leistungskennlinie                 | Schubbeiwerte        | Datenquelle | Datenumfang |                | Korrelation mit Langzeitdaten | Langzeitertrag/ Realertrag | Langzeitertrag 1996-2009 | Unsicherheit Index | Reproduktionsgüte |
|--------------------|----------------|-----------|-------------------------|-----------|----------|------------------------------------|----------------------|-------------|-------------|----------------|-------------------------------|----------------------------|--------------------------|--------------------|-------------------|
|                    | X              | Y         |                         |           |          |                                    |                      |             | von - bis   | gültige Monate |                               |                            |                          |                    |                   |
| Dassensen          | 3.557.008      | 5.740.263 | NEG MICON NM 60-1000    | 70        | 1000     | WINDTEST 09.08.99 1.225 20.00 0.00 | WindPRO-Standard     | BDB         | 04/07-11/08 | 18             | 0,966                         | 103%                       | 1156                     | ±1,8%              | 101%              |
| Dassensen          | 3.556.340      | 5.739.903 | NEG MICON NM 60-1000    | 70        | 1000     | WINDTEST 09.08.99 1.225 20.00 0.00 | WindPRO-Standard     | BDB         | 04/07-11/08 | 18             | 0,977                         | 101%                       | 1147                     | ±3,9%              | 100%              |
| Dassensen          | 3.556.072      | 5.739.974 | NEG MICON NM 60-1000    | 70        | 1000     | WINDTEST 09.08.99 1.225 20.00 0.00 | WindPRO-Standard     | BDB         | 04/07-11/08 | 17             | 0,976                         | 106%                       | 1203                     | ±3,3%              | 99%               |
| Einbeck            | 3.559.676      | 5.749.964 | ENERCON E-82/2MW        | 98        | 2000     | DEWI-PV 0511-016.3                 | Herstellerberechnung | Vertraulich | 12/09-01/12 | 22             | 0,984                         | 99%                        | Vertraulich              | ±1,3%              | 137%              |
| Einbeck            | 3.559.805      | 5.749.247 | ENERCON E-82/2 3MW E2   | 108       | 2300     | DWG MP10 027                       | Herstellerberechnung | Vertraulich | 04/12-11/12 | 8              | 0,926                         | 138%                       | Vertraulich              | ±6,5%              | 121%              |
| Kreiensen-Süllberg | 3.561.588      | 5.748.548 | ENERCON E-58/10.58      | 71        | 1000     | WT2115/02                          | WindPRO-Standard     | Vertraulich | 01/04-04/08 | 50             | 0,988                         | 95%                        | Vertraulich              | ±0,5%              | 94%               |
| Kreiensen-Süllberg | 3.561.836      | 5.748.467 | ENERCON E-58/10.58      | 71        | 1000     | WT2115/02                          | WindPRO-Standard     | Vertraulich | 01/04-04/08 | 51             | 0,986                         | 96%                        | Vertraulich              | ±0,4%              | 88%               |
| Kreiensen-Süllberg | 3.562.138      | 5.748.460 | ENERCON E-58/10.58      | 71        | 1000     | WT2115/02                          | WindPRO-Standard     | Vertraulich | 01/04-04/08 | 51             | 0,989                         | 95%                        | Vertraulich              | ±0,2%              | 92%               |
| Kreiensen-Süllberg | 3.562.421      | 5.748.487 | ENERCON E-58/10.58      | 71        | 1000     | WT2115/02                          | WindPRO-Standard     | Vertraulich | 01/04-04/08 | 50             | 0,988                         | 94%                        | Vertraulich              | ±0,3%              | 93%               |
| Kreiensen-Süllberg | 3.562.715      | 5.748.486 | ENERCON E-58/10.58      | 71        | 1000     | WT2115/02                          | WindPRO-Standard     | Vertraulich | 01/04-04/08 | 51             | 0,979                         | 95%                        | Vertraulich              | ±0,3%              | 96%               |
| Kreiensen-Süllberg | 3.562.300      | 5.748.848 | ENERCON E-58/10.58      | 71        | 1000     | WT2115/02                          | WindPRO-Standard     | Vertraulich | 01/04-04/08 | 51             | 0,986                         | 95%                        | Vertraulich              | ±0,8%              | 96%               |
| Kreiensen-Süllberg | 3.562.803      | 5.748.848 | ENERCON E-58/10.58      | 71        | 1000     | WT2115/02                          | WindPRO-Standard     | Vertraulich | 01/04-04/08 | 51             | 0,990                         | 98%                        | Vertraulich              | ±0,5%              | 90%               |
| Einbeck-Süllberg   | 3.561.799      | 5.748.873 | NEG MICON NM 60-1000    | 70        | 1000     | WINDTEST 09.08.99 1.225 20.00 0.00 | Herstellerberechnung | Vertraulich | 11/09-11/12 | 34             | 0,985                         | 103%                       | Vertraulich              | ±2,6%              | 101%              |
| Greene             | 3.562.018      | 5.747.412 | ANBONUS AN 600kW / 44-3 | 58        | 600      | WICO 06/98 1.225 25.0 0.00         | WindPRO-Standard     | Vertraulich | 06/98-03/01 | 33             | 0,979                         | 90%                        | Vertraulich              | ±0,5%              | 97%               |
| Ahlshausen         | 3.568.073      | 5.740.140 | TACKE TW 600            | 50        | 600      | DEWI 06/95 1.225 25.00 0.00        | WindPRO-Standard     | BDB         | 01/98-10/04 | 72             | 0,973                         | 101%                       | 790                      | ±1,0%              | 101%              |
| Ahlshausen         | 3.568.030      | 5.739.977 | ENERCON E-40/5.40       | 65        | 500      | WINDTEST 6/99 1.225 25 0.00        | WindPRO-Standard     | Vertraulich | 01/97-12/01 | 57             | 0,978                         | 95%                        | Vertraulich              | ±2,0%              | 103%              |
| Ahlshausen         | 3.568.017      | 5.739.966 | ENERCON E-53/8.53       | 73        | 800      | WT5627/07                          | Herstellerberechnung | Vertraulich | 12/11-11/12 | 10             | 0,958                         | 106%                       | Vertraulich              | ±3,2%              | 109%              |
| Dannhausen         | 3.576.532      | 5.749.543 | ENERCON E-40/6.44       | 78        | 600      | WT 1872/01                         | Herstellerberechnung | Vertraulich | 07/02-05/08 | 67             | 0,987                         | 100%                       | Vertraulich              | ±0,4%              | 108%              |
| Dannhausen         | 3.576.574      | 5.749.751 | ENERCON E-40/6.44       | 78        | 600      | WT 1872/01                         | Herstellerberechnung | Vertraulich | 07/02-05/08 | 68             | 0,983                         | 103%                       | Vertraulich              | ±0,6%              | 106%              |
| Dannhausen         | 3.576.781      | 5.749.331 | ENERCON E-66/18.70      | 65        | 1800     | DEWI PV 0002-05-F LM70/2           | Herstellerberechnung | Vertraulich | 01/01-05/08 | 82             | 0,985                         | 102%                       | Vertraulich              | ±0,7%              | 110%              |
| Dannhausen         | 3.576.708      | 5.749.614 | ENERCON E-66/18.70      | 65        | 1800     | DEWI PV 0002-05-F LM70/2           | Herstellerberechnung | Vertraulich | 07/02-05/08 | 64             | 0,984                         | 102%                       | Vertraulich              | ±0,3%              | 105%              |
| Dannhausen         | 3.576.257      | 5.749.511 | VESTAS V90-2.0MW        | 95        | 2000     | Risø-I-2200-1                      | Herstellerberechnung | Vertraulich | 12/09-11/12 | 28             | 0,967                         | 113%                       | Vertraulich              | ±0,5%              | 107%              |



**Anhang III**    Karten der mittleren Windgeschwindigkeit in 100 m und 140 m Höhe über Grund





500 m Zone um Siedlungen

1000 m Zone um Siedlungen

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

Einheiten in m/s

© Bundesamt für Kartographie und Geodäsie, Frankfurt am Main  
Vervielfältigung, Verbreitung und öffentliche Zugänglichmachung,  
auch auszugsweise, mit Quellenangabe gestattet.

Maßstab: Ca. 1 : 80.000

1000 0 1000 2000 Meter

Kunde:  
Stadt Einbeck

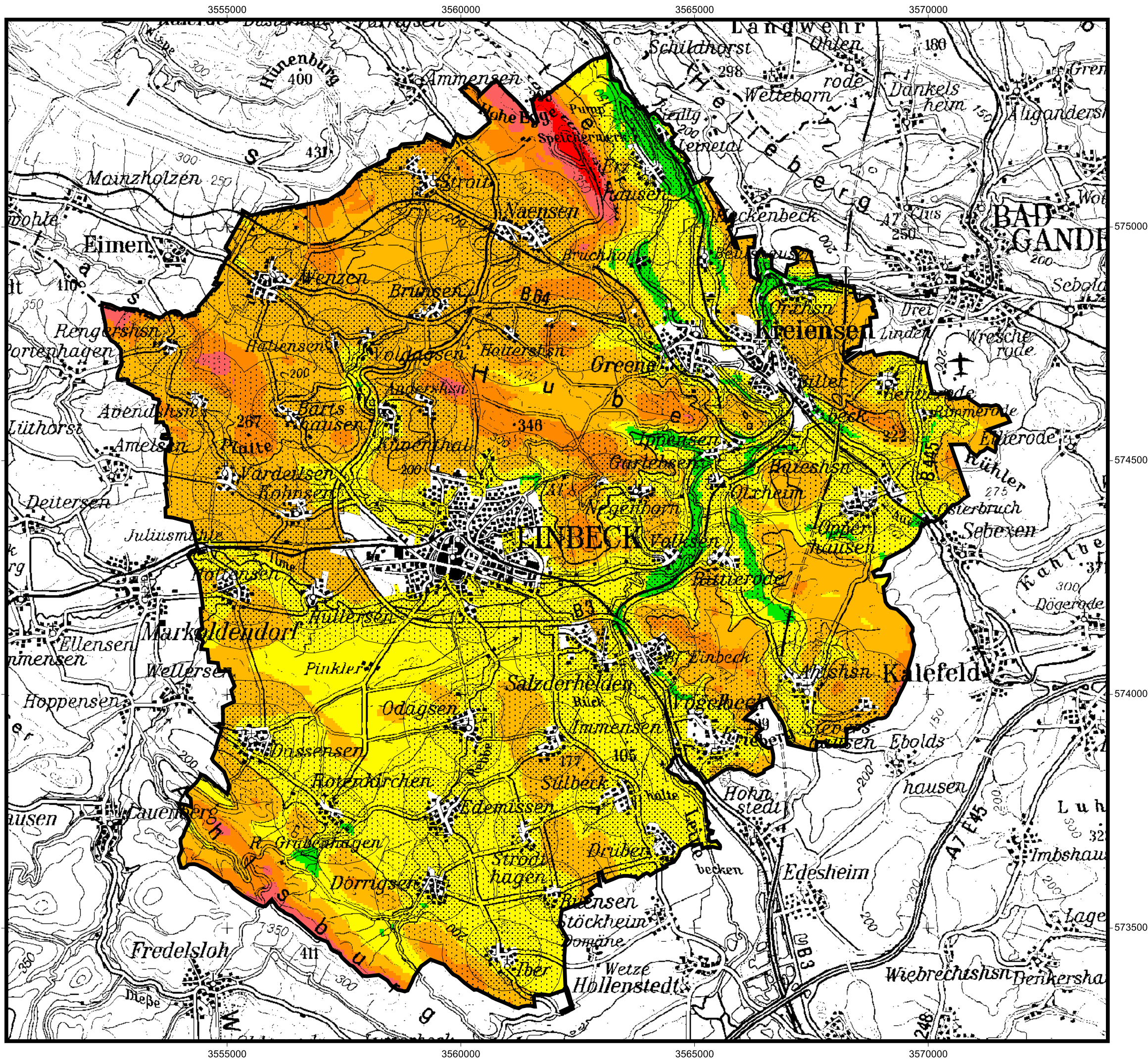
Dateiname:  
12-1-2181\_Windgeschw\_100m.pdf

Datum:  
31.07.2013

Gezeichnet:  
D. Fremgen

Auftragnehmer:  
CUBE Engineering GmbH  
Breitscheidstr. 6  
D - 34119 Kassel/Germany  
Tel: +49 561 288573-0  
Fax: +49 561 288573-19  
www.cube-engineering.com





Titel:

Windgeschwindigkeit  
in 140 m über Grund

Projekt:

Windpotentialstudie Stadt Einbeck

Projektnummer:

12-1-2181

Legende

500 m Zone um Siedlungen

1000 m Zone um Siedlungen

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

Einheiten in m/s

© Bundesamt für Kartographie und Geodäsie, Frankfurt am Main  
Vervielfältigung, Verbreitung und öffentliche Zugänglichmachung,  
auch auszugsweise, mit Quellenangabe gestattet.

Maßstab: Ca. 1 : 80.000

1000 0 1000 2000 Meter

Kunde:

Stadt Einbeck

Dateiname:

12-1-2181\_Windgeschw\_140.pdf

Datum:

24.01.2013

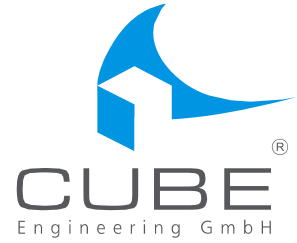
Gezeichnet:

D. Fremgen

Auftragnehmer:

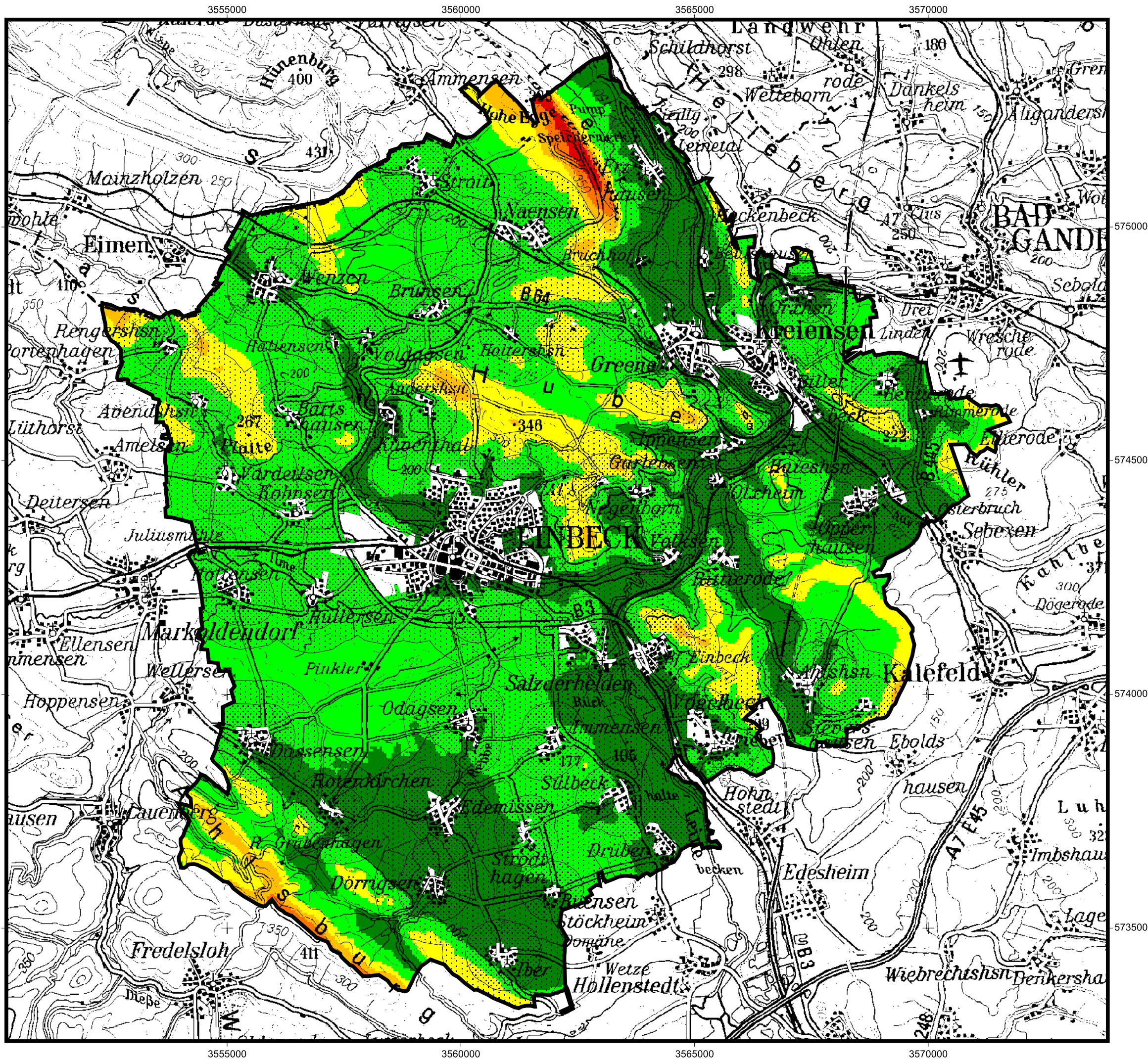
CUBE Engineering GmbH  
Breitscheidstr. 6  
D - 34119 Kassel/Germany  
Tel: +49 561 288573-0  
Fax: +49 561 288573-19  
www.cube-engineering.com

CUBE  
Engineering GmbH



**Anhang IV**    Karten der mittleren Windleistung in 100 m und 140 m Höhe über Grund





**Titel:**  
Bruttowindenergie  
in 100 m über Grund

**Projekt:**  
Windpotentialstudie Stadt Einbeck

**Projektnummer:** 12-1-2181

**Legende**

500 m Zone um Siedlungen

1000 m Zone um Siedlungen

<150

150 - 200

200 - 250

250 - 300

300 - 350

>350

Einheiten in W/qm Rotorfläche

© Bundesamt für Kartographie und Geodäsie, Frankfurt am Main  
Vervielfältigung, Verbreitung und öffentliche Zugänglichmachung,  
auch auszugsweise, mit Quellenangabe gestattet.

Maßstab: Ca. 1 : 80.000

1000

0

1000

2000

 Meter

**Kunde:**  
Stadt Einbeck

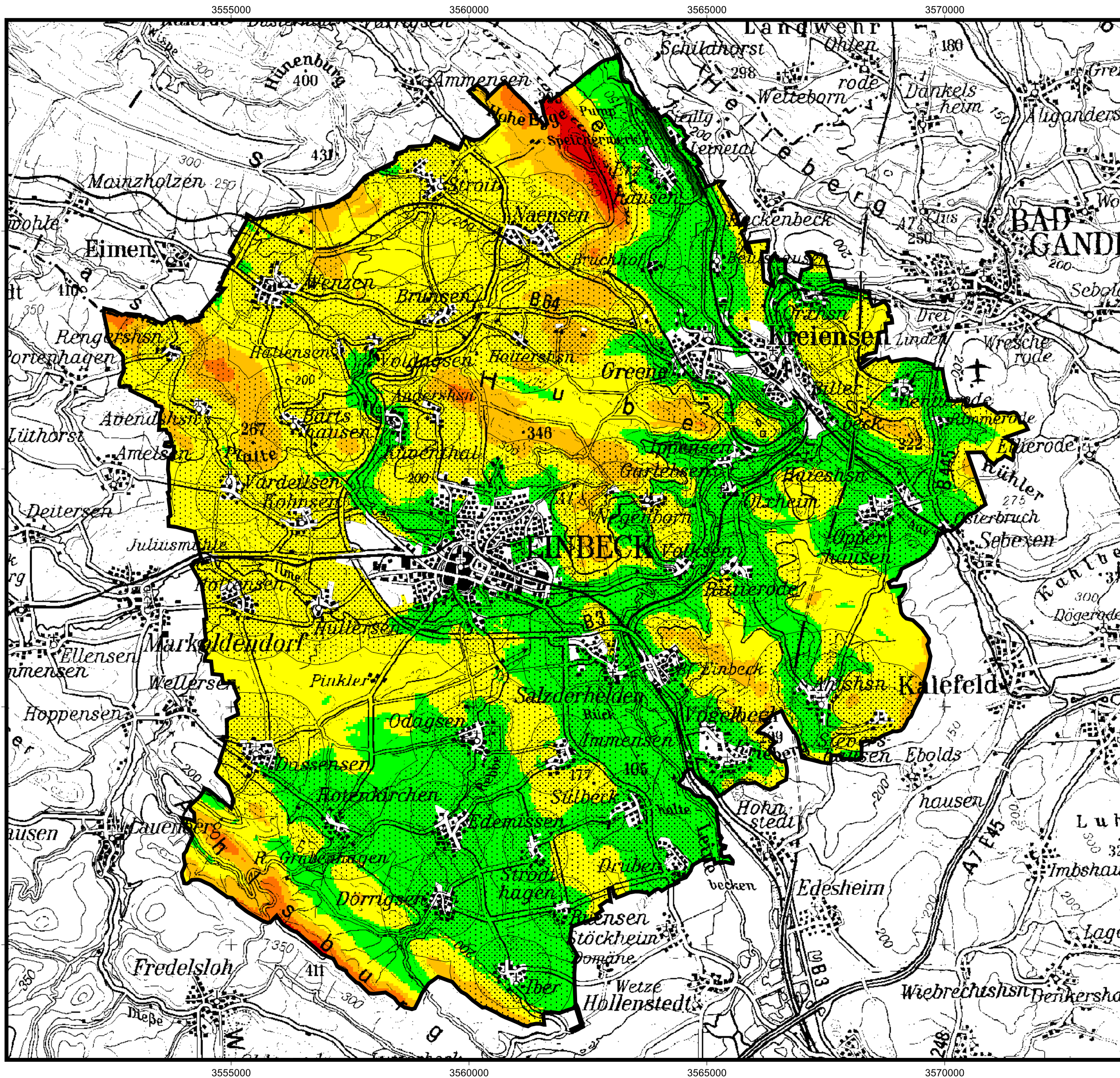
**Dateiname:**  
12-1-2181\_BWE\_100m.pdf

**Datum:**  
24.01.2013

**Gezeichnet:**  
D. Fremgen

**Auftragnehmer:**  
CUBE Engineering GmbH  
Breitscheidstr. 6  
D - 34119 Kassel/Germany  
Tel: +49 561 288573-0  
Fax: +49 561 288573-19  
[www.cube-engineering.com](http://www.cube-engineering.com)





Titel:  
Bruttowindenergie  
in 140 m über Grund

Projekt:  
Windpotentialstudie Stadt Einbeck

Projektnummer: 12-1-2181

## Legende

-  500 m Zone um Siedlungen
-  1000 m Zone um Siedlungen
-  <150
-  150 - 200
-  200 - 250
-  250 - 300
-  300 - 350
-  >350

Einheiten in W/qm Rotorfläche

© Bundesamt für Kartographie und Geodäsie, Frankfurt am Main  
Vervielfältigung, Verbreitung und öffentliche Zugänglichmachung,  
auch auszugsweise, mit Quellenangabe gestattet.

Maßstab: Ca. 1 : 80.000  
1000 0 1000 2000 Meter



Kunde:  
Stadt Einbeck

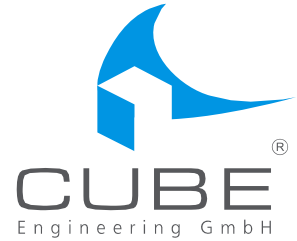
Dateiname:  
12-1-2181\_BWE\_140m.pdf

Datum:  
24.01.2013

Gezeichnet:  
D. Fremgen

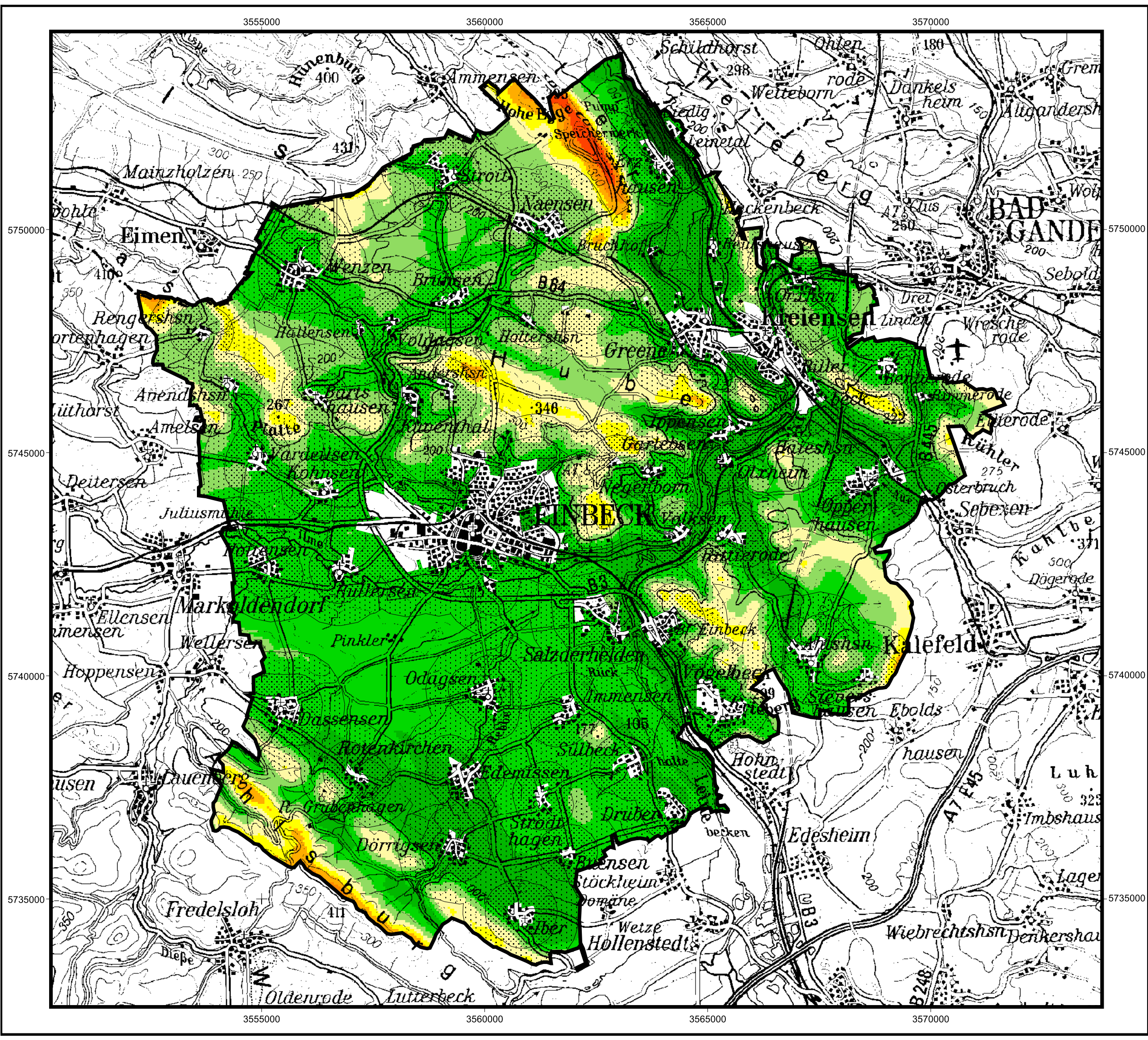
Auftragnehmer:  
CUBE Engineering GmbH  
Breitscheidstr. 6  
D - 34119 Kassel/Germany  
Tel: +49 561 288573-0  
Fax: +49 561 288573-19  
www.cube-engineering.com





**Anhang V**    Karten des Energieertrages einer Enercon E-82 E2 in 100 m und 140 m Höhe  
über Grund





**Titel:**

Ertrag einer E-82 E2  
in 100 m über Grund

**Projekt:**

Windpotentialstudie Stadt Einbeck

**Projektnummer:** 12-1-2181

**Legende**

500 m Zone um Siedlungen

1000 m Zone um Siedlungen

<2500

2500 - 3000

3000 - 3500

3500 - 4000

4000 - 4500

4500 - 5000

5000 - 5500

5500 - 6000

>6000

Einheiten in MWh/a

© Bundesamt für Kartographie und Geodäsie, Frankfurt am Main  
Vervielfältigung, Verbreitung und öffentliche Zugänglichmachung,  
auch auszugsweise, mit Quellenangabe gestattet.

Maßstab: Ca. 1 : 80.000

1000

0

1000

2000

Meter

**Kunde:**

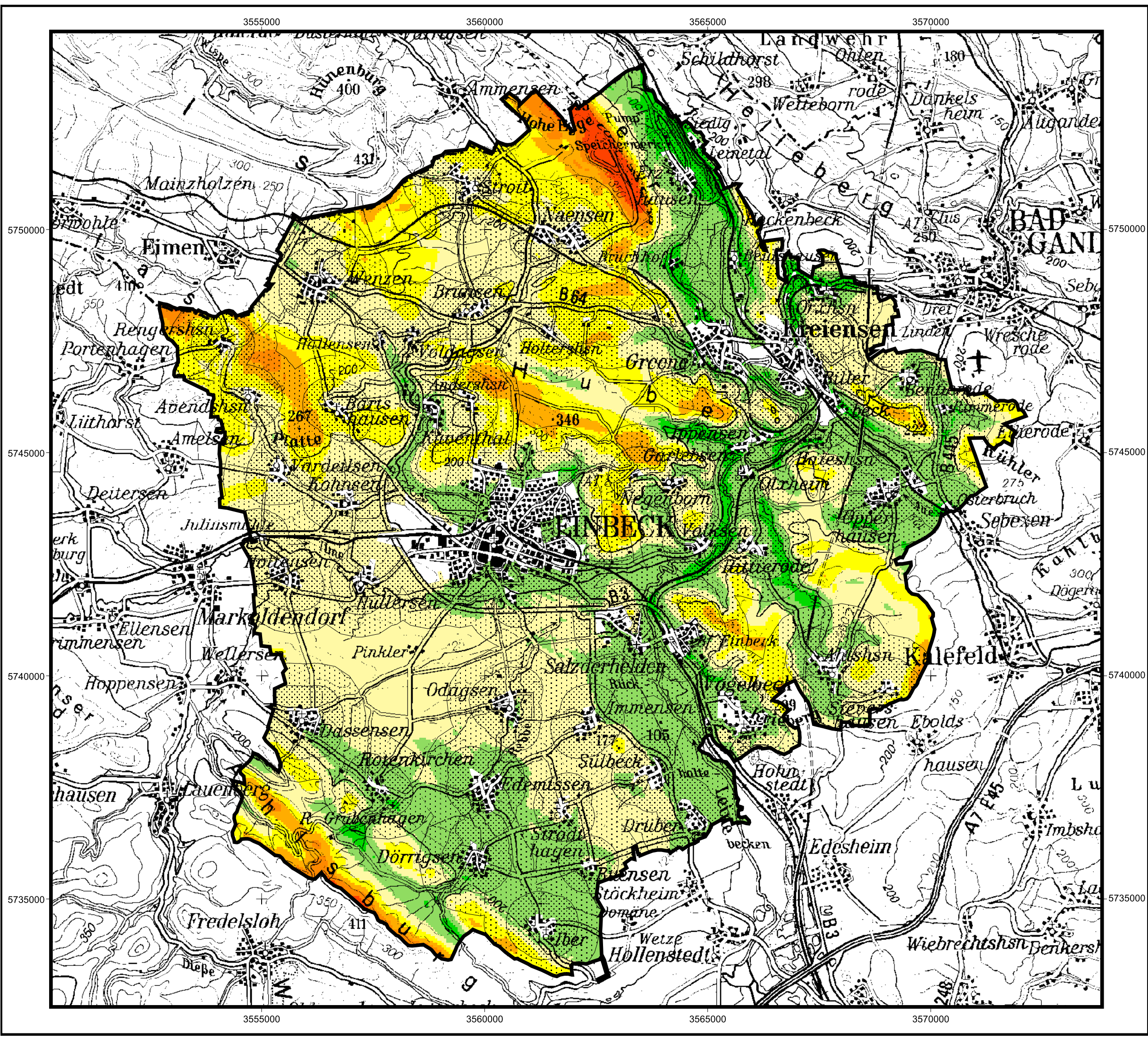
Stadt Einbeck

|                                                         |                                        |                                             |
|---------------------------------------------------------|----------------------------------------|---------------------------------------------|
| <p><b>Dateiname:</b></p> <p>12-1-2181_pE82_100m.pdf</p> | <p><b>Datum:</b></p> <p>24.01.2013</p> | <p><b>Gezeichnet:</b></p> <p>D. Fremgen</p> |
|---------------------------------------------------------|----------------------------------------|---------------------------------------------|

**Auftragnehmer:**

CUBE Engineering GmbH  
Breitscheidstr. 6  
D - 34119 Kassel/Germany  
Tel: +49 561 288573-0  
Fax: +49 561 288573-19  
www.cube-engineering.com





**Titel:**  
Ertrag einer E-82 E2  
in 140 m über Grund

**Projekt:**  
Windpotentialstudie Stadt Einbeck

**Projektnummer:** 12-1-2181

**Legende**

500 m Zone um Siedlungen

1000 m Zone um Siedlungen

<2500

2500 - 3000

3000 - 3500

3500 - 4000

4000 - 4500

4500 - 5000

5000 - 5500

5500 - 6000

>6000

Einheiten in MWh/a

© Bundesamt für Kartographie und Geodäsie, Frankfurt am Main  
Vervielfältigung, Verbreitung und öffentliche Zugänglichmachung,  
auch auszugsweise, mit Quellenangabe gestattet.

Maßstab: Ca. 1 : 80.000

1000

0

1000

2000

Meter

**Kunde:**  
Stadt Einbeck

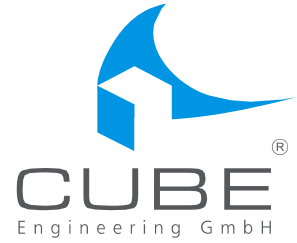
**Dateiname:**  
12-1-2181\_pE82\_140m.pdf

**Datum:**  
24.01.2013

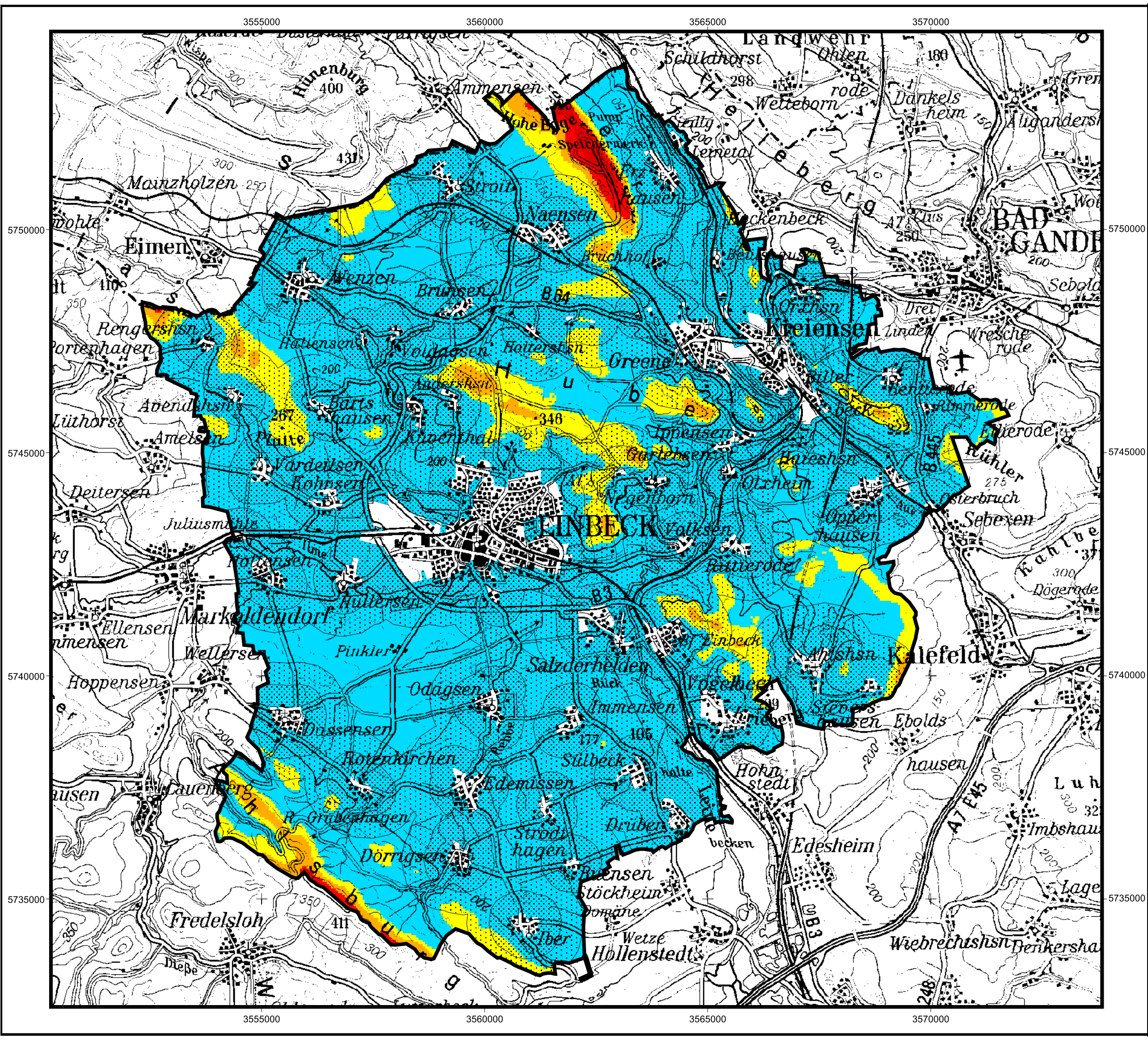
**Gezeichnet:**  
D. Fremgen

**Auftragnehmer:**  
CUBE Engineering GmbH  
Breitscheidstr. 6  
D - 34119 Kassel/Germany  
Tel: +49 561 288573-0  
Fax: +49 561 288573-19  
www.cube-engineering.com





**Anhang VI**    Karten des Verhältnisses zum Referenzertrag in 100 m und 140 m Höhe über Grund



**Titel:**  
Verhältnis zum Referenzertrag  
in 100 m über Grund

**Projekt:**  
Windpotentialstudie Stadt Einbeck

**Projektnummer:** 12-1-2181

**Legende**

500 m Zone um Siedlungen

1000 m Zone um Siedlungen

<60

60 - 70

70 - 80

80 - 90

90 - 100

>100

Werte in Prozent  
zum Referenzertrag

© Bundesamt für Kartographie und Geodäsie, Frankfurt am Main  
Vervielfältigung, Verbreitung und öffentliche Zugänglichmachung  
auch auszugsweise, mit Quellenangabe gestattet.

Maßstab: Ca. 1 : 80.000

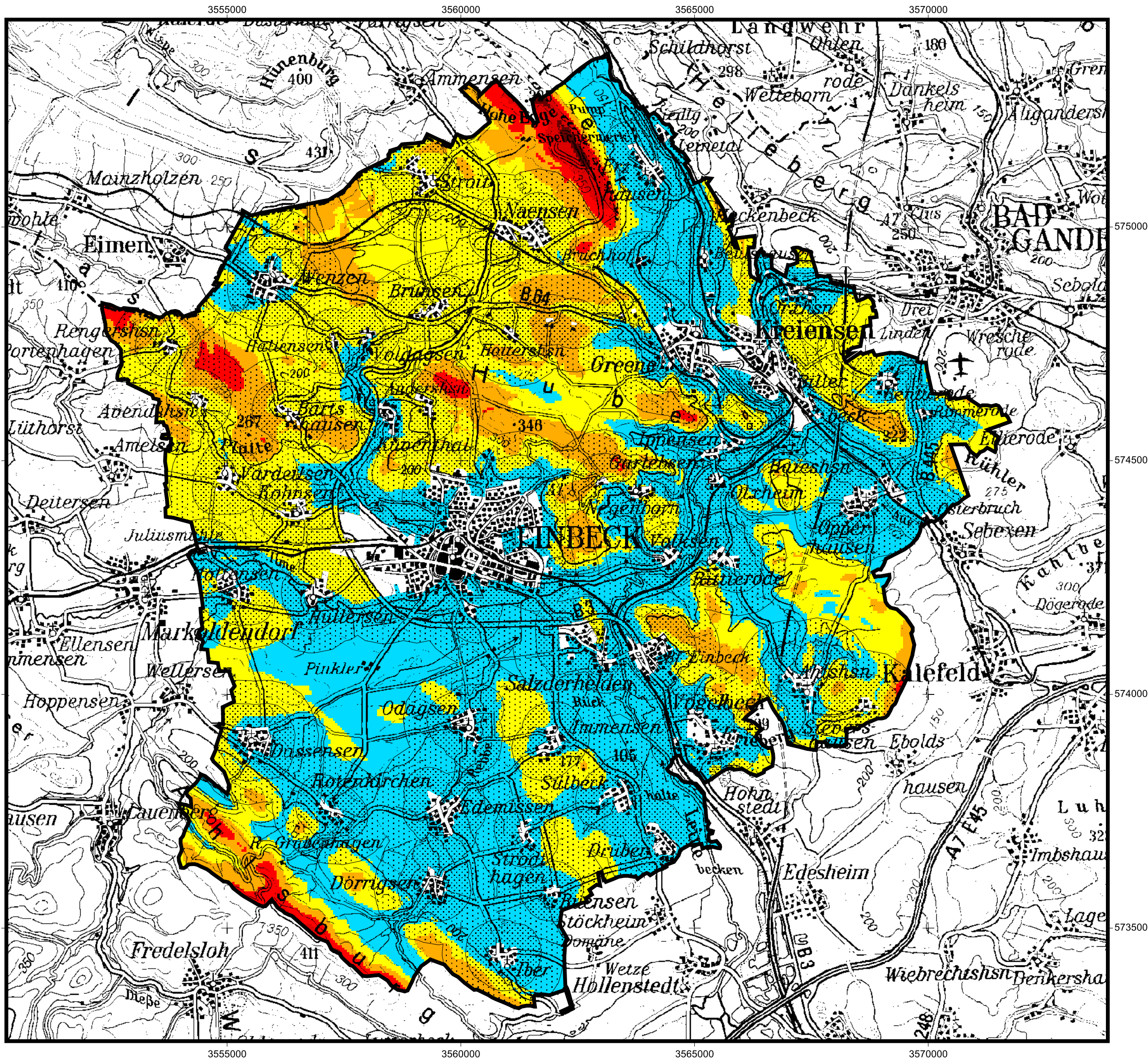
1000 0 1000 2000 Meter

**Kunde:**  
Stadt Einbeck

|                                                     |                                     |                                          |
|-----------------------------------------------------|-------------------------------------|------------------------------------------|
| <p><b>Dateiname:</b><br/>12-1-2181_p60_100m.pdf</p> | <p><b>Datum:</b><br/>31.07.2013</p> | <p><b>Gezeichnet:</b><br/>D. Fremgen</p> |
|-----------------------------------------------------|-------------------------------------|------------------------------------------|

**Auftragnehmer:**  
CUBE Engineering GmbH  
Breitscheidstr. 6  
D - 34119 Kassel/Germany  
Tel: +49 561 288573-0  
Fax: +49 561 288573-19  
[www.cube-engineering.com](http://www.cube-engineering.com)





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

**Projekt:**  
Windpotentialstudie Stadt Einbeck

**Projektnummer:** 12-1-2181

**Legende**

500 m Zone um Siedlungen

1000 m Zone um Siedlungen

<60

60 - 70

70 - 80

80 - 90

90 - 100

>100

Werte in Prozent  
zum Referenzertrag

© Bundesamt für Kartographie und Geodäsie, Frankfurt am Main  
Vervielfältigung, Verbreitung und öffentliche Zugänglichmachung  
auch auszugsweise, mit Quellenangabe gestattet.

Maßstab: Ca. 1 : 80.000

1000

0

1000

2000

Meter

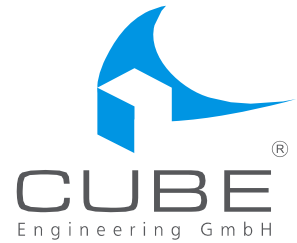
**Kunde:**  
Stadt Einbeck

**Dateiname:**  
12-1-2181\_p60\_140m.pdf

**Datum:**  
31.07.2013

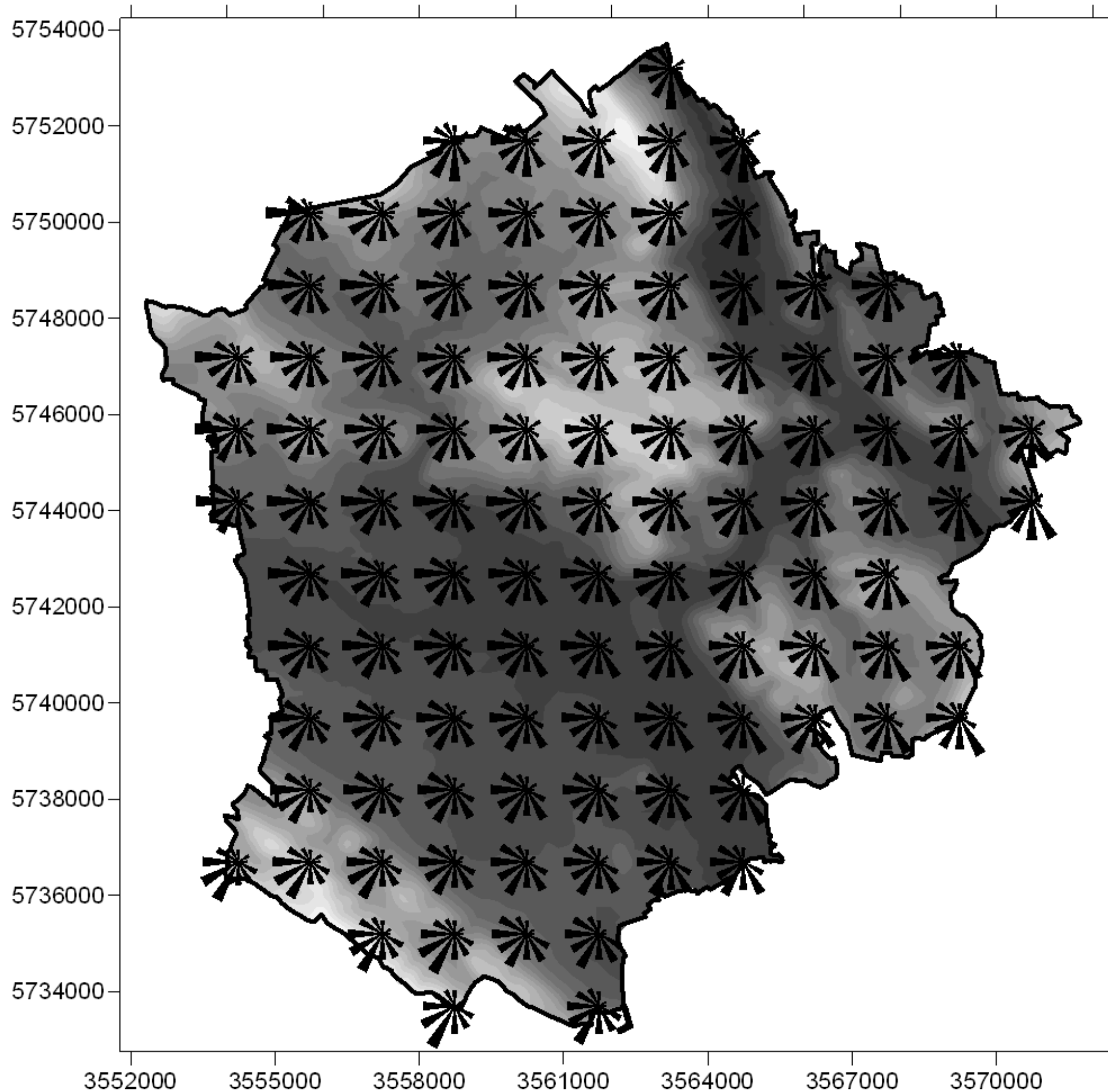
**Gezeichnet:**  
D. Fremgen

**Auftragnehmer:**  
CUBE Engineering GmbH  
Breitscheidstr. 6  
D - 34119 Kassel/Germany  
Tel: +49 561 288573-0  
Fax: +49 561 288573-19  
[www.cube-engineering.com](http://www.cube-engineering.com)



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





Titel:  
Windrichtungsverteilung  
in 140 m über Grund

Projekt:  
Windpotentialstudie Stadt Einbeck

Projektnummer: 12-1-2181

Maßstab: Ca. 1 : 45.000

1000 0 1000 2000 Meter



Kunde:  
Stadt Einbeck

Dateiname:  
12-1-2181\_Windrichtung\_140.pdf

Datum:  
30.01.2013

Gezeichnet:  
D. Fremgen

Auftragnehmer:  
CUBE Engineering GmbH  
Breitscheidstr. 6  
D - 34119 Kassel/Germany  
Tel: +49 561 288573-0  
Fax: +49 561 288573-19  
www.cube-engineering.com

