

Klassifikation von Standorten, Risiken (Due Diligence) und Repowering-Potential von Windkraftanlagen anhand von Projekt- und Betriebsdaten analysierter Windkraftprojekte

Masterthesis von Dipl. Phys. Peter Bakalov

Vorgelegt an der Hochschule für Angewandte Wissenschaften
Hamburg am 31. Januar 2012

Erstprüfer: Prof. Dr.-Ing. Joachim Koeppen
Zweitprüfer: Prof. Dipl.-Ing. Peter Dalhoff

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	iii
Abbildungsverzeichnis	iv
Danksagung	vi
Zusammenfassung	vii
Abstract	ix
Übersicht	xi
1 Einleitung.....	1
2 Methodik.....	2
2.1 Auswertungsprozess	2
2.2 Programmierung.....	3
2.3 Analyse.....	4
2.4 Datenmodellierung.....	4
2.5 Business Intelligence	5
2.5.1 Data Warehouse.....	6
2.5.2 Würfeldesign.....	6
2.5.3 Reporting.....	7
2.6 Qualitätssicherung	8
2.6.1 Stichproben	8
2.6.2 Wertebereichsanalysen	8
2.6.3 Plausibilitätschecks für geographische Objekte	8
2.6.4 Datenergänzung und Datenanpassung.....	9
2.7 Hellmann-Approximation.....	10
3 Datenherkunft	12
3.1 Windgutachten.....	12
3.2 Technische Due Diligence	14
3.3 WEA-Katalog.....	15
3.4 Wikipedia.....	15
4 Ergebnisse.....	16
4.1 Datenmodell	16
4.2 Geographische Auswertungen.....	19
4.2.1 Übersicht georeferenzierter Objekte	19
4.2.1.1 Gesamtdarstellung	19
4.2.1.2 Umkreis Hamburg	21
4.2.1.3 Umkreis Hannover	21
4.2.2 Windfeldanalyse	22

4.2.2.1	Hellmann-Approximation	22
4.2.2.2	Windatlas	26
4.2.2.3	Detailanalyse Olsberg-Heidkopf, Winterfeld-Altenfeld	27
4.2.2.4	Detailanalyse Blumberg, Birkholz, Lindenberg, Eiche	30
4.2.3	Wetterstationen	34
4.2.3.1	Verwendungshäufigkeit.....	35
4.2.3.2	Höhenlagen.....	35
4.2.3.3	Entfernungen	36
4.3	Kennzahlenspezifische Auswertungen.....	37
4.3.1	Nennleistung.....	37
4.3.2	Parkertrag.....	38
4.3.3	Parkwirkungsgrad.....	39
4.3.4	Spezifische Jahresproduktion	40
4.3.5	Nabenhöhe	44
4.3.6	Unsicherheit	46
4.4	Due Diligence Auswertungen.....	50
4.4.1	Parkertrag.....	50
4.4.2	Sicherheitsabschlag.....	51
4.4.3	Gutachtervergleich.....	52
5	Ausblick	54
5.1	Datenbank	54
5.2	Auswertungen.....	54
5.3	WindGutachtenExpert.....	54
	Anhang Beispiel einer Windfeldberechnung.....	56
	Anhang Datenmodell	57
	Tabellen	57
	Typtabellen-Wertebereich	64
	Anhang WindGutachtenExpert.....	65
	Anhang Hellmann-Interpolation.....	68
	Leicht welliges, hügeliges und wenig komplexes Gelände	68
	Komplexes Gelände	68
	Sehr komplexes Gelände	68
	Leicht erhöhtes Gelände	69
	Anhang Nabenhöhen.....	70
	Abkürzungsverzeichnis	72
	Internetquellenverzeichnis	73
	Literaturverzeichnis.....	75

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Beispieltabelle Windpark	5
Tabelle 2 Häufigkeitsverteilung von Terraintypen.....	23
Tabelle 3 Interpolationsgleichungen für den Höhenexponent α	25
Tabelle 4 Datenbanktabellen	63
Tabelle 5 Wertebereich Typtabellen.....	64
Tabelle 6 Nabenhöhen.....	71

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Auswertungsprozess	3
Abbildung 2 Würfel in der multidimensionale Analyse	6
Abbildung 3 Datenmodell	17
Abbildung 4 Übersicht georeferenzierter Objekte im Datenbestand	20
Abbildung 5 Georeferenzierte Objekte im Umkreis 50 km von Hamburg	21
Abbildung 6 Georeferenzierte Objekte im Umkreis 50 km von Hannover	22
Abbildung 7 Geographische Verteilung von Terraintypen	23
Abbildung 8 Interpolationsgleichung für α (flaches Gelände)	24
Abbildung 9 Validierung Hellmann-Interpolation (flaches Gelände)	25
Abbildung 10 Windatlas Deutschland, mittlere Windgeschwindigkeit 50 m über Grund	26
Abbildung 11 Windatlas Deutschland, mittlere Windgeschwindigkeit 100 m über Grund	27
Abbildung 12 Detailanalyse Olsberg-Heidkopf, Winterberg-Altenfeld: Kartenausschnitt	28
Abbildung 13 Detailanalyse Olsberg-Heidkopf: Gelände	29
Abbildung 14 Geländeschnitt einer Profillinie vom Kahlen Asten bis zum Heidkopf	29
Abbildung 15 Detailanalyse Winterberg-Altenfeld: Gelände	30
Abbildung 16 Detailanalyse Blumberg, Birkholz, Lindenberg, Eiche: Kartenausschnitt	31
Abbildung 17 Detailanalyse Blumberg II: Luftaufnahme	31
Abbildung 18 Detailanalyse Birkholz III, IV, V: Luftaufnahme	32
Abbildung 19 Detailanalyse Lindenberg, Eiche: Luftaufnahme	33
Abbildung 20 Detailanalyse Lindenberg: Luftaufnahme	34
Abbildung 21 Detailanalyse Eiche: Luftaufnahme	34
Abbildung 22 Wetterstationen Deutschland: Verwendungshäufigkeit	35
Abbildung 23 Wetterstationen Deutschland: Höhe über NN	36
Abbildung 24 Wetterstationen Deutschland: Entfernungen vom Projektstandort	37
Abbildung 25 Nennleistung im Zeitverlauf	38
Abbildung 26 Parkertrag im Zeitverlauf	39
Abbildung 27 Parkwirkungsgrad über der WEA-Anzahl	40
Abbildung 28 Spezifische Produktion für ausgewählte WEA	41
Abbildung 29 Zeitverlauf der spezifischen Jahresproduktion für Enercon E-66/18.70	42
Abbildung 30 Zeitverlauf der spezifischen Jahresproduktion für Vestas V80-2.0 MW	42
Abbildung 31 Zeitverlauf der spezifischen Jahresproduktion für GE Wind Energ. 1.5sl	43
Abbildung 32 Zeitverlauf der spezifischen Jahresproduktion für Enercon E-40/6.44	43
Abbildung 33 Nabenhöhen	46
Abbildung 34 Zeitverlauf Gesamtunsicherheit und Unsicherheit Terrainbeschreibung	47
Abbildung 35 Zeitverlauf Unsicherheit Leistungskennlinie und Parkberechnung	48
Abbildung 36 Zeitverlauf Unsicherheit Windstatistik und Hügel	49
Abbildung 37 Zeitverlauf Unsicherheit Rauigkeit und Hindernisse	50
Abbildung 38 Parkertrag Due Diligence	51
Abbildung 39 Sicherheitsabschlag und Streuung im Zeitverlauf	52
Abbildung 40 Gutachtervergleich	53
Abbildung 41 WindGutachtenExpert: Startmaske	65
Abbildung 42 WindGutachtenExpert: Maske Gutachten – Reiter Gutachten	66
Abbildung 43 WindGutachtenExpert: Maske Gutachten – Reiter Unsicherheiten	67
Abbildung 44 Validierung Hellmann-Interpolation: Leicht wellig, hügelig, wenig komplex	68
Abbildung 45 Validierung Hellmann-Interpolation: Komplexes Gelände	68

Abbildung 46 Validierung Hellmann-Interpolation: sehr komplexes Gelände.....	68
Abbildung 47 Validierung Hellmann-Interpolation: leicht erhöhtes Gelände	69

*Seit ich des Suchens müde ward,
Erlernte ich das Finden.
Seit mir ein Wind hielt Widerpart,
Segl ich mit allen Winden.*

Friedrich Wilhelm Nietzsche

Danksagung

Hrn. Prof. Dr. Koeppen danke ich herzlich für seine Bereitschaft die Arbeit zu betreuen und für die Anregungen, die er mir während der Durchführung gab. Seinem spannenden, viele Bereiche abdeckenden Vortrag zur Nutzung der Windenergie an der Akademie für Erneuerbare Energien in Lüchow-Dannenberg verdanke ich mein Interesse für das Thema.

Hrn. Bergmann von der BBB Umwelttechnik GmbH in Weiden danke ich zu allererst für das mir entgegengebrachte Vertrauen. Aus den vielen Diskussionen mit ihm habe ich sehr viel über das Arbeitsumfeld und das Denken und Handeln eines Windgutachters gelernt. Viele der Ideen, die in die Arbeit Eingang gefunden haben, entwickelten sich aus unseren Gesprächen. Hierzu haben auch seine Mitarbeiter beigetragen, denen auch mein Dank gilt. Hrn. Kähler danke ich für die tatkräftige Unterstützung bei der Erfassung der Windgutachten.

Der Akademie für Erneuerbare Energien in Lüchow-Dannenberg, vertreten durch ihre Leiterin Frau Grud, danke ich für die Weitung meines Erfahrungs- und Wissenshorizonts im Bereich Erneuerbarer Energien, und nicht nur da. Ohne sie wäre diese Arbeit nicht entstanden.

Dank des intensiven Austauschs mit meinem Kollegen Dr. Kesper, der mich stets bereitwillig an seinem breiten Erfahrungsschatz teilhaben ließ, konnte ich mich in kurzer Zeit in die multidimensionale Analyse und die diesbezügliche Toolpalette von Microsoft einarbeiten. Dafür, für die zahlreichen Diskussionen zu Datenmodell, C#-Programmierung und Reporting und für sein Review danke ich ihm herzlich.

Meiner Kommilitonin Fr. Lerche danke ich herzlich für das ausführliche Review, für ihre Unterstützung bei der Übersetzung der Zusammenfassung und die vielen aufmunternden und bereichernden Gespräche in der Entstehungszeit der Arbeit.

Last but not least verneige ich mich vor meinen Kommilitonen und all den Freunden, die mich durch ihre Anteilnahme in Bezug auf das Studium und die Abschlussarbeit moralisch unterstützt haben.

Zusammenfassung

In der vorliegenden Masterarbeit wurden Windgutachten einer systematischen Analyse unterzogen mit dem Ziel, zu einer Klassifikation von Windenergie-Standorten zu kommen. Die Arbeit wurde in Zusammenarbeit mit dem Ingenieurbüro BBB Umwelttechnik GmbH in Weiden, das auf die Erstellung von Windgutachten spezialisiert ist, durchgeführt. Es wurden Windgutachten mit Windpotenzialanalysen und Ertragsprognosen (Erstgutachten) sowie Gutachten zur technischen Due Diligence strukturiert in eine relationale Datenbank übernommen und ausgewertet. Bei den erfassten Daten handelt es sich im Wesentlichen um Geopositionsdaten von Windparks, Wetter- und Messstationen, Produktdaten von Windenergieanlagen (Nennleistung, Nabenhöhe, Rotordurchmesser, Leistungskennlinie), Windparkkonfigurationsdaten (Anzahl und Typ von Windenergieanlagen), Windfelddaten (Windgeschwindigkeit und -leistung im Jahresmittel), Ertragskennzahlen (Volllaststunden, prognostizierte Jahresarbeit für Windparks und Einzelanlagen) und Unsicherheiten (z.B. für Leistungskennlinien und Terrainbeschreibungen).

Die Erfassung der Erstgutachten erfolgte mit dem Tool WindGutachtenExpert, einer Software, die im Rahmen der Arbeit entwickelt wurde. Die Windows-Software wurde zur Erfassung von Daten und zur Recherche im Datenbestand eingesetzt. Due Diligence Gutachten wurden auf Basis tabellarischer Zusammenstellungen in MS Excel direkt in die Datenbank importiert.

Nach Abschluss der Datenbankbefüllung und vor Durchführung der Analysen wurde der Datenbestand einer umfassenden Qualitätssicherung unterzogen. Dabei wurden die Positionsdaten georeferenzierter Objekte und die Wertebereiche verschiedener Kennzahlen überprüft. Das zur Qualitätssicherung von Gutachten entstandene Methodenframework stellt ein wichtiges Ergebnis der Arbeit dar.

Für die Auswertungen wurde neben der relationalen Datenbank ein Business Intelligence Framework entwickelt. In diesem werden die relationalen Daten gemäß konfigurierbarer Regeln in Datenwürfel überführt. Das Vorgehen ermöglicht eine flexible und schnelle Analyse von Kennzahlen auf Basis verschiedener Dimensionen (multidimensionale Analyse).

Die durchgeführten Auswertungen lassen sich in geographische, kennzahlenspezifische und Due Diligence Auswertungen unterteilen.

1. Geographische Auswertungen

Georeferenzierte Objekte in der Datenbank wurden in Karten dargestellt. Die überwiegende Zahl der begutachteten Standorte liegt in Norddeutschland. Anhand von Umkreisanalysen für Hamburg und Hannover wurde aufgezeigt, wie die angewandten Methoden zur Recherche herangezogen werden können. Es wurde ein Windatlas für Deutschland zur Darstellung von mittleren Windgeschwindigkeiten in 50 m und 100 m aufgebaut. Hierzu mussten die im Datenbestand erfassten Windfelder mittels Hellmann-Approximation verallgemeinert werden. Im Windatlas können benachbarte Standorte identifiziert werden, die unterschiedliches Windpotenzial aufweisen. Die Gründe hierfür liegen in lokalen Unterschieden für Orographie und Rauigkeit. Für die in der Datenbank erfassten Wetterstationen wurde eine Übersicht erzeugt, die zeigt, dass analog zu den Gutachten auch die Wetterstationen im Norden konzentriert sind.

Die Wetterstationen Greven und Berlin werden besonders häufig verwendet. Das Gros der Wetterstationen liegt maximal 65 km vom Projektstandort entfernt.

2. Kennzahlenspezifische Auswertungen

Anhand der installierten Nennleistung und dem Parkertrag, die beide über die Zeit gesehen tendenziell zunehmen, lässt sich in den Daten ein Trend zu Windparks mit höherer mittlerer installierter Leistung ablesen. Andererseits zeigen die Auswertungen, dass der Parkwirkungsgrad und damit der spezifische Parkertrag (Parkertrag je Windanlage) mit zunehmender Parkgröße abnehmen. Der geringste Wert für den Parkwirkungsgrad im Datenbestand beträgt 86,7%. Als weitere Kennzahl wurde der spezifische Anlagenertrag (Ertrag je Rotorfläche) untersucht. Die Diagramme zeigen diesbezüglich ein in weiten Bereichen homogenes Bild, und zwar sowohl über die Zeit als auch über verschiedene Modelltypen hinweg. Beim Vergleich spezifischer Erträge unterschiedlicher Anlagen (und Standorte) ist allerdings Vorsicht geboten, wie anhand des windstarken Standorts Diadema (Argentinien) aufgezeigt wird. Bezüglich der Nabenhöhe lässt sich festhalten, dass sie tendenziell mit der Nennleistung der Windanlage steigt. Schließlich zeigen die Untersuchungen zum Zeitverlauf von Unsicherheiten, dass die Gesamtunsicherheiten jüngerer Gutachten im Bereich von 10-15% liegen.

3. Due Diligence Auswertungen (Risikobewertungen bei Transaktionen von Windparks)

Bei Due Diligence liegen für ein spezifisches Projekt in der Regel mehrere externe Gutachten vor, die miteinander verglichen werden können. Interessant ist in diesem Zusammenhang die teils erhebliche Streuung der Daten. Deshalb ist der Vergleich der Gutachten nur bedingt möglich, was anhand der Kennzahlen Windparkertrag und Sicherheitsabschlag gezeigt wird. Letzterer wird seit 2005 nicht mehr verwendet. Stattdessen werden die Prognosen seit einigen Jahren mit Wahrscheinlichkeiten versehen. Abschließend wird die Möglichkeit diskutiert, ob anhand der Due Diligence Daten Gutachter in Bezug auf die Güte ihrer Prognosen (zu hoch, zu niedrig) verglichen werden können.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass mit den hier erarbeiteten Methoden die Bewertung von standortspezifischen Windpotenzialen bzw. die Klassifikation von Standorten auf eine neue Basis gestellt wurden.

- Die Qualität von Gutachten kann kontinuierlich geprüft und verbessert werden.
- Zusammenhänge in den Gutachtendaten können identifiziert und bei der Erstellung neuer Gutachten berücksichtigt werden.
- Korrelationen in den Daten können aufgedeckt und ggf. genutzt werden.
- Im Bereich Due Diligence kann die Belastbarkeit von Prognosen beurteilt werden.
- Anhand der Daten aus Due Diligence kann ein Gutachtervergleich erstellt werden.

Durch die Erfassung weiterer Gutachten in der Datenbank können die hier vorgestellten Ergebnisse zukünftig auf eine breitere Datenbasis gestellt werden. Das in der vorliegenden Arbeit entwickelte Methodenframework kann auf vielfältige Weise ausgebaut werden, etwa durch Hinzunahme weiterer Auswertungen.

Abstract

This masters thesis aims at classifying potential wind sites through a systematic analysis of wind assessments. The study was conducted in close cooperation with BBB Umwelttechnik GmbH, a specialist in wind energy consulting located in Weiden. Wind reports including an assessment of wind potential and estimated wind yields (in the following referred to as primary reports) as well as technical due diligence reports were incorporated into a relational database and analysed. Recorded data include geo-positioning of wind farms, weather and measurement stations; features of wind turbines (nominal power, hub height, rotor diameter, performance curve); wind farm configuration (number and type of wind turbine); wind field (mean annual wind speed and power), and key performance indicators (KPIs) (full load hours, estimated energy yield of wind park and single turbine).

Recording of the primary assessment reports was achieved using the tool WindGutachtenExpert, a software programme that was developed in the framework of the present study. Data records and searches can be performed using this Windows based tool. All due diligence reports were imported into the database as table style reports in MS Excel.

Having entered all data in the database and prior to performing any analyses the database has been subject to a comprehensive quality assessment including verification of geo-positioning data and KPIs of assessed wind parks. The developed methodological framework for performing quality assessments of wind reports represents one main achievement of the study.

To perform data analyses a business intelligence framework was developed in addition to the relational database. Within the framework relational data were transposed to cubes following configurable rules. This approach allows flexible and quick analysis of KPIs based on various dimensions.

Analyses can be performed on geographical data, KPIs, and due diligence.

1. Geographical Analysis

The geo-referenced database content was plotted on maps. Most of the assessed sites are located in northern Germany. For the cities Hamburg and Hanover a radius analysis was performed to show how the tool can be used for an assessment of the recorded data. A wind atlas for Germany outlining wind speed at 50 m and 100 m altitudes was developed. For the wind atlas it was necessary to interpolate/generalise the wind field data using Hellmann-approximation. Looking at the wind atlas there are neighbouring sites that have quite different wind potential due to local orology and surface roughness. All database weather stations were plotted showing that most weather stations are located in northern Germany; as most assessment reports refer to sites in northern Germany as well. The most used weather stations are Greven and Berlin. The reports refer mainly to weather stations that are located at most 65 km away from the assessed potential wind farm sites.

2. Assessment of KPIs

Considering nominal power and wind farm yield (both figures that have been increasing the last years) the database shows a trend towards wind farms with higher mean nominal power. On the other hand looking at the analysis of overall wind farm efficien-

cy and specific efficiency (efficiency of single wind turbine) it can be concluded that both decrease with increasing wind farm size. The lowest wind farm efficiency in the database is at 86.7%. Another KPI that was assessed is the specific turbine yield (yield in relation to rotor area). The specific turbine yield shows comparable results for different types of turbines and over time. However, comparing specific yields of different turbines and sites requires caution, as the analysis of the Diadema site (Argentina) shows. Looking at the hub height analysis the hub height in general increases with increasing nominal power. Uncertainties are in the range of 10-15 % in recent wind assessment reports.

3. Due Diligence Assessments (Risk assessments in wind farm transactions)

When performing due diligence assessments there are several reports from different assessors for a specific site that need to be compared. Data can vary considerably. Therefore a comparison of the reports is not always feasible, as the study explains for the KPIs wind farm yield and safety margin. Since 2005 a safety margin is no longer used and instead probabilities are applied in recent assessments. Finally the present study examines the possibility of comparing different assessors regarding the quality of their yield estimate (e.g. too high or too low).

In conclusion the present methodology creates a new basis for the assessment and classification of potential wind sites.

- Quality of assessment reports can be continuously reviewed and improved
- Interrelations between assessment reports can be identified and used when writing new reports
- Correlation of assessed data can be identified and used
- Due diligence assessments allow evaluation of the quality of yield estimates
- A comparison of assessors can be performed using the due diligence database.

As more assessment reports are entered in the database, the outputs are provided with a broader data basis. The methodological framework of the present study can be extended in various ways, for example through including more analyses/parameters.

Übersicht

Kapitel 1 Einleitung gibt eine kurze Einführung in das Thema Windgutachten und steckt den Rahmen der Masterarbeit ab.

In **Kapitel 2 Methodik** werden die in der Arbeit verwendeten Methoden vorgestellt. An den Anfang ist eine Beschreibung des Auswertungsprozesses gestellt. Es folgt eine Beschreibung der Methoden aus der Informationstechnologie. Hierzu gehören Programmierung, Analyse und Datenmodellierung und die Methoden aus dem Bereich der Business Intelligence. Der Abschnitt beschreibt darüber hinaus das methodische Vorgehen bei der Qualitätssicherung sowie bei der Hellmann-Approximation.

In **Kapitel 3 Datenherkunft** werden die Datenquellen aufgeführt. Dabei wird auf den Inhalt von Windgutachten und Gutachten der technischen Due Diligence eingegangen. Eine kurze Beschreibung des importierten Anlagenkatalogs und der importierten Bestandsdaten aus Wikipedia wird ebenfalls gegeben.

Kapitel 4 Ergebnisse schließlich setzt sich mit den erarbeiteten Ergebnissen auseinander. Zunächst wird das Datenmodell im Detail beschrieben. Im Anschluss folgen Analysen, die in die Kategorien geographische, kennzahlenspezifische und Due Diligence Auswertungen unterteilt sind.

Das **Kapitel 5 Ausblick** rundet den Hauptteil der Arbeit ab. Hier schließen sich noch 5 Anhänge an, in die Details ausgelagert wurden, die den Lesefluss stören würden. Am Ende der Arbeit stehen ein Abkürzungsverzeichnis sowie ein Internetquellen- und Literaturverzeichnis.

1 Einleitung

Ende des Jahres 2010 waren weltweit Windenergieanlagen (WEA) mit einer Nennleistung von insgesamt 197.039 MW in Betrieb. Davon entfielen 86.279 MW auf Europa und 27.214 MW auf Deutschland [1]. 6,2 % des in Deutschland verbrauchten Stroms wurden im Jahr 2010 von 21.586 Windkraftanlagen erzeugt [26]. Diese Zahlen mögen verdeutlichen, welche Bedeutung die Stromerzeugung aus Windenergie in Deutschland und der Welt mittlerweile hat.

In der vorliegenden Masterarbeit wird das Thema Windenergie aus Sicht des Windgutachters behandelt. Im Mittelpunkt steht die Auswertung von verschiedenen Kennzahlen, die bei der Bewertung von Standorten von Bedeutung sind. Am Anfang jedes Windenergieprojekts steht eine eingehende Untersuchung des Windpotenzials am geplanten Standort. Sollte die Anlage später gebaut werden, hängt ihr wirtschaftlicher Erfolg entscheidend vom Windangebot am Standort ab. Belastbare und nach Stand der Technik erstellte Prognosen zum Windpotenzial sind essenziell. Sie werden auf Basis von Strömungsmodellen sowie von Langzeitmessdaten zur Windgeschwindigkeit ermittelt. Auf die Erstellung solcher Windgutachten haben sich Ingenieurbüros (Windgutachter) spezialisiert. Die vorliegende Masterarbeit ist in Zusammenarbeit mit der BBB Umwelttechnik GmbH aus Weiden entstanden (nachfolgend BBB), die seit 1995 als Gutachter im Bereich Windpotenzialanalysen und Due Diligence tätig ist. Seit 2005 ist die Firma akkreditiert.

Ziel der Arbeit war es Prognosen zum Windpotenzial in Bezug auf die sie bestimmenden Faktoren auf eine breitere Basis zu stellen, und zwar in dem Sinne, dass neben der eigentlichen Simulation der Standorte auch das „Wissen“, das in den bereits vorhandenen Gutachten enthalten ist, in die Begutachtung zukünftiger Prognosen einfließt. Dabei stand die Frage im Mittelpunkt, ob eine systematische Analyse der sich über Jahre hinweg angesammelten Gutachtendaten eine Klassifikation von Standorten zulässt. Zur Beantwortung dieser Frage wurde eine Datenbank mit Windgutachten aufgebaut und mit Business Intelligence Methoden ausgewertet. Es entstand ein Auswertungsframework, das jederzeit auf die Datenbank angewandt werden kann und reproduzierbare Ergebnisse liefert. Darüber hinaus hat sich der hier eingeschlagene Weg als gut geeignetes Werkzeug der Qualitätssicherung erwiesen. Die Ergebnisse der Arbeit basieren auf insgesamt 550 Gutachten aus den Jahren 1999 bis 2011. Neben dem analytischen Aspekt gewährt das Dokument Einblicke in die Arbeitsweise eines Windgutachters.

2 Methodik

In der vorliegenden Studie wurden Windgutachtendaten für geplante oder realisierte Windparks (WP) strukturiert in einer Datenbank zusammengeführt und einer systematischen Analyse unterzogen. Für das Befüllen der Datenbank wurde neben MS Excel und der Datenbankabfragesprache SQL eine eigens programmierte, formularbasierte und unter Windows ablauffähige Software eingesetzt (WindGutachtenExpert, siehe Kapitel [2.2 Programmierung](#)).

Zur Bewältigung der Aufgabe, die in großen Teilen IT-technischer Natur ist, kamen überwiegend Methoden aus der Informationstechnologie zum Einsatz. Sie sind in den Abschnitten zwei bis fünf dieses Kapitels beschrieben, nachdem im ersten Abschnitt ein Überblick zum Gesamtprozess gegeben wurde. Das Zusammenführen der als Freitext in MS Word- und MS Excel-Dateien vorliegenden Gutachtendaten ging mit einer kontinuierlichen Qualitätssicherung einher. Dem diesbezüglichen Vorgehen wurde ein eigener Abschnitt gewidmet, ebenso wie der Beschreibung der Methode zur einheitlichen Darstellung von mittleren Windgeschwindigkeiten in einem Windatlas (Hellmann-Approximation).

Abschließend eine Anmerkung zur Begrifflichkeit. Die in der vorliegenden Studie diskutierten Daten stammen aus Windgutachten und Gutachten der technischen Due Diligence (DD). Um sie von Due Diligence zu unterscheiden, werden Windgutachten nachfolgend auch als Erstgutachten bezeichnet. DD-Gutachten setzen auf frühere Gutachten i.Allg. externer Gutachter auf. Diese werden als Vorgutachten bezeichnet. In [Kapitel 3 Datenherkunft](#) wird diese Unterscheidung ausführlich erläutert.

2.1 Auswertungsprozess

[Abbildung 1](#) veranschaulicht den Auswertungsprozess und die angewandten Methoden. Es wird der Ablauf dargestellt, der von der Datenerfassung, über die Würfelaufbereitung bis zu den Ergebnis-Diagrammen reicht, die in [Kapitel 4 Ergebnisse](#) diskutiert werden.

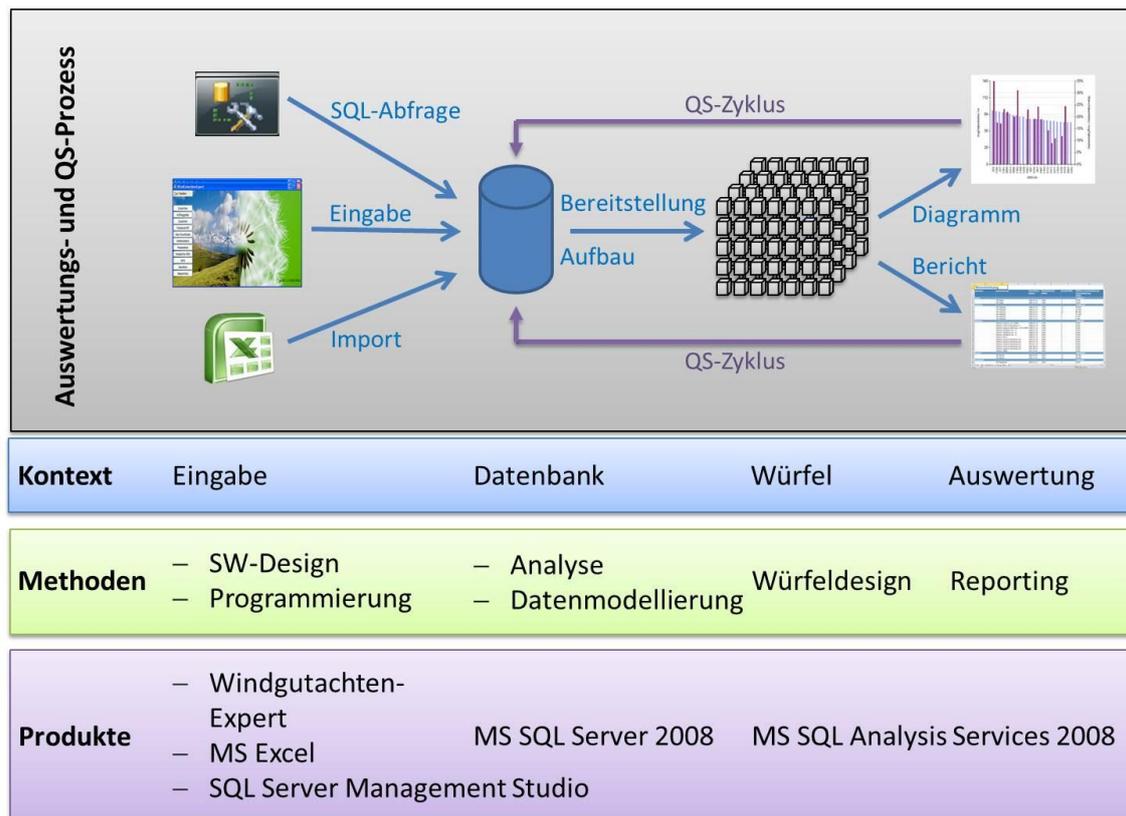


Abbildung 1 Auswertungsprozess

Ausgangspunkt ist die relationale Datenbank, in der die Gutachten gemäß dem entwickelten Datenmodell gespeichert sind. Die Daten wurden entweder mit dem Tool WindGutachtenExpert in der Datenbank erfasst (Eingabe), aus Excel-Dateien importiert (Import) oder durch direktes Ausführen von SQL-Abfragen¹ im SQL Server Management Studio in die Datenbank eingebracht (SQL Abfrage). Im Würfel werden die Daten zu Kennzahlen und strukturierten Dimensionen zusammengefasst. Nach jeder Aktualisierung der Gutachtendatenbank, muss der Würfel neu aufbereitet werden (Bereitstellung, Aufbau). Anschließend können die aktuellen Ergebnis-Diagramme und -Berichte erzeugt werden. Weisen die Auswertungen auf fehlerhafte Eingangsdaten hin, so können diese Fehler entweder sofort oder – bei komplexeren Fehlersituationen – nach zwischengelagerten Aufbereitungsarbeiten, auf einem der drei oben geschilderten Wege in der Datenbank korrigiert werden (QS-Zyklus).

2.2 Programmierung

Für die manuelle Erfassung von Gutachten in der Datenbank wurde das Anwendungsprogramm WindGutachtenExpert entwickelt. Die Software wurde mit dem Werkzeug Visual Studio 2010 der Firma Microsoft in der Programmiersprache C# programmiert. Die Masken der Benutzerschnittstelle sind auf Basis der Windows Presentation Foundation Technologie (WPF) realisiert, die Teil des .Net Frameworks von Microsoft ist [2]. Die Software ist an die Gutachtendatenbank über das Entity Frame Work von Microsoft angebunden [3].

¹ „SQL ist eine Datenbanksprache zur Definition von Datenstrukturen in relationalen Datenbanken sowie zum Bearbeiten (Einfügen, Verändern, Löschen) und Abfragen von darauf basierenden Datenbeständen.“ [24]

Der WindGutachtenExpert besteht aus einer Einstiegsmaske, von der aus man zu Subdialogen verzweigt. Insgesamt enthält das Programm 18 verschiedene Masken, mit deren Hilfe Daten für Gutachten, Auftraggeber, Gutachter, Anschriften, Geo-Koordinaten, Windkraftanlagen, Vergleichsanlagen, Wetterstationen, Messstationen, Kennlinien, Nabenhöhen und Typtabellen eingegeben werden können ([Anhang WindGutachtenExpert](#)).

Nach Fertigstellung der Software im Sommer 2011 und anschließender Pilotphase wurden mit dem Werkzeug ab September 2011 Gutachtendaten erfasst. Hierzu wurden die relevanten Größen aus den Gutachten-Dokumenten gelesen und mit dem Tool eingegeben. Die Gutachten lagen in digitaler und/oder gedruckter Form vor.

2.3 Analyse

Für die Umsetzung von Software-Projekten haben sich Standardvorgehensweisen (Vorgehensmodelle) etabliert [4]. Behörden setzen das Vorgehensmodell V-Modell XT ein [5], Unternehmen zunehmend agile Vorgehensweisen wie z.B. Scrum, die u.a. durch leichtgewichtiges Projektmanagement, kurze Wege zwischen Auftraggeber, Nutzer und Umsetzer und kurze Projektlaufzeiten („Sprints“) gekennzeichnet sind [6]. Unabhängig davon, welchem konkreten Vorgehensmodell der Softwareentwicklungsprozess unterliegt, durchläuft er stets die Phasen Analyse, Design und Implementierung. Dies gilt auch für die vorliegende Arbeit.

In der Analysephase werden die dem System zugrunde liegende fachliche Domäne, die Systemgrenzen und die Schnittstellen zu externen Systemen definiert. Die Daten und Anwendungsfälle der Domäne werden systematisch untersucht und durch Abstraktion der Objekte der realen Welt (z.B. Windenergieanlage, Gutachten) und deren Eigenschaften (z.B. Leistung, Jahresproduktion) innerhalb eines standardisierten Modells abgebildet. Dieses fachliche Modell, das in der Regel aus einem Datenmodell und einem Modell für Geschäftsvorfälle besteht, muss so gestaltet sein, dass es einerseits von den Fachleuten (hier: Windgutachter) verstanden und validiert werden und andererseits als Vorlage für die technische Umsetzung dienen kann. Je nach Komplexitätsgrad wird das Datenmodell als eigenständiges, objektorientiertes Modell in Standardnotation (z.B. Entity Relationship Modell ERM, Structured Entity Relationship Modell SERM) und die Geschäftsvorgänge z.B. in einem UML-Modell (Unified Modeling Language) realisiert [7].

Als Ergebnis der Analyse (und Datenmodellierung, siehe nachfolgenden Abschnitt) erhält man ein Datenmodell, das in einem Datenbanksystem implementiert werden kann ([Abbildung 1](#), Datenbank/Analyse). In der vorliegenden Arbeit wurde ein Datenmodell erarbeitet, das die Tabellen und deren Relationen in einem Abhängigkeitsdiagramm zusammenstellt ([Kapitel 4.1 Datenmodell](#), [Abbildung 3](#)). Es entstand iterativ anhand von Interviews und Telefonkonferenzen mit den fachlichen Experten, sowie durch systematische Analyse von Gutachtendokumenten.

2.4 Datenmodellierung

Der Aufbau einer relationalen Datenbank beginnt mit der systematischen Analyse der fachlichen Domäne. Ziel ist die Entwicklung eines konzeptuellen Modells (Schemas), das die Objekte der realen Welt und deren Eigenschaften konsistent und ohne Redundanzen abbildet [8]. Letzteres erreicht man durch sukzessive Überführung des Schemas in Normalform [9]. Bei der Normalisierung handelt es sich um einen mehrstufigen Prozess, der

je nach fachlichen Anforderungen und Rahmenbedingungen (Performance, Wartbarkeit) unterschiedlich weit vollzogen wird. Man unterscheidet fünf Normalformen, wobei die Einhaltung der ersten drei Stufen als essenziell angesehen wird. Das in der vorliegenden Arbeit entwickelte Schema ist in der dritten Normalform. Alle Tabellen enthalten einen expliziten Primärschlüssel.

Das Schema besteht aus Tabellen, die über Beziehungen miteinander verknüpft sind. Die Objekteigenschaften (z.B. Wirkungsgrad, Energieproduktion, Entfernung) finden sich darin als Tabellenspalten (Felder, Attribute) wieder. In Tabelle 1 ist beispielhaft ein Ausschnitt aus der Datenbanktabelle Windpark dargestellt. Damit jeder Datensatz in einer Tabelle eindeutig identifizierbar ist, muss mindestens ein Primärschlüssel definiert sein, der aus einem oder mehreren Attributen der Tabelle bestehen kann (im Beispiel aus Tabelle 1 stellt die Spalte WindparkID den Primärschlüssel dar). Verknüpfungen zwischen den Tabellen werden anhand von Fremdschlüsseln realisiert. Dabei nimmt der Fremdschlüssel im Datensatz der referenzierenden Tabelle den Wert des Primärschlüssels des Datensatzes in der referenzierten Tabelle an. Primär- und Fremdschlüssel sind eindeutige Identifikatoren und können beispielsweise wie hier als ganze Zahlen realisiert sein.

WindparkID	Bezeichnung	...	WirkungsgradProzent	ProduktionMWh	...
...					
879	Lindenberg	...	98,4	22.789	...
880	Blumberg	...	94,5	65.984	...
881	Diadema	...	96,7	8796	...
...					

Tabelle 1 Beispieltabelle Windpark

Nach der Implementierung des Schemas auf einem relationalen Datenbanksystem (RDBS, Relational Database System), können Daten in die Datenbank aufgenommen werden [10]. Sie werden als Datensätze in den Tabellen gespeichert. Die Tabellenzellen nehmen dabei konkrete Werte an, wie es im Beispiel aus Tabelle 1 in den Zeilen zu sehen ist (Zeile WindparkID 879: Lindenberg, 98,4 %, 22.789 MWh). Mittels Datenbankabfragen (SQL-Abfragen) können Analysen auf dem Datenbestand vorgenommen bzw. Änderungen an den Daten herbeigeführt werden (Abbildung 1, Datenbank/Datenmodellierung).

2.5 Business Intelligence

Ist die im vorherigen Abschnitt beschriebene relationale Datenbank mit Daten befüllt, können Business Intelligence Methoden auf den Datenbestand angewandt und zur Analyse herangezogen werden.

Mit Business Intelligence (BI) ist dabei die Prozesskette gemeint, an deren Ende die automatisierte Auswertung von Kennzahlen auf Basis von Dimensionen, ggf. angereichert mit Geoinformationen, steht [11]. BI deckt die in [Abbildung 1](#) dargestellten Bereiche Datenbank, Würfel und Auswertung ab.

Die dreistufige BI-Prozesskette setzt sich zusammen aus

- Transformation der operativen Datenbank mittels ETL (Extract, Transform, Load) in ein relationales Data Warehouse ([Kapitel 2.5.1](#))

- Bereitstellung multidimensionaler Würfel (Kapitel 2.5.2)
- Erstellung von Diagrammen und Berichten (Kapitel 2.5.3)

2.5.1 Data Warehouse

Im Data Warehouse (DWH) werden allgemein gesprochen die für die späteren Analysen notwendigen Daten aus den unterschiedlichen Quellsystemen (Datenbanken, Dateien, Internet, etc.) zusammengefasst, Redundanzen eliminiert und Verbindungen zwischen Datensätzen, die aus unterschiedlichen Quellsystemen herrühren, geschaffen [12]. Das DWH wird ebenfalls in einer relationalen Datenbank umgesetzt. Einzelne, isolierte Analyseaspekte werden daraus als sogenannte Data-Marts extrahiert und gesondert gespeichert. Ein Data-Mart stellt eine oder mehrere Kennzahlen und ihre Abhängigkeit von den Dimensionen dar. Der Übergang von der operativen Datenbasis zum DWH geschieht im Rahmen einer mehrstufigen Kette (ETL-Prozess), die mit der Extraktion der Daten aus den Quellsystemen beginnt, mit der Datenbereinigung fortgesetzt wird und mit der Transformation und dem Laden der Daten ins DWH endet [13].

Wegen der relativ geringen Datenmenge und dem isolierten Charakter der vorliegenden Studie, wurde auf die Transformation der Daten in ein DWH verzichtet. Das hier verwendete DWH ist identisch mit der Gutachtendatenbank. Data-Marts wurden, wenn notwendig, direkt als Sichten (Views) in der Gutachtendatenbank implementiert.

2.5.2 Würfeldesign

In den Auswertungen werden die Kennzahlen (z.B. Windparkertrag) in Abhängigkeit von Merkmalen unterschiedlicher Granularität dargestellt. Beispiele für diese Merkmale sind das Gutachtendatum, der Standort oder der WEA-Typ. [Abbildung 2](#) veranschaulicht den Zusammenhang zwischen Kennzahl und Dimensionen in einem Würfel.

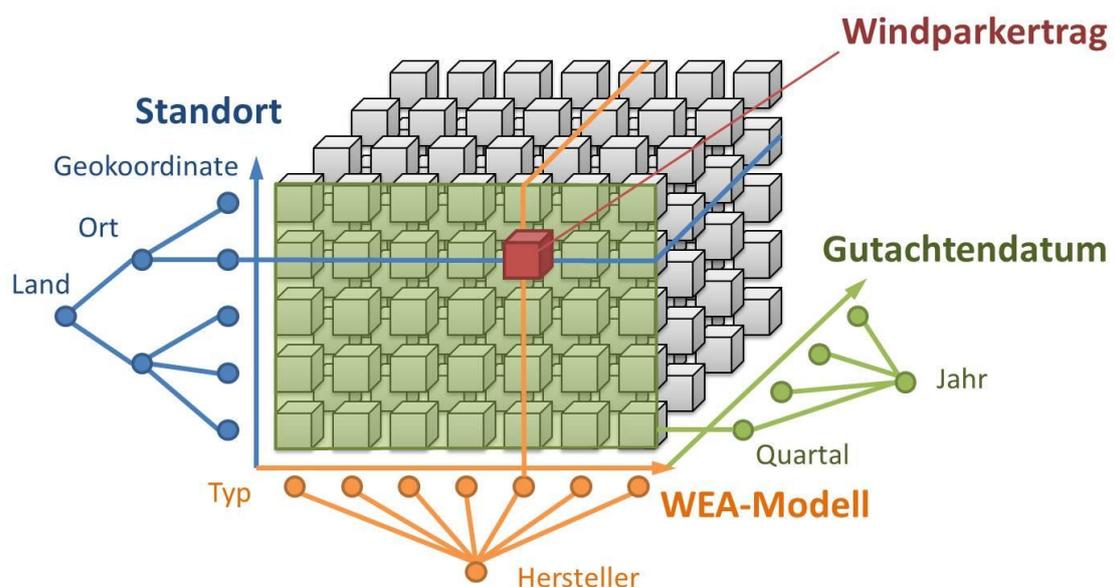


Abbildung 2 Würfel in der multidimensionale Analyse

Da eine Kennzahl simultan anhand verschiedener Merkmale aufgefächert werden kann, spricht man auch von multidimensionaler Analyse und bezeichnet diese Merkmale als Dimensionen. Zur Veranschaulichung kann man sich die Kennzahlen als Schnittpunkte in

einem Würfel vorstellen, dessen Kanten den Dimensionen entsprechen. Durch Aggregation der Einheiten oder Elemente einer spezifischen Achse kann der Verfeinerungsgrad (bzw. die Auflösung einer Dimension) verändert werden (z.B. Vergrößerung der Zeitdimension beim Übergang von Tag über Quartal zu Jahr). Die Elemente einer Dimension bilden einen Verdichtungsbaum, der die Aggregation darstellt.

Multidimensionale Analysen lassen sich in zwei Bereiche unterteilen. Mit OLAP (Online Analytical Processing) sind hypothesenbasierte Analysen auf dem Datenbestand gemeint [14]. Beim Data-Mining hingegen werden Methoden aus der Statistik auf die Daten angewandt, mit dem Ziel, neue Muster in den Daten zu erkennen („knowledge discovery“) [15]. Während es bei OLAP also darum geht, Vermutungen über Zusammenhänge zu verifizieren (oder zu falsifizieren), geht es beim Data-Mining darum, bisher unbekannte Korrelationen zu erkennen und für Prognosen heranzuziehen. In der vorliegenden Arbeit wurde ausschließlich OLAP angewandt. Untersuchungen zur Korrelation zwischen dem Windparkwirkungsgrad und der Anzahl der WEA im Windpark fallen hierunter, ebenso die „Ausreißer“-Erkennung im Rahmen der Qualitätssicherung, wenn z.B. unplausible Parkerträge identifiziert und korrigiert, oder die Plausibilität von Windparkpositionsdaten überprüft wurden (Abbildung 1, Würfel/Würfeldesign).

2.5.3 Reporting

Im Reporting werden OLAP-Auswertungen auf den Würfel Daten vorgenommen und in Berichtstabellen und –diagrammen dargestellt. Aus den unterschiedlichen Anwendungsbereichen von Business Intelligence sind für die vorliegende Arbeit die nachfolgenden Punkte relevant

- Schnelle und flexible Verfügbarkeit von Berichten, Statistiken und Kennzahlen zur Bewertung von Standorten (Umkreisanalyse) und zur Qualitätssicherung
- Identifizierung von Korrelationen in den Daten
- Informationsbereitstellung für Präsentationen und Statistiken

Bevor ein Bericht erzeugt werden kann, müssen die ihm zugrunde liegenden Kennzahlen und Dimensionen definiert und in die Würfelstruktur integriert werden. Dies geschieht mit dem OLAP-Werkzeug der verwendeten Business Intelligence Plattform (hier: MS Analysis Services 2008 integriert in Visual Studio 2008). Insbesondere müssen die Abhängigkeiten zwischen Kennzahlen und Dimensionen modelliert werden. Anschließend kann der neue Würfel bereitgestellt und aufbereitet werden. Dabei werden die Daten aus der relationalen Datenbank erneut gelesen und im Würfel gemäß der neuen Struktur zusammengestellt.

Mittels einer multidimensionalen Abfrage (OLAP) werden die für einen spezifischen Bericht benötigten Daten aus dem Würfel gelesen. Im Bericht sind Inhalt, Layout, Sortierung, Gruppierung und weitergehende Aspekte der Datendarstellung definiert. Er kann tabellarische Auflistungen, Diagramme und Karten-Darstellungen enthalten (Abbildung 1, Auswertung/Reporting).

2.6 Qualitätssicherung

Wie bereits eingangs erwähnt, hat sich die Qualitätssicherung (QS) des Datenmaterials als ein wichtiger Aspekt der Arbeit erwiesen, nicht zuletzt deshalb, weil die Güte der Ergebnisse unmittelbar von der Qualität der Eingangsdaten abhängt.

Als Ursache für fehlerhafte Gutachten-Eingangsdaten ließen sich drei Quellen identifizieren

- Fehlerhafte Inputdaten
 - Angaben im Gutachtendokument sind fehlerhaft
 - Werte in den Excel-Dateien, die für den massenhaften Datenimport von Gutachten aus Due Diligence herangezogen wurden, fehlen oder sind fehlerhaft (vgl. [Kapitel 3.2 Technische Due Diligence](#))
- Fehlerhafte Eingabe bei der Nutzung des Erfassungstools WindGutachtenExpert (Zahlendreher etc.)
- Fehlerhafte Aufbereitung der in Excel-Format vorliegenden Daten aus Due Diligence (vgl. [Kapitel 3.2 Technische Due Diligence](#))

Im nachfolgenden Abschnitt wird beschrieben, wie vorgegangen wurde, um die Anzahl fehlerhafter Daten auf ein Minimum zu reduzieren.

2.6.1 Stichproben

Stichproben aus der Gutachten-Datenbank wurden mit den Originaldaten aus Gutachten bzw. Excel-Dateien verglichen. Hierzu wurde das Erfassungstool WindGutachtenExpert eingesetzt. Mit Hilfe des Tools können die Parameter eines spezifischen Gutachtens aus der Datenbank gelesen und auf Korrektheit überprüft werden ([Abbildung 1](#), Eingabe/WindGutachtenExpert).

2.6.2 Wertebereichsanalysen

Wertebereiche von Unsicherheiten, WEA- und WP-Jahreserträgen und mittleren Windgeschwindigkeiten wurden auf Plausibilität geprüft. Hierzu wurden SQL-Abfragen direkt auf der Datenbank ausgeführt ([Abbildung 1](#), Eingabe/SQL Server Management Studio). Beispielsweise waren Unsicherheiten größer als 20 %, WEA-Jahreserträge jenseits 5.000 MWh und mittlere Windgeschwindigkeiten jenseits 15 m/s „verdächtig“ und mussten überprüft werden.

2.6.3 Plausibilitätschecks für geographische Objekte

Georeferenzierte Objekte, deren Koordinaten in Gauß-Krüger- oder UTM-Format in der Datenbank vorliegen (Referenzstandorte, Vergleichsanlagen, Wetterstationen, Messstationen) wurden anhand von Kartendarstellungen überprüft. Geographische Positionen, die offensichtlich nicht Gegenstand von Untersuchungen gewesen sein konnten (z.B. ein Referenzstandort in Somalia, der durch Vertauschen von Rechts- und Hochwert zustande kam), wurden identifiziert und korrigiert ([Abbildung 1](#), Auswertung/Reporting).

2.6.4 Datenerganzung und Datenanpassung

Bei diesem QS-Schritt handelt es sich um keine QS-Maßnahme im eigentlichen Sinne, da keine Fehlerkorrektur vorgenommen wurde. Vielmehr geht es um die Ergänzung des Datenbestands um WEA-Einzelenertrage. Während in Erstgutachten WEA-Einzelenertrage berechnet und ausgewiesen werden und somit auch in der Datenbank erfasst werden konnten, sind sie bei Vorgutachten und DD-Gutachten nicht bekannt. Für diese Gutachten wurde der WEA-Einzelenertrag anhand des im Gutachten angegebenen Parkwirkungsgrades P und anhand des Sicherheitsabschlages SF (security factor) nachträglich berechnet und in der Datenbank aktualisiert.

Mit dem Parkwirkungsgrad wird berücksichtigt, dass sich die einzelnen WEA eines Windparks gegenseitig abschatten und Turbulenzen die Effizienz der Einzelanlagen mindern. Da die Volllaststunden h_{Voll} und die WEA-Nennleistung P_{Nenn} bekannt sind, kann der WEA-Einzelenertrag $E_{WEA, netto}$ als Produkt der beiden Größen, das noch um den Parkwirkungsgrad η korrigiert werden muss, berechnet werden. Die Berechnung erfolgt auf Basis von Gleichung (2.1)

$$E_{WEA, netto} = P_{Nenn} \cdot h_{Voll} / \eta \quad (2.1)$$

Das Suffix *netto* signalisiert, dass dieser Wert noch angepasst werden muss. In älteren DD-Gutachten und den zugehörigen Vorgutachten wurden die berechneten Erträge (WEA-Einzelenertrage und Parkertrage) grundsätzlich um den Sicherheitsabschlag gemindert, der in der Größenordnung von 10-15% lag ([Kapitel 4.4.2 Sicherheitsabschlag](#)). Bei neueren DD-Gutachten wird der Sicherheitsabschlag nicht mehr verwendet. Stattdessen werden Wahrscheinlichkeiten für das Eintreten der Prognose angegeben, weshalb die Erträge aus den „alten“ DD-Ertragsprognosen (in der Regel vor 2005) um den SF korrigiert werden mussten, um Vergleichbarkeit zu gewährleisten. Diese Anpassung musste sowohl für WEA-Einzelenertrage als auch für Parkertrage vorgenommen werden (Gleichungen (2.2), (2.3)).

$$E_{WEA, brutto} = E_{WEA, netto} / (1 - SF) \quad (2.2)$$

$$E_{Park, brutto} = E_{Park, netto} / (1 - SF) \quad (2.3)$$

Die Korrektur wurde anhand von SQL-Abfragen direkt auf der relationalen Datenbank ausgeführt (s.u.). Wegen der hohen Zahl von Datensätzen (451) war eine manuelle Zusammenstellung der SQL-Abfragen nicht möglich. Sie wurden nach folgendem Schema erzeugt:

a) Anhand eines OLAP-Berichts wurden die von der Korrektur betroffenen Datensätze zusammengestellt und in eine MS Excel-Datei exportiert ([Abbildung 1](#), Auswertung/Reporting)

b) Mittels MS Excel-Methoden wurden die fehlenden Attribute ($E_{WEA, netto}$, $E_{WEA, brutto}$, $E_{Park, brutto}$) aus den vorhandenen Daten (h_{Voll} , P_{Nenn} , η , SF , $E_{Park, netto}$) berechnet.

c) Mit MS Visual Basic¹ wurden aus den Daten des Excel-Berichts SQL-Abfragen generiert und auf der Gutachtendatenbank ausgeführt (Abbildung 1, Eingabe/SQL-Abfrage).

Im Anschluss an die Schritte a)-c) wurde der Würfel neu aufbereitet und bereitgestellt. Anhand des unter a) erzeugten Berichts konnte der Erfolg der Maßnahme überprüft werden. Das hier beschriebene Vorgehen ist durch den mit QS-Zyklus beschriebenen Pfeil in Abbildung 1 dargestellt. In der Literatur wird das Vorgehen auch als „Active Data-Warehousing“ bezeichnet [12]: Die Ergebnisse der Analyse (hier: Identifikation von lückenhaften Datensätzen) werden unmittelbar ins operative Verfahren (hier: Gutachtendatenbank) zurückgespielt.

Die Schritte a) bis c) wurden auch angewandt, um Vorgutachten im Datenbestand zu identifizieren und zu korrigieren, deren Erträge zwar SF-angepasst waren, letzterer aber im Gutachten nicht angegeben war. In diesen (wenigen) Fällen, wurde der Sicherheitsabschlag aus dem zugehörigen DD-Gutachten übernommen.

Nach der Durchführung der in diesem Abschnitt beschriebenen QS-Maßnahmen stand ein QS-gesicherter Datenbestand zur Verfügung, auf dem schließlich die Auswertungen vorgenommen werden konnten.

2.7 Hellmann-Approximation

Aus den in der Datenbank erfassten mittleren Windgeschwindigkeiten wurde ein Windatlas für 50 m und 100 m über Grund erzeugt. Die jeweils am Referenzstandort berechneten Windgeschwindigkeiten (Windfeld) wurden in definierter Höhe ausgewertet und in einer Karte dargestellt. Im Windatlas können windstarke und windschwache Standorte identifiziert werden. Zwei Hürden gab es dabei zu überwinden:

1. Die im Windfeld angegebenen Datensätze zur Windgeschwindigkeit² beziehen sich nicht auf einheitliche Höhen. Beispielsweise sind im Gutachten Birkholz mittlere Windgeschwindigkeiten in den Höhen 10 m, 30 m, 50 m, 75 m, 100 m und 150 m angegeben, im Gutachten Blumberg hingegen die Höhen 10 m, 30 m, 50 m, 60 m, 105 m und 150 m.
2. Bei DD-Gutachten und deren Vorgutachten ist das Windfeld auf einen Eintrag reduziert, in der Regel auf die mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe

Für die Darstellung im Windatlas mussten die Windgeschwindigkeiten aus den vorhandenen Werten auf eine einheitliche Auswertungshöhe umgerechnet werden. Dazu wurde der Hellmann-Ansatz herangezogen: Ist die Windgeschwindigkeit in einer Höhe bekannt, so kann sie unter Annahme eines exponentiellen Anstiegs in einer beliebigen anderen Höhe berechnet werden [27].

$$v_2 = v_1 \cdot (h_2 / h_1)^\alpha \quad (2.4)$$

v_i : mittlere Windgeschwindigkeit in h_i , h_i : Höhe über Grund

α : Höhenexponent

¹ MS Visual Basic ist eine Programmiersprache, die u.a. in den Produkten der MS Office Palette zur Verfügung steht

² neben der mittleren Windgeschwindigkeit sind im Windfeld die Windleistung sowie die Weibullparameter A und k enthalten

D.h. zur Bestimmung der Windgeschwindigkeit in einer beliebigen Höhe reichen die Kenntnis des Höhenexponenten und der Windgeschwindigkeit in einer Referenzhöhe aus. Der Hellmann-Ansatz gilt allerdings nur unter idealen Bedingungen – neutrale Schichtung, idealisierte, ebene und unbegrenzte Landschaft, einheitliche Oberflächenrauigkeit [28]. Darüber hinaus ist der Höhenexponent α höhenabhängig. Um diesem Umstand zu begegnen wurde hier wie folgt vorgegangen:

1. Es wurde angenommen, dass Standorte mit vergleichbarer Komplexität hinsichtlich Orographie und Rauigkeit auch mit dem gleichen Hellmann-Exponenten abgebildet werden können. Da die Komplexität der Standorte bekannt und in der Datenbank hinterlegt ist (Attribut Terraintyp, vgl. [Anhang Typtabellen-Wertebereich](#)) zerfällt das Problem der Windfeldberechnung also in Komplexitätsklassen, die durch die Terraintypen definiert sind.
2. Enthielt das Windfeld eines Referenzstandorts mehr als einen Winddatensatz (etwa n Datensätze zu n verschiedenen Höhen), wurden aus diesen n Datensätzen ($n-1$) Höhenexponenten berechnet. Dabei wurden jeweils Datensätze benachbarter Höhen in die Rechnung einbezogen. D.h. bei einem aus 5 Datensätzen bestehenden Windfeld wurden vier Höhenexponenten berechnet. Auf diese Weise erhielt man einen Satz von höhenabhängigen Höhenexponenten α_i , die für die unterschiedlichen Terraintypen gesondert betrachtet wurden.
3. Je Terraintyp wurde die Höhenabhängigkeit des Hellmann-Exponenten linear interpoliert.

Als Ergebnis erhält man für jeden Terraintyp eine lineare Interpolationsgleichung für den Höhenexponenten α , mit deren Hilfe die mittlere Windgeschwindigkeit in jeder beliebigen Höhe ermittelt werden kann, vorausgesetzt, die mittlere Windgeschwindigkeit v_{Ref} für den Standort ist in einer Höhe, der Referenzhöhe h_{Ref} , bekannt.

$$\alpha := \alpha(h, t) \quad (2.5)$$

$$v = v_{Ref} \cdot (h / h_{Ref})^\alpha \quad (2.6)$$

v, v_{Ref} : mittlere Windgeschwindigkeit

h, h_{Ref} : Höhe über Grund

α : Höhenexponent

t : Terraintyp

Auf Basis der Gleichungen (2.5) und (2.6) kann die mittlere Geschwindigkeit für jeden Referenzstandort in beliebiger Höhe bestimmt werden. Soweit das methodische Vorgehen. Im [Kapitel 4.2.2 Windatlas](#) wird die hier beschriebene Hellmann-Approximation angewandt.

3 Datenherkunft

Die Gutachtendatenbank stützt sich auf Daten aus Windgutachten (Erstgutachten) und Gutachten zur Technischen Due Diligence (DD-Gutachten). Darüber hinaus wurden ein Produktkatalog mit Windenergieanlagen aus WindPro (s.u.) und Bestandsanlagen aus Wikipedia importiert.

Im Windgutachten werden Ertragsprognosen für Windenergieanlagen oder Windparks für einen geplanten Standort abgegeben. In Deutschland geplante Projekte werden anhand von Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) und Ertragsdaten von Referenzanlagen gerechnet, Auslandsprojekte auf Basis von eigens am Standort durchgeführten Windmessungen.

Im Gutachten zur Technischen Due Diligence wird auf Basis bestehender Gutachten externer Gutachter (Vorgutachten) anhand eines Mittelungsverfahrens eine neue Prognose abgegeben. Due Diligence wird für geplante Anlagen, sowie für realisierte, bereits in Betrieb befindliche Anlagen durchgeführt. Letzteres insbesondere dann, wenn ein Windpark verkauft werden soll.

Die wesentlichen in den Gutachten aufgeführten Parameter und Kennzahlen werden hier vorab zusammengefasst. Eine detaillierte und vollständige Beschreibung aller in die Datenbank aufgenommenen Attribute kann dem [Anhang Datenmodell](#) entnommen werden.

- Windgeschwindigkeit im Jahresmittel (mittlere Windgeschwindigkeit)
- Windleistung
- Weibullparameter k (Formfaktor) und A (Skalierungsfaktor)
- Jahresenergieertrag
- Parkwirkungsgrad (nur Windpark)
- Konfiguration (WEA-Typ und Anzahl im WP, nur Windpark)
- Unsicherheit (Einzelunsicherheiten und Gesamtunsicherheit)
- Windindex¹
- WEA-Kennlinientyp²

3.1 Windgutachten

Im Windgutachten wird eine eingehende Analyse zum Windpotenzial eines geplanten WEA-Standorts abgegeben. Es berücksichtigt die geographische Lage und die Orographie des Standorts, die Rauigkeiten und ggf. vorhandene Hindernisse, die zu Windabschattungen führen.

Windgutachten für in Deutschland geplante WEA verwenden in der Regel Messdaten des Deutschen Wetterdienstes (DWD), der in Deutschland ein dichtes Netz von Wetterstationen betreibt. Ausgangspunkt der Simulation ist die zum Projektstandort nächstgelegene Wetterstation, z.B. die Wetterstation Hamburg für eine in Hamburg oder Umgebung ge-

¹ Verwendete Windindizes: BDB (Keiler-Häuser-Windindex), ISET, IWR, EuroWindindex, NCAR, Anemos; der BDB-Windindex sammelt Windertragsdaten in Deutschland in der sogenannten Betreiberdatenbank. In ihm werden WEA-Produktionsdaten fortlaufend erfasst und aufgeschlüsselt nach 25 Regionen dargestellt. Zuletzt wurde der Index im Jahr 2011 aktualisiert [23].

² Die Hersteller geben berechnete, gemessene oder garantierte Leistungskennlinien an. Garantierte und gemessene Kennlinien sind genauer und gehen in die Prognose mit einer geringeren Unsicherheit ein (5-8%) als berechnete Kennlinien (12%).

plante WEA. Die Daten des DWD sind normiert, d.h. um regionale bzw. geographische Einflüsse wie Höhe über NN, Geländeform, Rauigkeit, Bebauung und Abschattung bereinigt. Damit wird sichergestellt, dass Winddaten verschiedener Standorte vergleichbar sind. Je nach Betriebsdauer der Station können die Messdaten bis zu mehrere Jahrzehnte in die Vergangenheit reichen. Je länger die Zeitreihen, umso besser die daraus ermittelten Langzeitprognosen [29].

Ausländische Standorte werden in der Regel anhand eigener Messdaten kalibriert. Hierzu werden am Projektstandort ein bis mehrere Jahre vor der geplanten Errichtung einer Anlage (und vor deren Begutachtung) an einem Masten Messvorrichtungen für Feuchtigkeit, Temperatur, Windrichtung und Windgeschwindigkeit installiert. Die Parameter werden über einen Zeitraum von mindestens einem Jahr gemessen, gesammelt und am Ende zur Berechnung der Prognose herangezogen. Bei ausländischen Gutachten ist die Verwendung von Wetterstationsdaten eher die Ausnahme.

Die Arbeit des Gutachters sei am Beispiel eines Projekts in Deutschland beschrieben. Sie beginnt mit der Transformation der Wetterstationsdaten an den Standort der geplanten WEA bzw. einen repräsentativen Punkt im Windpark (Referenzstandort). So erhält er berechnete Winddaten am Projektstandort im durch die DWD-Daten abgesteckten Zeitraum. Diese müssen durch eine Modellrechnung auf die geographischen Begebenheiten wie Geländeform, Rauigkeit und Abschattung angepasst werden.

Das Modellergebnis wird mit den Produktionsdaten einer benachbarten Vergleichsanlage (Vergleichs-WEA) abgeglichen (kalibriert) und in die Zukunft extrapoliert (Langzeitprognose für 20 bis 30 Jahre). Referenzdaten sind je nach Alter der Vergleichsanlage für einen Zeitraum von ein bis fünf Jahren vorhanden. Im Windgutachten angegebene Ertragsdaten gelten an der WEA bzw. am Windpark und nicht am Netzanschluss. Für eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung müssen die prognostizierten Ertragsdaten um die Verluste zwischen WEA und Netzanschluss sowie Ausfallzeiten korrigiert werden. Diese Korrekturbetrachtung ist nicht Bestandteil des Windgutachtens.

Die meisten der hier betrachteten und in der Datenbank erfassten Windgutachten wurden mit der Software WindPro der dänischen Firma EMD berechnet [16]. Bei komplexerem Gelände wird die Software WindSim eingesetzt [17].

Mit WindPro kann ein Windpark modelliert und bei gegebenen Randbedingungen zu WEA-Abstand, optischen und akustischen Einschränkungen und Schattenwürfen optimiert werden. Je nach Ausbaustufe der modular aufgebauten Software können mit dem Tool auch elektrotechnische Verluste berechnet, Turbinenlayouts gestaltet und WEA-Eignungstests vorgenommen werden [18].

Windpark und Gelände werden in WindPro anhand zahlreicher, detailliert konfigurierbarer Objekte modelliert. Einige der Eigenschaften seien hier exemplarisch aufgeführt

- Georeferenzierte topografische Karten (auch Google Earth Karten) können als Hintergrund verwendet werden
- Höhenprofile aus Satellitendaten können zur Feinjustierung des topografischen Höhenlinienverlaufs herangezogen werden
- Sukzessiver Aufbau des Modells anhand von Ebenen („Layers“)

Auf den Ebenen werden Objekte, die für die Simulation relevant sind, platziert. Das sind u.a. Messstationen, Wetterstationen, Bestandsanlagen, Schattenpunkte und Hindernisse, Fotopunkte, Flächen mit unterschiedlichen Rauigkeiten (z.B. Wald, freies Gelände).

- Import von Zeitreihen

Bei meteorologischen Objekten wie Windmess- und Wetterstationen können Zeitreihen mit Messwerten importiert, bereinigt und konfiguriert werden.

Nachdem das Modell vollständig in WindPro erfasst ist, können die Windverhältnisse am Referenzstandort berechnet werden. Die eigentlichen Strömungsberechnungen werden dabei nicht von WindPro, sondern von externen Tools, die in WindPro konfiguriert werden können, vorgenommen. Verbreitet sind WAsP und CFD. WAsP z.B. berechnet die Strömungsverhältnisse mittels der Windatlas-Methoden. Die Basis der Strömungsberechnung ist ein dreidimensionales Modell der lokalen Orographie und der relevanten Oberflächenmerkmale [30]. In [Anhang Beispiel einer Windfeldberechnung](#) ist das Ergebnis der Windfeldberechnung mit WindPro für den Standort Olsberg-Heidkopf dargestellt, so wie es im Gutachten dargestellt wird.

3.2 Technische Due Diligence

Bei Due Diligence handelt es sich generell um die Bewertung von Risiken einer geschäftlichen Transaktion. Beispielsweise kommen Banken mit Due Diligence beim Kauf oder Verkauf von Unternehmensbeteiligungen ihrer Sorgfaltspflicht nach. Stärken, Schwächen und Risiken des Objekts werden im Vorfeld der Akquisition geprüft [19].

In der Windbranche dient die technische Due Diligence der Neuberechnung von Kennzahlen (z.B. Jahresprognosen für Energie und Volllaststunden). Der DD-Gutachter setzt dabei auf bereits vorhandene Gutachten i.Allg. externer Gutachter auf (Vorgutachten), die u.U. schon vor Jahren angefertigt wurden. Er erstellt ein neues Gutachten (DD-Gutachten) mit gemittelten Größen und gibt eine neue Prognose ab. Die Mittelung erfolgt dabei unter der Annahme, dass die Vorgutachten gemäß dem zum Zeitpunkt ihrer Erstellung gültigen Stand der Technik korrekt gerechnet wurden. Das impliziert insbesondere, dass Berechnungen des Windpotenzials aus den Vorgutachten unverändert übernommen werden.

Allerdings stellt sich bei der Mittelung ein Problem. In den meisten Fällen unterscheidet sich die im DD-Gutachten zu berechnende Windpark-Konfiguration von den Konfigurationen aus den Vorgutachten. Mit Konfiguration ist hierbei die Bestückung des Windparks in Bezug auf WEA-Modell und WEA-Anzahl gemeint. Da die Vorgutachten u.U. Jahre zurückliegen und die technische Entwicklung nicht Halt macht, sind zum Zeitpunkt der DD andere WEA-Typen Stand der Technik. Ggf. ist der Windpark bereits gebaut und in Betrieb, aber mit einer von den ursprünglichen Gutachten abweichenden Konfiguration. Um Vergleichbarkeit der Gutachten herzustellen transformiert der DD-Gutachter im sogenannten „was-wäre-wenn“-Szenario¹ die früheren Expertisen auf den Status Quo. Dies geschieht in der Regel durch eine näherungsweise grobe Nachmodellierung der Vorgutachten mit WindPro (s.o.) und anschließender Anpassung dieses Modells gemäß der aktuellen Windpark-Konfiguration. Letztendlich führt diese Prozedur zu Anpassungsfaktoren für die zu bestimmenden Größen. Fehler oder Unstimmigkeiten in den Vorgutachten (z.B. wenn neuere Erkenntnisse oder ein aktuellerer Windindex zu anderen Werten im Lang-

¹ Was hätte der Gutachter unter den aktuellen Bedingungen gerechnet

zeitabgleich führen), werden ebenfalls mittels Anpassungsfaktoren berücksichtigt. Nachdem die Vorgutachten solchermaßen auf gleiches Niveau transformiert wurden, können die Mittelwerte der Kenngrößen berechnet werden. Die in den Vorgutachten angegebenen Unsicherheiten bleiben unberücksichtigt. Sie werden neu analysiert, bewertet und berechnet.

Im Unterschied zu Erstgutachten fließen bei Due Diligence die Verluste zwischen WEA und Netzanschluss und die Anlagenverfügbarkeit (Ausfallzeiten wegen Wartung, Behebung von Anlagenschäden etc.) in die Betrachtung ein. Sie führen zu einem Abschlag auf die Ertragsprognose von in der Regel 1-3%. Ist der dem DD-Gutachten zugrundeliegende Windpark bereits gebaut und in Betrieb, werden die Produktionsdaten im DD-Gutachten ebenfalls berücksichtigt.

3.3 WEA-Katalog

Von der BBB wurde ein WEA-Produktkatalog mit 766 Datensätzen in einer MS Excel Datei zur Verfügung gestellt. Die darin aufgeführten WEA-Produktdaten (Hersteller, Typ, Bezeichnung, Nennleistung, Rotordurchmesser) stammen aus der Datenbasis der Simulationssoftware WindPro (siehe [Kapitel 3.1 Windgutachten](#)), aus der die Daten exportiert und anschließend bereinigt wurden (einheitliche Bezeichnung, Eliminierung von Duplikaten). Die bereinigten Produktdaten wurden mit dem MS SQL Management Studio in die Tabelle WEA der Gutachterdatenbank importiert (vgl. [Anhang Datenmodell](#)).

3.4 Wikipedia

Wikipedia führt eine Vielzahl der in Deutschland installierten WEA nach Bundesländern aufgeschlüsselt auf [20]. Diese bundeslandspezifischen WEA-Bestandsdaten wurden in die Gutachterdatenbank übernommen und stehen dort als Vergleichsanlagen zur Verfügung.

Für die Übernahme wurden die Daten in einer MS Excel-Datei zusammengefasst und mit MS Visual Basic¹ nachbearbeitet (Aufspaltung der Datensätze in Positions- und WEA-Produktdaten, Eliminierung von Duplikaten, etc.). Ebenfalls mit Visual Basic¹ wurden SQL-Abfragen für das Laden der WEA in die Tabelle VergleichsWEA und der Positionsdaten in die Tabelle GeoAdresse generiert (vgl. [Anhang Datenmodell](#)). Auf diese Weise wurden 2.232 Vergleichsanlagen und 2.137 Positionsdaten in die Gutachterdatenbank aufgenommen. Der Import wurde einmalig Anfang Dezember durchgeführt. In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, wie man die Vergleichsanlagen, die in Wikipedia fortlaufend erweitert werden, in der Gutachterdatenbank aktuell hält.

¹ MS Visual Basic ist eine Programmiersprache, die u.a. in den Produkten der MS Office Palette zur Verfügung steht

4 Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit vorgestellt. An den Anfang wurde die Beschreibung des Datenmodells gestellt, das Ausgangspunkt für alle weiteren Untersuchungen ist, die Struktur der Daten vorgibt und die fachliche Domäne abgrenzt. Alle Auswertungen basieren auf OLAP und Reporting, die mittels der in [Kapitel 2.5 Business Intelligence](#) erläuterten Methoden durchgeführt wurden. Die dargestellten Diagramme können jederzeit auf Knopfdruck mit den aktuellen Daten in der Datenbank reproduziert werden.

4.1 Datenmodell

In [Abbildung 3](#) sind die Tabellen des Datenmodells und deren Beziehungen dargestellt. Der Übersichtlichkeit halber sind nur die Tabellennamen aufgeführt, die Spaltennamen wurden in dieser Darstellung weggelassen. Alle dargestellten Verbindungslinien verkörpern 1:n Beziehungen. Eine Tabelle, an der die Verbindungslinie mit dem Schlüsselssymbol endet kann mit 1 bis n Datensätzen der Tabelle verbunden sein, an der die Linie mit dem Doppelkreissymbol beginnt. Beispielsweise können ein oder mehrere Referenzstandorte auf ein Gutachten verweisen. In diesem Beispiel kommt der Umstand zum Ausdruck, dass bei größeren Windparks u.U. mehrere Referenzstandorte für die Ertragsberechnung innerhalb eines Gutachtens herangezogen werden.

In die Typtabellen (Suffix Typ, z.B. GutachtenTyp, StaatTyp), wurden Wertebereiche ausgelagert, die im [Anhang Typtabellen-Wertebereich](#) beschrieben sind (z.B. intern/extern/etc. in die Tabelle GutachtenTyp oder Deutschland/Spanien/etc. in die Tabelle StaatTyp).

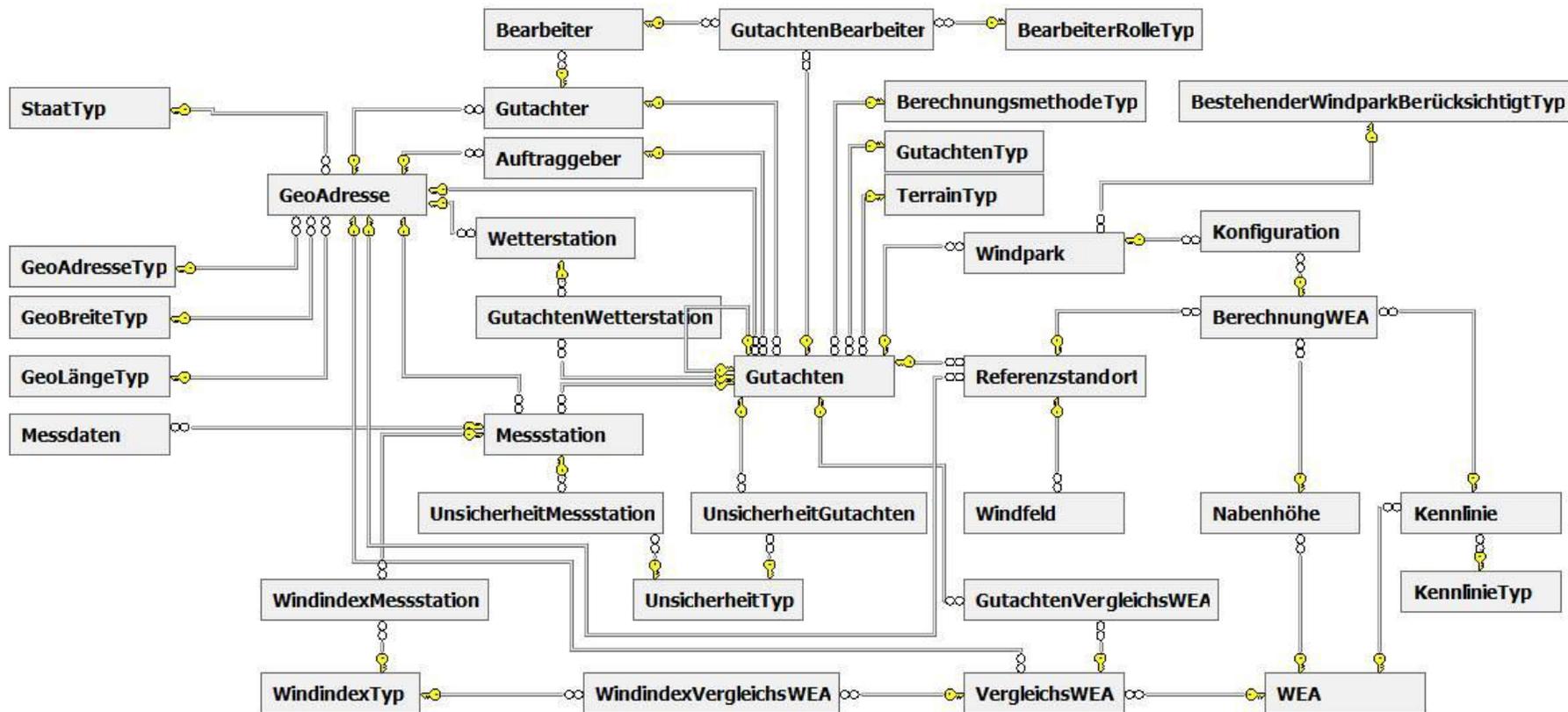


Abbildung 3 Datenmodell

Im Zentrum des Datenmodells stehen die beiden Tabellen Gutachten und Referenzstandort. Einem Gutachten (genauer: dessen Standort) können ein oder mehrere Referenzstandorte zugeordnet sein.

Ein Gutachten hat genau einen Auftraggeber (Tabelle Auftraggeber) und wurde von genau einem Gutachter erstellt (Tabelle Gutachter). Auftraggeber und Gutachter haben eine Adresse (Tabelle GeoAdresse), ebenso das Gutachten selbst. Hierbei handelt es sich um die Adresse des Windparks, die im einfachsten Fall aus einem Ortsnamen und einer Postleitzahl bestehen kann. In der Tabelle GeoAdresse werden postalische Anschriften (Straße, PLZ, Ort) und Geo-Koordinaten (geographische wie kartesische) gespeichert. Die Position von Wetter- und Messstationen, von Referenzstandorten und von Vergleichsanlagen (Tabelle VergleichsWEA) wird ebenso als GeoAdresse gespeichert. Die Abstraktion der kartesischen Positionsdaten innerhalb der Tabelle GeoAdresse ermöglicht einen transparenten Umgang mit jedweder Art von Koordinatensystem, sei es geographisch oder kartesisch (z.B. Gauß-Krüger). Die Position der Referenzstandorte wird ebenfalls als GeoAdresse angegeben.

Vorgutachten aus der Due Diligence stehen mit dem eigentlichen Due Diligence Gutachten in Beziehung. Daher rührt der Selbstbezug bei Tabelle Gutachten.

In Bezug auf den Gutachter (genauer Gutachterfirma) werden die Mitarbeiter (Tabelle Bearbeiter) im Datenmodell erfasst, die als Bearbeiter von Gutachten (Tabelle GutachtenBearbeiter) in spezifischen Rollen (Tabelle BearbeiterRolleTyp) auftreten können.

Für die Bewertung ausländischer Standorte werden Windmessungen herangezogen. Im Vorfeld der Begutachtung werden am Standort der geplanten Anlage ein oder mehrere Messstationen installiert und über einen Zeitraum von i. Allg. mehreren Jahren betrieben (Tabelle Messstation). Je Messstation gibt es eine Liste von Unsicherheiten (Tabelle UnsicherheitMessstation) und eine Liste von Messdaten (Tabelle Messdaten). Für langjährige Prognosen werden die gewonnen Messdaten anhand eines oder mehrerer Windindizes „kalibriert“ (Tabellen WindindexMessstation, Windindex). Die im Gutachten prognostizierten Ergebnisse sind mit Unsicherheiten behaftet (Tabelle UnsicherheitGutachten).

Validierung der prognostizierten Energieerträge erfolgt anhand von Vergleichsdaten benachbarter Windenergieanlagen (Tabelle GutachtenVergleichsWEA). Hierbei handelt es sich um Produktionsdaten von Windenergieanlagen (WEA), die in der Nähe des Referenzstandorts installiert und bereits über einen längeren Zeitraum in Betrieb sind (Tabelle VergleichsWEA). Die GeoAdresse der Vergleichsanlage kann im einfachsten Fall aus einem Ortsnamen und einer Postleitzahl bestehen. Ebenso wie Messdaten werden die Produktionsdaten der Vergleichsanlagen anhand von Windindizes „kalibriert“ (Tabelle WindindexVergleichsWEA). Produktionsdaten liegen für einen bestimmten WEA-Typ vor, daher die Kante zur Tabelle WEA.

In der Tabelle WEA sind die Windkraftanlagen verschiedener Hersteller mit Typbezeichnung, Nennleistung und Rotordurchmesser gespeichert. Insofern stellt diese Tabelle eine Art Produktkatalog dar. Ein spezifischer WEA-Typ (z.B. Enercon E66/19.70) wird vom Hersteller in der Regel mit verschiedenen Nabenhöhen und davon abhängigen Produktpreisen angeboten. Dieser Multiplizität trägt die Tabelle Nabenhöhe Rechnung.

Ausgangspunkt jeder Begutachtung ist die Bestimmung des Windfeldes am geplanten Standort des Windparks (Tabelle Windfeld). Je Referenzstandort werden in der Windfeld-Tabelle Windgeschwindigkeiten und –leistungen, sowie die zugehörigen Weibull-Parameter A und k bei verschiedenen Höhen über Grund gespeichert.

Energieprognosen werden je Referenzstandort für die geplanten WEA-Typen berechnet (Tabelle BerechnungWEA). Die Berechnung basiert auf der Leistungskennlinie des WEA-Typs (Tabelle Kennlinie) und der WEA-Nabenhöhe (Tabelle Nabenhöhe). Da für einen spezifischen WEA-Typ i. Allg. mehrere Kennlinien existieren – berechnet, gemessen, garantiert – ist die Angabe der Leistungskennlinie im Rahmen des Gutachtens essenziell. Gleiches gilt für die Nabenhöhe.

Im Allg. wird in einem Windgutachten nicht eine einzelne WEA, sondern ein Windpark, der aus mehreren WEA (in manchen Fällen auch unterschiedlichen Typs) besteht, betrachtet. Darüber hinaus können in einem Gutachten alternative Windpark-Konfigurationen gerechnet werden (etwa verschiedene WEA-Typen mit unterschiedlicher Anzahl). Dieser Sachverhalt wird in der Tabelle Windpark abgebildet. In ihr ist das Berechnungsergebnis (Jahresproduktion, Windparkwirkungsgrad, etc.) je Konfiguration gespeichert. Die Konfiguration an sich (Anzahl WEA je WEA-Typ) ist in der Tabelle Konfiguration enthalten. Zu beachten ist, dass die Tabelle Konfiguration nicht mit der WEA-Produkttable (Tabelle WEA), sondern mit der Tabelle der berechneten WEA-Produktionsdaten (Tabelle BerechnungWEA) in Beziehung steht. Es sind die WEA-Einzelträge, die zusammen genommen unter Berücksichtigung des Parkwirkungsgrades den Parkertrag ergeben.

Die in den nachfolgenden Kapiteln vorgestellten Ergebnisse stammen im Wesentlichen aus den Daten der Entitäten Gutachten, Gutachter, Referenzstandort, Windpark, Konfiguration, WEA, BerechnungWEA, Nabenhöhe, GeoAdresse, Windfeld, Wetterstation, Unsicherheit. Die übrigen Entitäten wurden (noch) nicht verwertet.

4.2 Geographische Auswertungen

In diesem Abschnitt werden Ergebnisse vorgestellt, die georeferenzierten Inhalt haben und i. Allg. in Karten dargestellt sind. Soweit angegeben, sind geographischen Koordinaten aus Datenschutzgründen mit nur zwei Nachkommastellen aufgeführt. Die Positionsdaten sind mit Punkt statt Komma als Dezimaltrennzeichen geschrieben, weil sie dann z.B. in Google Maps mittels „Copy & Paste“ direkt eingegeben werden können.

4.2.1 Übersicht georeferenzierter Objekte

4.2.1.1 Gesamtdarstellung

Betrachtet man die in Deutschland liegenden geographischen Objekte im Datenbestand, ergibt sich die Situation aus [Abbildung 4](#).



Abbildung 4 Übersicht georeferenzierter Objekte im Datenbestand

Die insgesamt 2.137 als Vergleichsanlagen aus Wikipedia importierten Bestandsanlagen (gelber Kreis) überwiegen aufgrund ihrer hohen Anzahl auf der Karte. Wie zu erkennen ist, konzentrieren sich die Parks auf den Küstenbereich und die windstarken Regionen der norddeutschen Tiefebene (Niedersachsen, Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern). Im südlichen Teil Deutschlands fallen die Häufungen im Süden Hessens (Spessart) und der südwestlichsten Spitze Baden-Württembergs (Breisgau) auf. Gutachtenstandorte – in der Karte als Referenzstandorte dargestellt (hellgrüner Kreis) – lassen das Nord-Südgefälle noch deutlicher erkennen. Der weitaus größte Teil der 550 Gutachten im Datenbestand (inklusive Due Diligence) bezieht sich auf Standorte, die im Norden Deutschlands liegen. Die erfassten Wetterstationen (roter Kreis) sind relativ gleichmäßig über die gesamte Bundesrepublik verteilt, wobei auch hier der Norden ein leichtes Übergewicht für sich verbuchen kann. Wie weiter unten beschrieben, liegt der Abstand zwischen Projektstandort und Wetterstationen bei den meisten Gutachten bei maximal 65 km, was ein gleichmäßiges Netz von Wetterstationen notwendig macht. Dennoch scheinen einige der Projektstandorte deutlich weiter als 40 km von der nächstgelegenen Wetterstation entfernt zu sein. Bei diesen handelt es sich um Due Diligence Standorte, für deren Berechnung (zumindest aus Sicht des Due Diligence Gutachters) keine Wetterdaten benötigt werden. Das Datenmaterial, das zu den Vorgutachten führte, insbesondere die Wetterdaten, sind nicht bekannt. Ein Beispiel hierfür sind die beiden nördlichsten Referenzstandorte oberhalb des Schriftzugs „SCHLESWIG“, bei denen es sich um den Windpark Friedrichsgabekoog handelt.

Da die Simulation deutscher Projektstandorte in der überwiegenden Zahl auf Basis von Wetterstationsdaten kalibriert wird, sind nur wenige Messstationen für Deutschland im Datenbestand enthalten (dunkelgrüner Kreis).

Wenn im Rahmen eines neuen Gutachtens ein neuer Standort bewertet werden soll, ist die Kenntnis vorhandener Anlagen im Umkreis des Standorts von Vorteil, nicht zuletzt,

weil man die Produktionsdaten der nahegelegenen Bestandsanlagen (Vergleichsanlage) in die Berechnung einfließen lassen kann (sofern der Betreiber die Daten offenlegt). In den beiden nachfolgenden Kapiteln wird anhand der beiden Städte Hamburg und Hannover beispielhaft veranschaulicht, wie eine solche Umkreissuche aussehen könnte. Dabei wurde jeweils ein Kreis mit Radius 50 km um den Stadtmittelpunkt gezogen (Positionsdaten aus Wikipedia).

4.2.1.2 Umkreis Hamburg

Auf der Karte in [Abbildung 5](#) ist im östlichen Teil des Stadtgebiets von Hamburg die Wetterstation des DWD dargestellt (Fünfecksymbol). Darüber hinaus sind zahlreiche Bestandsanlagen (Raute) und Gutachtenstandorte (Kreis) dargestellt.

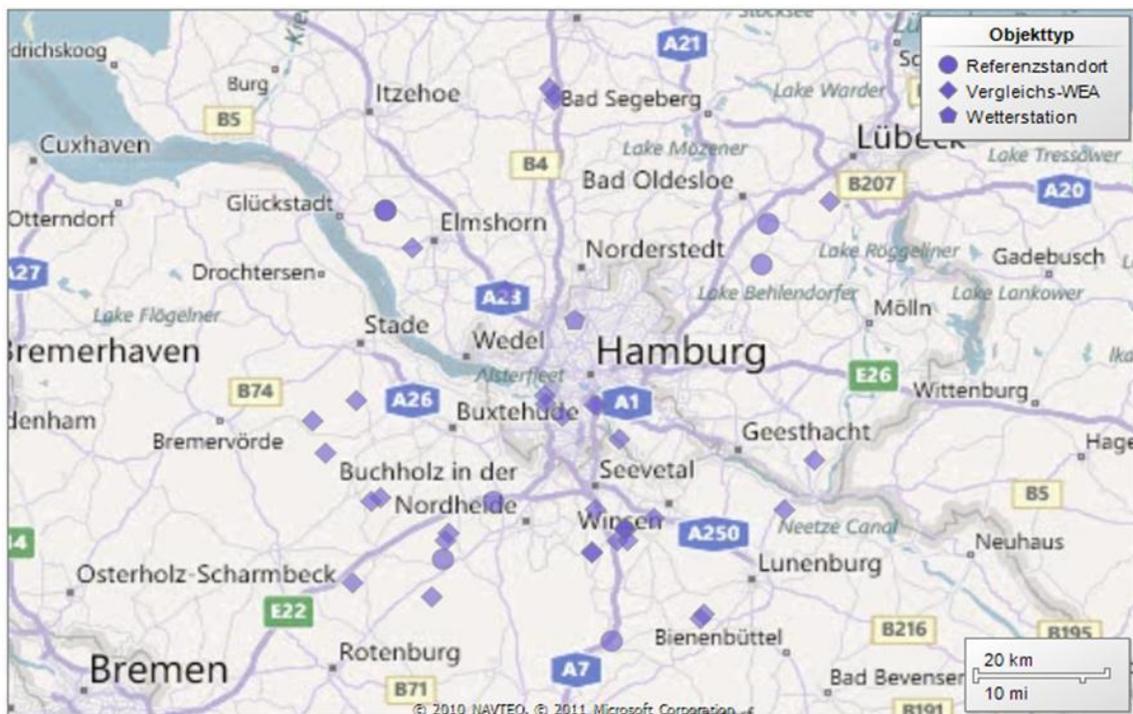


Abbildung 5 Georeferenzierte Objekte im Umkreis 50 km von Hamburg

4.2.1.3 Umkreis Hannover

Im Raum Hannover sind zwei Wetterstationen vorhanden ([Abbildung 6](#)). Die Wetterstation des DWD im Norden Hannovers und die Wetterstation in Brunswick. Darüber hinaus sind zahlreiche Bestandsanlagen und Gutachtenstandorte zu erkennen.



Abbildung 6 Georeferenzierte Objekte im Umkreis 50 km von Hannover

Der Nutzen der Umkreissuche soll an einem Beispiel illustriert werden. Im nordwestlichen Teil der Karte ist im Landkreis Nienburg ein Gutachtenstandort verzeichnet. Eine Recherche soll nun zeigen, ob das Projekt realisiert wurde. Zunächst muss mit Datenbankmitteln die genaue Position des Standorts ermittelt werden. Hierzu wird die der Kartendarstellung zugrundeliegende SQL-Abfrage verwendet. Als Ergebnis erhält man die Geo-Position 52.68°N , 9.24°E (Holtorf, Landkreis Nienburg). Mit Hilfe von Google Maps kann die Position inspiziert werden. An der Stelle ist eine WEA errichtet worden. Mit Hilfe der Software WindGutachtenExpert können die Details dieses Projekts eingesehen werden. Der Standort Holtorf wurde am 8.9.2002 einer Due Diligence Prüfung unterzogen. Der Untersuchung lagen drei Vorgutachten aus den Jahren 2000, 2001 und 2002 zugrunde. Allen drei Vorgutachten lag die gleiche Konfiguration vor: eine Windkraftanlage des Typs Enercon E-66/18.70 mit 65 m Nabhöhe. Genau diese Anlage wurde auch gebaut, wie in der Google Maps Luftaufnahme zu erkennen ist.

4.2.2 Windfeldanalyse

In diesem Abschnitt wird der in [Kapitel 2.7 Hellmann-Approximation](#) entwickelte „Hellmann-Ansatz“ zum Aufbau eines Windatlas auf Basis der Gutachtendaten angewendet. In dem Windatlas werden die mittleren Windgeschwindigkeiten in 50 m und 100 m Höhe über dem Grund für all diejenigen Standorte (genauer: Referenzstandorte) ausgewiesen, für die eine Berechnung möglich ist. Das sind diejenigen, für die mindestens ein Referenzdatensatz bestehend aus mittlerer Windgeschwindigkeit und Höhe über Grund im Datenbestand existiert.

4.2.2.1 Hellmann-Approximation

Wie aus Tabelle 2 ersichtlich sind zwei Drittel aller Standorte im Datenbestand als flach bzw. leicht wellig klassifiziert. Diese Standorte sind im Wesentlichen auf den nördlichen Teil Deutschlands konzentriert ([Abbildung 7](#)).

Terraintyp	Anzahl Standorte
flach	204
leicht erhöht	32
leicht wellig	159
hügelig	40
wenig komplex	12
komplex	53
sehr komplex	37
k.A.	13
Summe	550

Tabelle 2 Häufigkeitsverteilung von Terraintypen

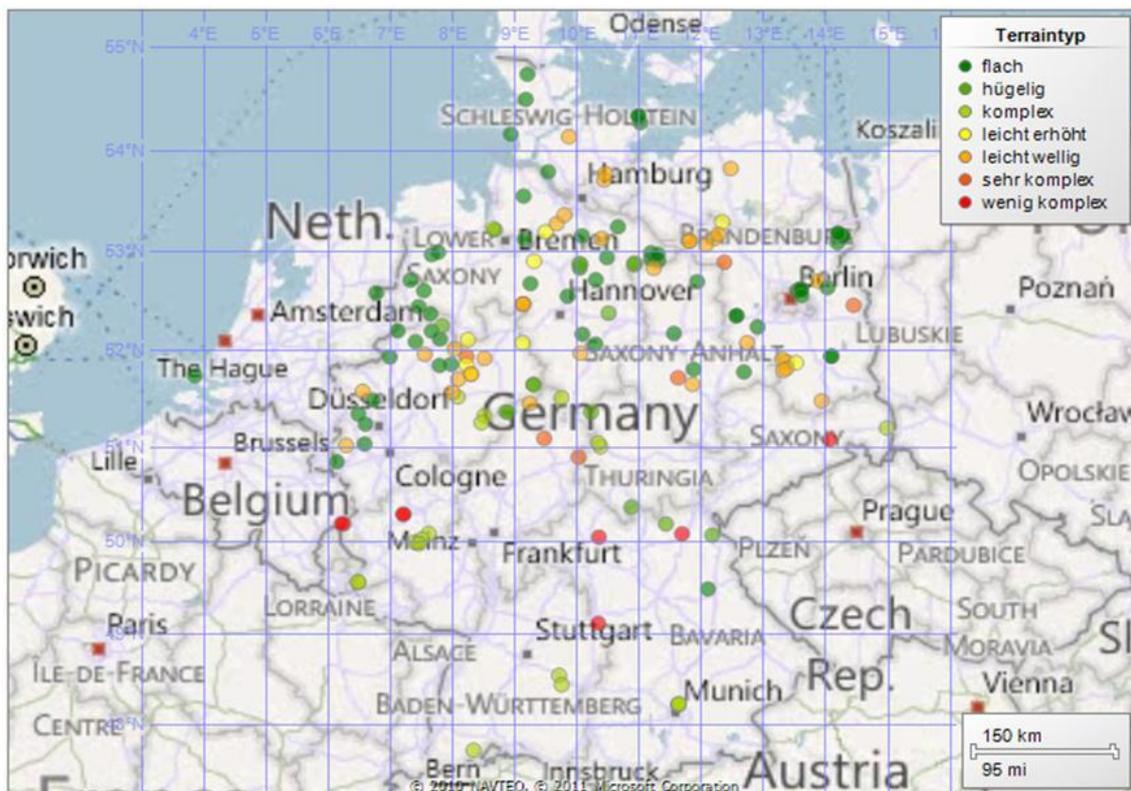


Abbildung 7 Geographische Verteilung von Terraintypen

Am Beispiel der flachen Standorte wird nun die Güte des Hellmann-Approximation überprüft. Zunächst wird aufgezeigt, wie die Interpolationsgleichung für den Höhenexponenten ermittelt wird. Hierzu sind in [Abbildung 8](#) die aus dem Datenbestand errechneten Höhenexponenten (vgl. [Kapitel 2.7 Hellmann-Approximation](#)) in Abhängigkeit von der Höhe dargestellt (blaue Raute). Darüber hinaus sind die Mittelwerte der Höhenexponenten bei fester Höhe (rotes Quadrat) und die lineare Interpolationsgerade zu den Mittelwerten im Diagramm enthalten.

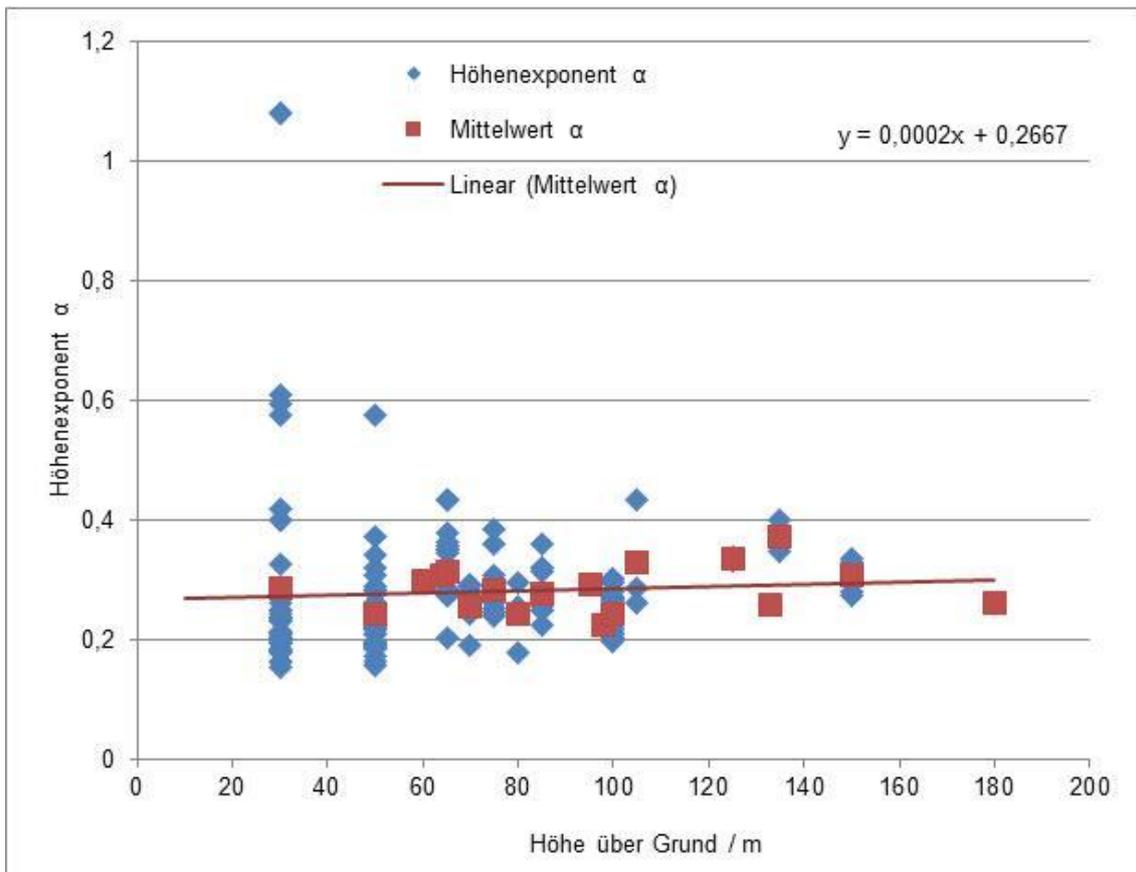


Abbildung 8 Interpolationsgleichung für α (flaches Gelände)

Die mittels MS Excel ermittelte Interpolationsgleichung lautet

$$\alpha(h) = 0,0002 h + 0,2667 \quad (4.1)$$

α : Höhenexponent

h: Höhe über Grund

Mit Gleichung (4.1) ist das Ziel erreicht. Damit kann für flache Standorte der Höhenexponent in jeder Höhe bestimmt werden, zumindest prinzipiell. Natürlich hat die Gleichung ihre Grenzen, doch für die hier angestrebten Höhen, sollte sie tragfähig sein.

Um dies zu validieren wurden mittels Gleichungen (2.6) und (4.1) alle zu flachen Standorten vorhandenen Windfelddatensätze gerechnet. Als Referenzhöhe wurde, wenn möglich, ein Wert zwischen 60 m und 100 m gewählt. Einerseits ist das der Bereich typischer Nabenhöhen und andererseits zielt der Windatlas auf die Höhen 50 m und 100 m ab. Der berechnete „Hellmann“-Wert wurde dann mit dem bekannten „exakten“ Wert in Beziehung gesetzt. Das Resultat geht aus [Abbildung 9](#) hervor. In dem Diagramm ist das Verhältnis aus berechneter und bekannter Windgeschwindigkeit – $v(\text{berechnet}) / v(\text{Gutachten})$ – über der Höhe dargestellt.

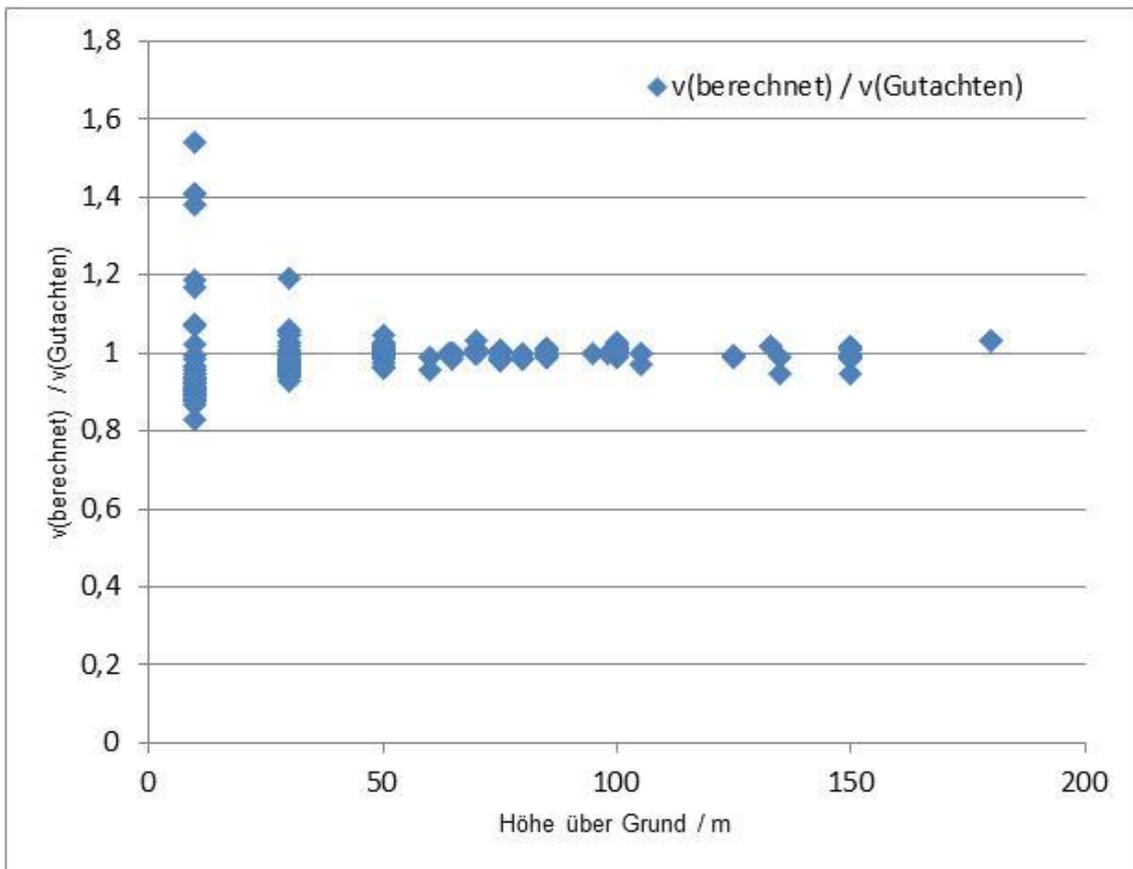


Abbildung 9 Validierung Hellmann-Interpolation (flaches Gelände)

Bei kleinen Höhen über Grund (10 m, 30 m) weicht der errechnete Wert erwartungsgemäß teils erheblich vom Gutachten-Wert ab. Dies ist einerseits der hohen Streuung der Eingangsdaten und andererseits der gewählten Referenzhöhe geschuldet (s.o.). Je weiter man sich von der Referenzhöhe entfernt, umso ungenauer wird der berechnete Wert naturgemäß. Bei Höhen jenseits der 50 m Marke ist die Approximation sehr gut, womit der Ansatz als gerechtfertigt angesehen werden kann. Für die zu [Abbildung 8](#) und [Abbildung 9](#) analogen Darstellungen der übrigen Terraintypen sei auf den Anhang Hellmann-Interpolation verwiesen. Das Ergebnis ist in Tabelle 3 dargestellt (leicht welliges, hügeliges und wenig komplexes Gelände sind zu einer Kategorie zusammengefasst).

Terraintyp	Interpolationsgleichung
Flaches Gelände	$\alpha (h) = 0,0002 \cdot h + 0,2667$
Leicht erhöhtes Gelände	$\alpha (h) = -0,0003 \cdot h + 0,2874$
Leicht welliges, hügeliges und wenig komplexes Gelände	$\alpha (h) = 0,0007 \cdot h + 0,2102$
Komplexes Gelände	$\alpha (h) = 0,0008 \cdot h + 0,1401$
Sehr komplexes Gelände	$\alpha (h) = -0,0009 \cdot h + 0,1843$

Tabelle 3 Interpolationsgleichungen für den Höhenexponent α

Anhand dieser fünf Interpolationsgleichungen und den Referenzhöhen und Referenzgeschwindigkeiten aus dem Datenbestand ist der Windatlas erzeugt worden ([Abbildung 10](#), [Abbildung 11](#)).

4.2.2.2 Windatlas

In **Abbildung 10** ist die mittlere Windgeschwindigkeit in 50 m, in **Abbildung 11** in 100 m Höhe über Grund dargestellt. In die Auswertung flossen 367 Datensätze ein.



Abbildung 10 Windatlas Deutschland, mittlere Windgeschwindigkeit 50 m über Grund

Erwartungsgemäß sind die windstarken Standorte im Küstenbereich und im norddeutschen Tiefland vorzufinden, in Übereinstimmung mit den Winddaten des Deutschen Wetterdienstes [21]. Bei näherer Betrachtung der beiden Kartendarstellungen stellt man fest, dass es Bereiche mit unmittelbar benachbarten Standorten gibt, die unterschiedliches Windangebot aufweisen. Anhand zweier Beispiele wird nachfolgend in Detailanalysen aufgezeigt, wie solche Sondersituationen eingehender untersucht werden können. Das Vorgehen dient in erster Linie der Qualitätssicherung des Datenbestands, kann aber auch zur Aufdeckung von Standorten führen, die im Vergleich zu ihrer Umgebung über- oder unterdurchschnittliches Windangebot aufweisen. Eine Information, die für den Gutachter hohen Wert hat.

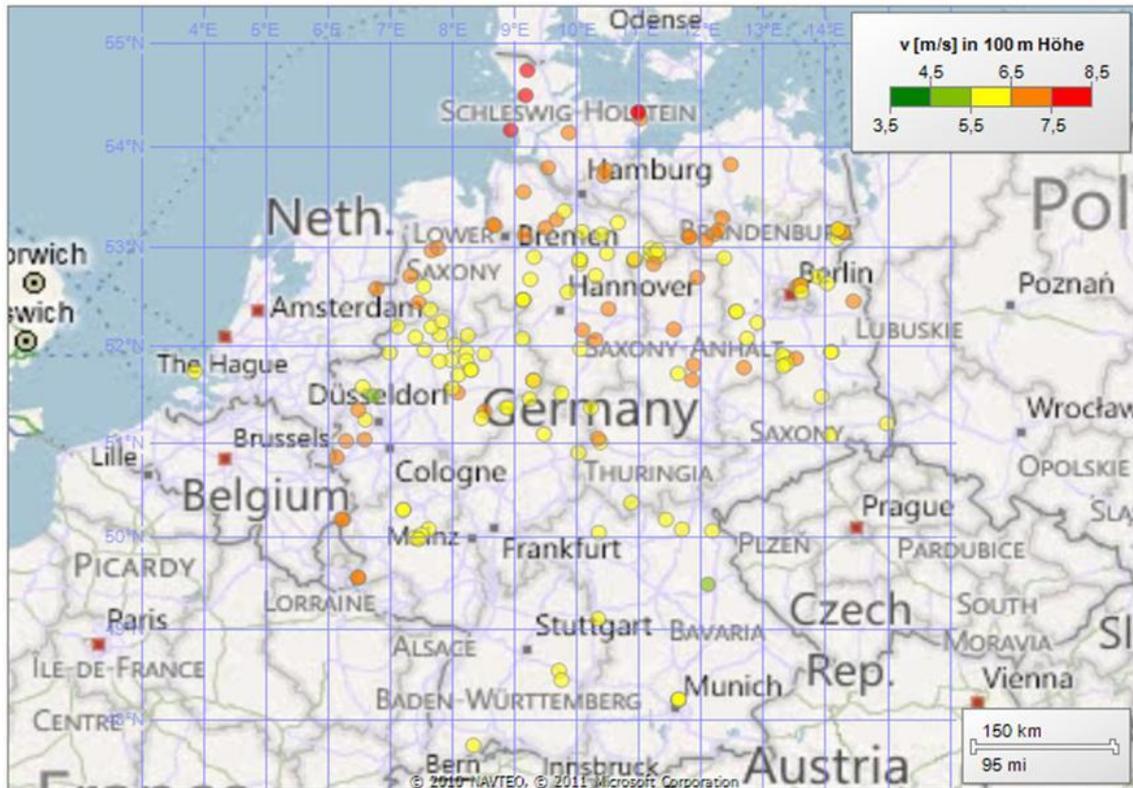


Abbildung 11 Windatlas Deutschland, mittlere Windgeschwindigkeit 100 m über Grund

Herausgegriffen wurden einerseits die beiden Standorte etwa 100 km nordöstlich von Köln (oranjer und gelber Kreis im „G“ von Germany auf der 100-m-Karte, [Abbildung 11](#)) und die Standorte in Berlin (ebenfalls oranjer und gelber Kreis auf der 100-m-Karte, [Abbildung 11](#)). Bei ersteren handelt es sich um die Standorte Olsberg-Heidkopf und Winterberg-Altenfeld, bei letzteren um die Berliner Standorte Blumberg, Birkholz, Lindenberg und Eiche. Diese Standorte werden in den beiden nachfolgenden Kapiteln eingehender untersucht.

4.2.2.3 Detailanalyse Olsberg-Heidkopf, Winterfeld-Altenfeld

Zur genaueren Analyse der Region Olsberg/Winterfeld wurde ein detaillierter Kartenausschnitt für die Position 51.2°N 8.5°E mit Radius 25 km erzeugt ([Abbildung 12](#)).



Abbildung 12 Detailanalyse Olsberg-Heidkopf, Winterberg-Altenfeld: Kartenausschnitt

Im nördlichen Teil des Kartenausschnitts ist der Standort Olsberg-Heidkopf zu erkennen (oranger Kreis, 51.32°N 8.51°E). Für diesen Standort wurde am 12.8.2011 ein Gutachten erstellt. Das Windpotenzial wurde u.a. mit Daten der Wetterstation Kahler Asten des Deutschen Wetterdienstes kalibriert. Im Gutachten ist in 105 m Höhe über Grund eine mittlere Windgeschwindigkeit von 7,5 m/s angegeben, die Hellmann-Approximation ergibt 7,13 m/s in 100 m. In Google Maps ist die geplante Anlage nicht zu sehen. Entweder sie wurde noch nicht gebaut oder die Luftaufnahme ist veraltet.

Weiter südlich liegt der Standort Winterberg-Altenfeld (gelber Kreis, 51.25°N 8.45°E). Das Gutachten wurde am 23.2.2009 erstellt. In die Berechnung flossen ebenfalls Daten der Wetterstation Kahler Asten ein. Gemäß Gutachten beträgt die mittlere Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe über Grund 6,4 m/s, ein Wert der exakt mit dem Wert der Hellmann-Approximation zusammenfällt. Auch für Winterberg ist auf der Google-Karte keine Anlage zu erkennen.

Die beiden Standorte weisen trotz der geringen Entfernung von weniger als 10 km mit mittleren Windgeschwindigkeiten von 7,13 m/s und 6,4 m/s in 100 m Höhe unterschiedliches Windpotenzial auf, weshalb abschließend ein Blick auf die Geländeform geworfen wird und die Beschreibungen im Originalgutachten herangezogen werden.

Wie aus [Abbildung 13](#) zu erkennen ist (grüner Pfeil) liegt der Referenzstandort Olsberg-Heidkopf auf ca. 655 m Höhe NN knapp unterhalb des Scheitelpunkts des Olsberg (700 m Höhe NN). Überströmungen des Hügels werden hier maßgeblich am Windpotenzial beteiligt sein.

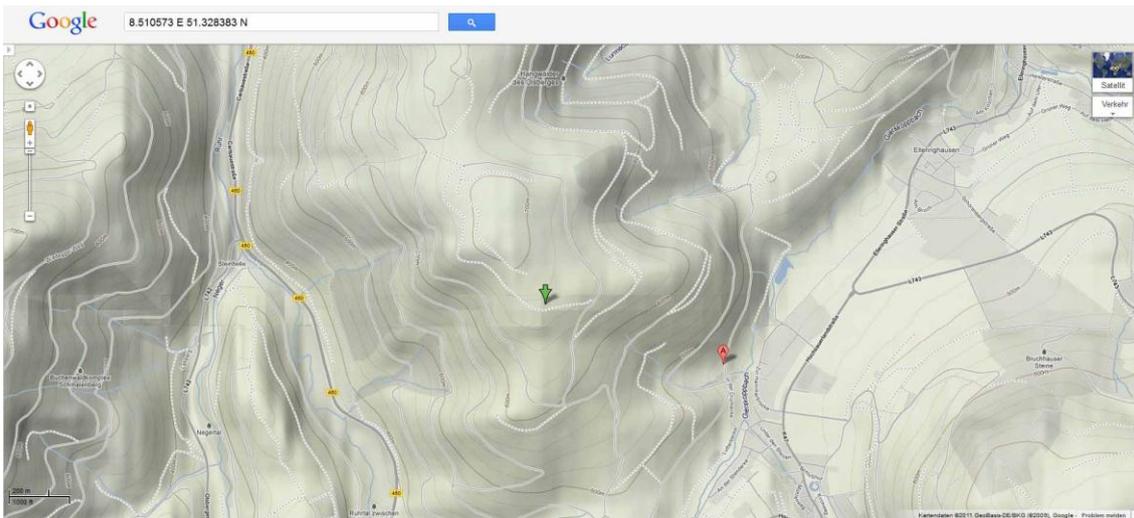


Abbildung 13 Detailanalyse Olsberg-Heidkopf: Gelände

Im Originalgutachten lautet der Text in Bezug auf Orographie und Rauigkeit [31]: „Die Standortregion Olsberg-Heidkopf ist gekennzeichnet durch recht komplexes Terrain mit ausgeprägten Höhenunterschieden in alle Himmelsrichtungen. Im Umkreis von etwa 10 km betragen die Höhendifferenzen bis zu 550 m. In Richtung Westen bis Norden sinkt das Geländeniveau deutlich ab. Im Süden und Südosten kann hingegen ein starker Anstieg beobachtet werden.“



Abbildung 14 Geländeschnitt einer Profillinie vom Kahlen Asten bis zum Heidkopf

Und weiter aus [31]: „Nachfolgend sei das Geländeprofil einer Profillinie dargestellt, welche sich ca. 1,6 km südlich der DWD Station Kahler Asten in Richtung NNO durch das Plangebiet Heidkopf und ca. 1,5 km darüber hinaus erstreckt [Abbildung 14]. Eindeutig ist der Kahle Asten mit einer Erhebung von 840 m erkennbar (links), während die Neuanlagen rechts auf der Abbildung im Bereich des Doppelgipfels platziert werden sollen. [...] Hinsichtlich der Beschaffenheit der Geländeoberfläche bzw. der Rauigkeit liegen im direkten Standortgebiet von gut 10 km Durchmesser verschiedene strukturierte Landschaften vor. Dabei handelt es sich zum einen um ausgeprägte Waldflächen in der unmittelbaren Umgebung des geplanten Windparks.“

Der Standort Winterberg-Altenfeld liegt auf 560 m Höhe NN in einem Sattel (Abbildung 15, grüner Pfeil). Die die umliegenden Hügel umströmenden Winde kommen hier vermutlich weniger stark zur Geltung.

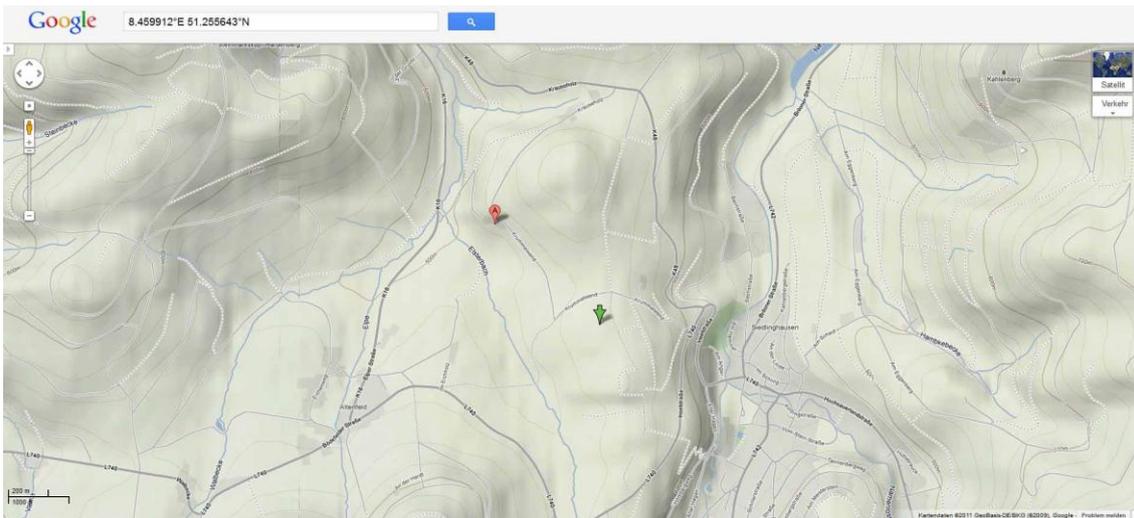


Abbildung 15 Detailanalyse Winterberg-Altendorf: Gelände

Im Originalgutachten heißt es [32]: „Die nähere Umgebung bis 2 km Umkreis bewegt sich bei Höhen zwischen 450 m über NN im nordöstlich und östlich gelegenen Negertal und 700 m im südlich und südwestlich gelegenen Hardt und Hömberg. Der Standort selbst liegt auf einer Höhe von ca. 560 m über NN. In der weiteren Umgebung bis 10 km Umkreis fällt das Gelände [...] nach Norden und Nordwesten auf 370 m ü. NN ab. Im Westen und Südwesten pendelt die mittlere Höhe um 500 m über NN, wohingegen das Gelände nach Süden und Osten aufgrund höherer Erhebungen bei Winterberg und Willingen bis auf über 800 m über NN ansteigt. Die orografischen Einflüsse auf das Windpotenzial sind durch das stark reliefierte Gelände bedeutend.“

Zusammenfassend kann für den Vergleich festgehalten werden, dass das unterschiedliche Windpotenzial der beiden Standorte plausibel erscheint. Der Gutachter wird zum Schluss kommen, dass die unterschiedlichen Prognosen begründet sind und der Standort Olsberg-Heidkopf ein besserer Windstandort ist.

4.2.2.4 Detailanalyse Blumberg, Birkholz, Lindenberg, Eiche

Für die Detailanalyse der zweiten Beispielregion, dem Nordosten Berlins, wurde ein detaillierter Kartenausschnitt für die Position 52.58°N und 13.55°E mit Radius 10 km erzeugt (Abbildung 16). Mit dem WindGutachtenExpert kann recherchiert werden, dass alle in diesem Abschnitt betrachteten Standorte mit den Daten der DWD Wetterstation Berlin kalibriert wurden.

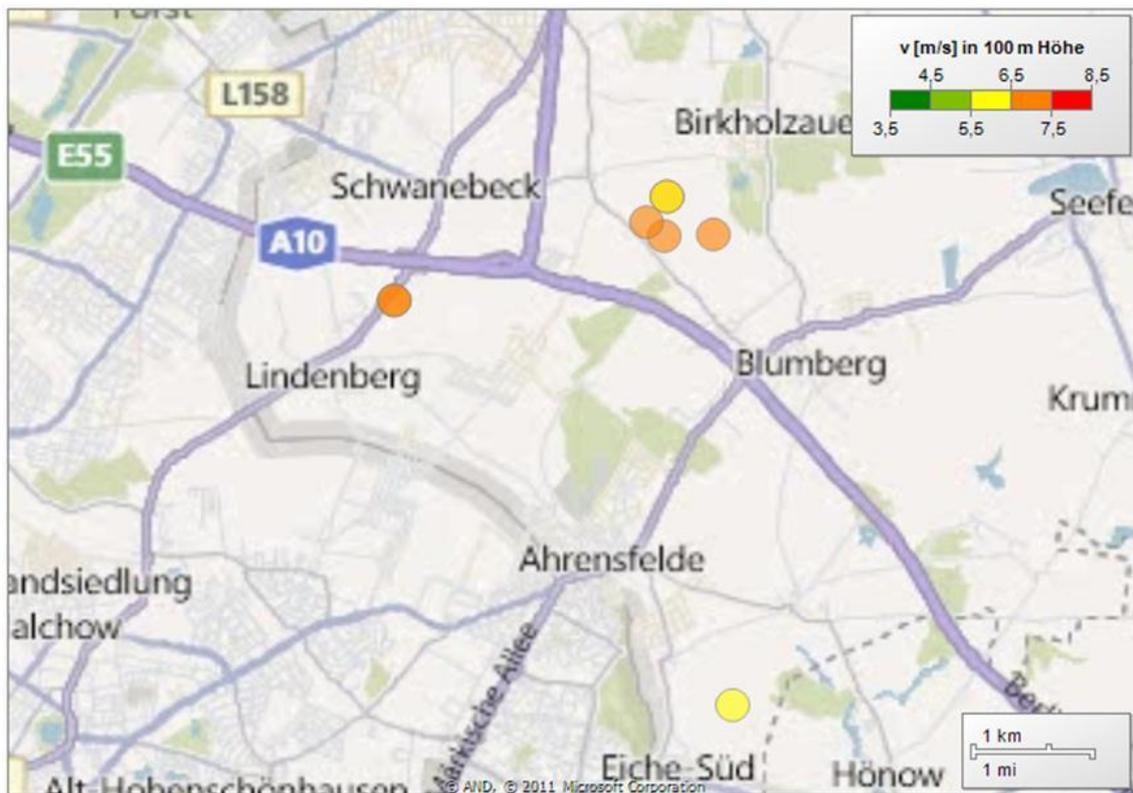


Abbildung 16 Detailanalyse Blumberg, Birkholz, Lindenberg, Eiche: Kartenausschnitt

Zunächst werden die nördlich der A10 gelegenen Standorte Blumberg und Birkholz eingehender untersucht, die im Detailausschnitt in [Abbildung 17](#) zu sehen sind.



Abbildung 17 Detailanalyse Blumberg II: Luftaufnahme

Zum Standort Blumberg (Gutachtenbezeichnung Blumberg II) existieren zwei Gutachten im Datenbestand, eines vom 2.7.2004 und eines vom 6.9.2011. Das ältere Gutachten

bezieht sich auf den Referenzstandort 52.61°N 13.60°E (oranger Punkt in der südöstlichen Ecke von [Abbildung 17](#)). Laut Gutachten herrschen hier in 100 m Höhe über Grund im Mittel Windgeschwindigkeiten von 6,4 m/s (Hellmann-Approximation: 6,59 m/s). Das zweite Gutachten vom 6.9.2011 bezieht sich auf den Referenzstandort 52.62°N 13.59°E (gelber Kreis in [Abbildung 17](#)). In diesem Gutachten wurde eine mittlere Windgeschwindigkeit in 105 m Höhe von 6,6 m/s berechnet, die Hellmann-Approximation lieferte einen Wert von 6,5 m/s in 100 m Höhe. Wie an diesen Werten zu erkennen ist, löst sich der scheinbare Widerspruch unterschiedlichen Windpotenzials in Wohlgefallen auf. Alles andere wäre bei dem flachen und homogenen Gelände, wie es aus der Luftaufnahme zu ersehen ist, auch verwunderlich. Die unterschiedliche Farbcodierung der Symbole ist in diesem Fall ein Artefakt. Sie rührt daher, dass die Geschwindigkeitswerte an der Farbskalierungsgrenze von 6,5 m/s liegen. Die Qualitätssicherung führt zu einem plausiblen Ergebnis.

Wie der Blick auf [Abbildung 18](#) zeigt, gilt dies auch für den benachbarten Windpark Birkholz. Der Vollständigkeit halber seien die Details zu diesen Gutachten hier ebenfalls angegeben.



Abbildung 18 Detailanalyse Birkholz III, IV, V: Luftaufnahme

Zum Standort Birkholz sind im Datenbestand drei Gutachten vorhanden. Das Gutachten Birkholz III Rev.1 (Referenzstandort 52.62°N 13.58°E) ist vom 10.7.2011 und verzeichnet eine mittlere Windgeschwindigkeit von 6,6 m/s in 100 m Höhe. Gutachten IV Rev.1 (Referenzstandort 52.62°N 13.59°E) datiert vom 10.7.2009 und kommt zu einem Wert von 6,7 m/s in 100 m Höhe. Birkholz V (Referenzstandort 52.61°N 13.59°E) schließlich ist vom 13.7.2011. In letztgenanntem wird eine mittlere Windgeschwindigkeit von 6,67 m/s in 105 m Höhe berechnet, die Hellmann-Approximation liefert mit 6,68 m/s in 100 m Höhe einen höheren Wert als erwartet. Dessen ungeachtet liegen alle Geschwindigkeitswerte in ei-

nem sehr eng eingegrenzten Bereich. Die Qualitätssicherung führt auch in diesem Fall zu einem plausiblen Ergebnis.

Nebenbei hat die Recherche zu Blumberg und Birkholz zu Tage gefördert, dass die betreffenden Windparks errichtet wurden, wie in den Luftaufnahmen aus [Abbildung 17](#) und [Abbildung 18](#) zu erkennen ist.

Mit den beiden Standorten Lindenberg und Eiche im Osten Berlins wird das Kapitel Windfeldanalyse abgeschlossen. In der Luftaufnahme aus [Abbildung 19](#) sind die beiden Standorte gekennzeichnet (Lindenberg oranger Kreis, Eiche gelber Kreis). Auf beiden Standorten ist keine WEA zu erkennen.



Abbildung 19 Detailanalyse Lindenberg, Eiche: Luftaufnahme

Für den Standort Lindenberg sind zwei Gutachten im Datenbestand enthalten. Beiden Gutachten liegt derselbe Referenzstandort 52.61°N 13.53°E zugrunde. Ein Gutachten datiert vom 12.2.2009. Darin wird eine mittlere Windgeschwindigkeit von 6,3 m/s in 100 m Höhe bestimmt. Im neueren Gutachten vom 7.1.2011 wird eine mittlere Windgeschwindigkeit von 6,5 m/s in 100 m Höhe angegeben. Für den Standort Eiche (Referenzstandort 52.55°N 13.60°E) existiert ein Gutachten vom 16.10.2003. Darin wird ein Wert von 6,2 m/s in 100 m Höhe angegeben. Genau besehen reduziert sich die Differenz in den Windgeschwindigkeiten, die in im Kartenmaterial noch erheblich erschien, auf maximal 0,3 m/s. Auch diese beiden Berliner Standorte würden sich damit unter dem Gesichtspunkt des Windpotenzials als etwa gleichwertig herausstellen. Dass Lindenberg dennoch der etwas windstärkere Standort sein könnte, legen die beiden folgenden Luftaufnahmen nahe.

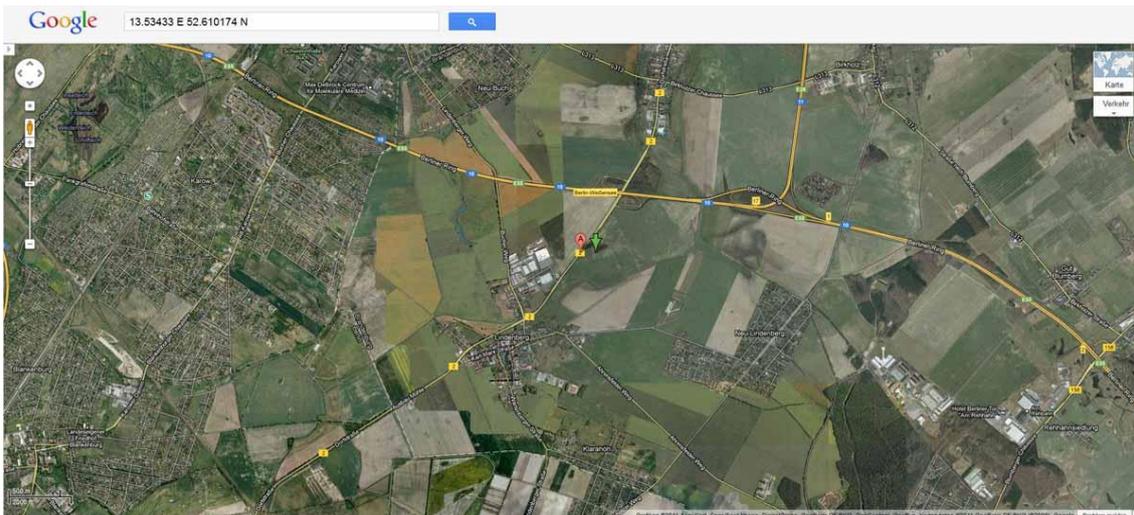


Abbildung 20 Detailanalyse Lindenberg: Luftaufnahme

Der Standort Eiche (Abbildung 20, grüner Pfeil) liegt im Westen deutlich näher an bebautem Gebiet, als Lindenberg (Abbildung 21, grüner Pfeil). Die damit einhergehende höhere Rauigkeit im Falle von Eiche könnte zu Einbußen im Windpotenzial führen. Für eine belastbare Begründung müsste man aber auch hier eine eingehende Analyse von Orographie und Rauigkeit vornehmen.

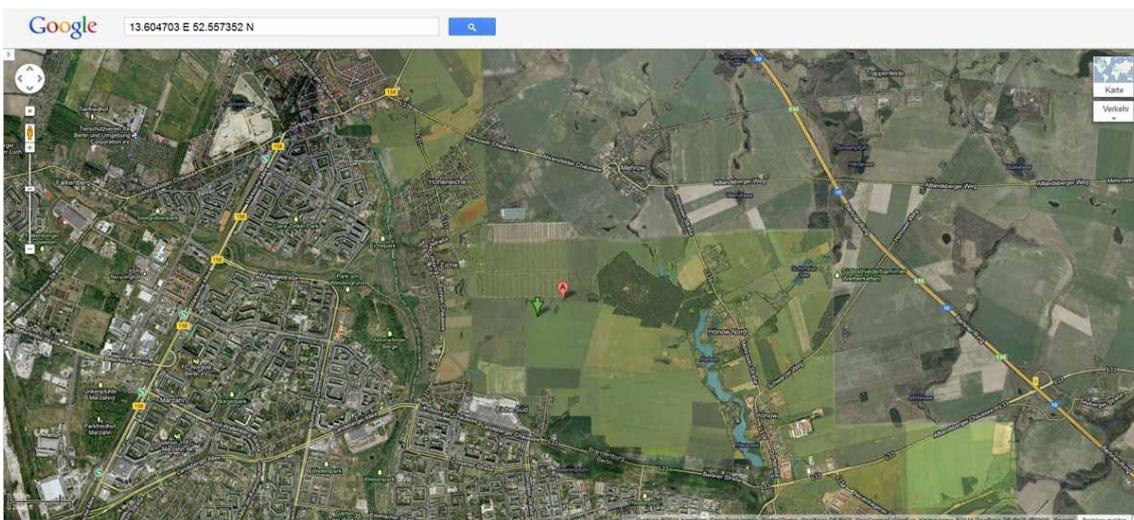


Abbildung 21 Detailanalyse Eiche: Luftaufnahme

4.2.3 Wetterstationen

Wie bereits in Kapitel 3.1 Windgutachten ausgeführt, basieren Prognosen für deutsche Projektstandorte in der Regel auf Wetterstationsdaten. Wie in Abschnitt 3.2 Technische Due Diligence dargelegt, sind die Berechnungsdetails zu den Vorgutachten im Rahmen der technischen Due Diligence nicht bekannt. Das gilt insbesondere für das verwendete Datenmaterial. Daher existieren Zuordnungen von Wetterstationen zu Gutachten nur im Rahmen der klassischen Erstbegutachtung. Im Datenbestand sind insgesamt 46 verschiedene Wetterstationen vorhanden, auf die in insgesamt 115 Gutachten Bezug genommen wird.

In den folgenden Kapiteln sind einige Fakten zu den im Datenbestand vorhandenen Wetterstationen aufgeführt.

4.2.3.1 Verwendungshäufigkeit

In der Karte aus [Abbildung 22](#) sind Lage, Bezeichnung und die Verwendungshäufigkeit von Wetterstationen eingetragen.



Abbildung 22 Wetterstationen Deutschland: Verwendungshäufigkeit

Wie die Referenzstandorte sind auch die Wetterstationen des Datenbestands im nördlichen Teil Deutschlands konzentriert. Am häufigsten referenziert werden die Wetterstationen Greven (10 Gutachten) und Berlin (9 Gutachten, roter Kreis). Im mittleren Teil Deutschlands sind es die drei DWD-Wetterstationen Büchel, Kähler Asten und Hof-Hohensaas, die in jeweils 5 Gutachten referenziert werden (gelber Kreis).

Im Süden fallen die benachbarten Wetterstationen DWD München und EU-WA München auf, die jeweils in einem Gutachten verwendet werden. Bei der EU-WA handelt es sich um eine ältere Wetterstation in München Riem, deren Messwerte zum früher bedeutsamen europäischen Windatlas beigetragen haben, heute aber nur noch geringe Bedeutung aufweisen.

4.2.3.2 Höhenlagen

Bezüglich der Höhenlagen der Wetterstationen ergibt sich das Bild aus [Abbildung 23](#).



Abbildung 23 Wetterstationen Deutschland: Höhe über NN

Die Wetterstationen im nördlichen Teil Deutschlands liegen allesamt in Höhen unter 100 m. Die beiden höchst gelegenen Wetterstationen Deutschlands im Datenbestand sind die Wetterstationen Kahler Asten (840 m, hellroter Kreis) und Wasserkuppe (945 m, roter Kreis).

4.2.3.3 Entfernungen

Je näher die Wetterstation am Projektstandort liegt, umso verlässlicher ist die Prognose, die auf Basis der Messdaten dieser Messstation erstellt wird. Daher ist die Entfernung der Wetterstation zum Projektstandort eine wichtige Kenngröße. Sie wird im Gutachten angegeben und ist in der Datenbank erfasst worden. [Abbildung 24](#) stellt die Verteilung der Entfernungen dar.

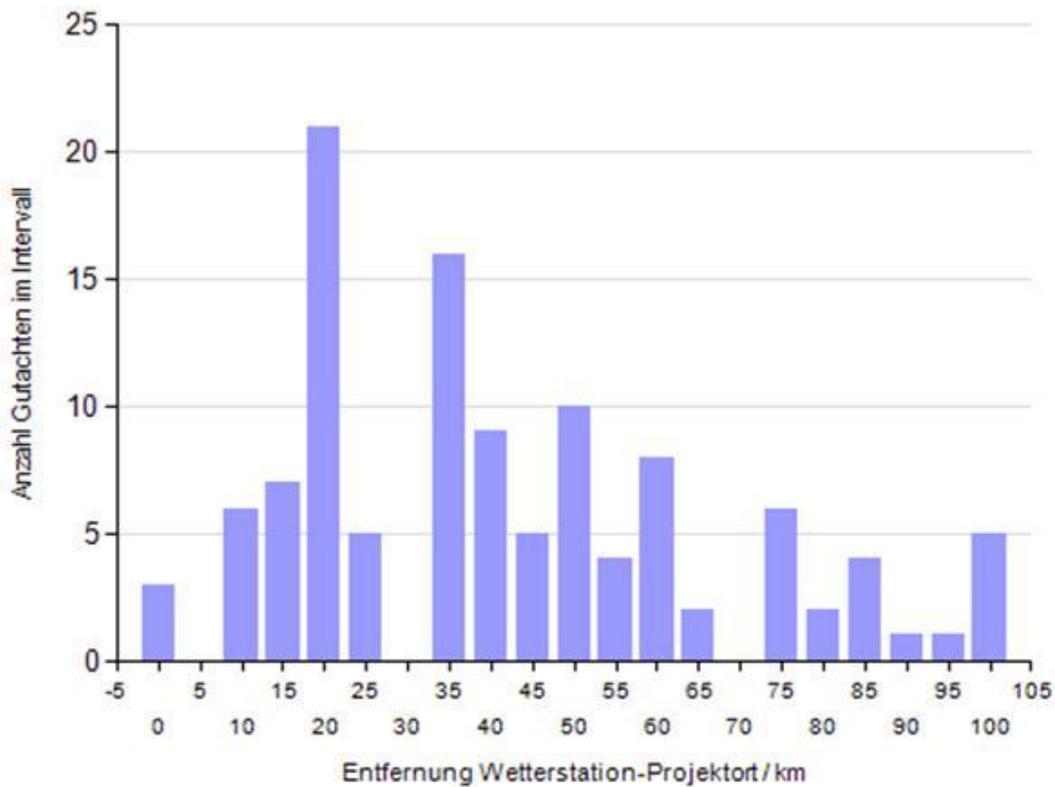


Abbildung 24 Wetterstationen Deutschland: Entfernungen vom Projektstandort

Das Gros der Wetterstationen liegt maximal 65 km vom Projektstandort entfernt. Bei größeren Entfernungen werden in der Regel mehrere Wetterstationen berücksichtigt. Beispielsweise wurden im Gutachten Ahlstadt vom 14.5.1999 (Ahlstadt bei Coburg, Oberfranken) die DWD Wetterstationen Hof-Hohensaas (72 km) und Nürnberg-Flughafen (98 km) verwendet. Im Gutachten Lücker II vom 24.8.2009 (Lücker bei Steinfurt, NRW) wurden drei DWD Wetterstationen verwendet: Greven (41 km), Bocholt (57 km) und Meppen (59 km).

4.3 Kennzahlenspezifische Auswertungen

In diesem Abschnitt wird die zeitliche Entwicklung einiger Windpark-spezifischer Kennzahlen untersucht. Darüber hinaus werden die spezifische Jahresproduktion verschiedener WEA-Modelle und der Parkwirkungsgrad analysiert.

4.3.1 Nennleistung

Nachfolgend wird der Zeitverlauf der Nennleistung von Windparkkonfigurationen untersucht. In [Abbildung 25](#) sind die 606¹ in der Datenbank vorhandenen WP-Konfigurationen über dem Gutachtendatum aufgetragen.

¹ In manchen Gutachten wurden mehrere WP-Konfigurationen gerechnet, weshalb die Zahl der WP-Konfigurationen (606) die der Gutachten (550) übersteigt.

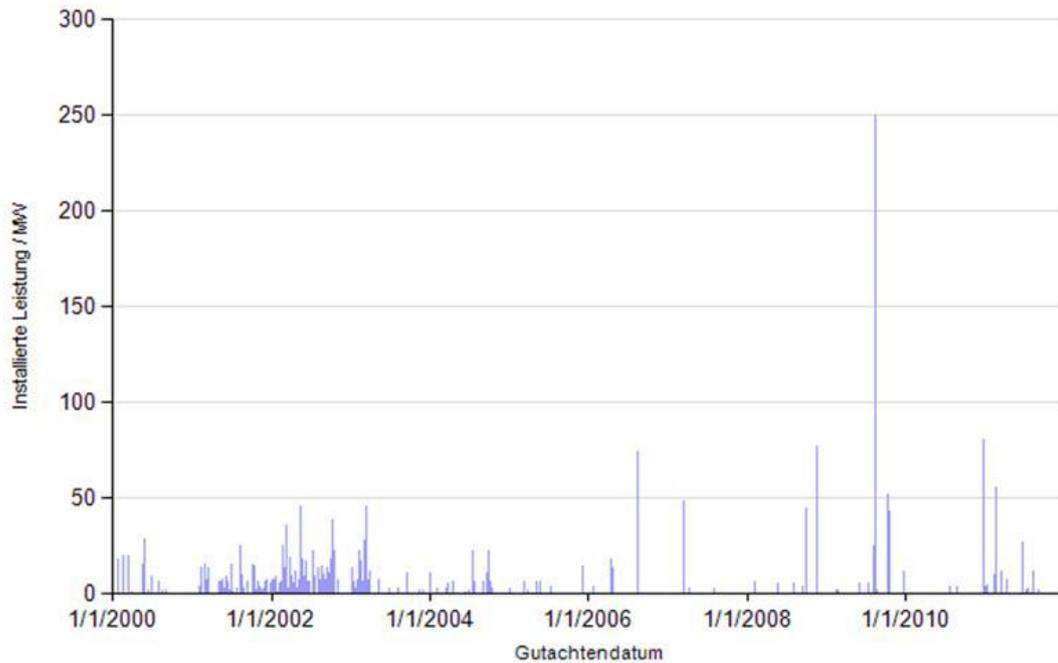


Abbildung 25 Nennleistung im Zeitverlauf

Aus der Darstellung ist zunächst zu erkennen, dass die meisten Gutachten im Datenbestand aus den Jahren 2000 bis 2005 stammen. Darüber hinaus ist aus dem Diagramm ersichtlich, dass die je Windpark installierte Leistung mit der Zeit zunimmt. Es gibt einen Trend zu größeren Windparks. Einerseits werden zunehmend größere Anlagen mit größerer Nennleistung gebaut (z.B. Enercon E-126 6000 126.0 mit 6 MW Nennleistung), andererseits nimmt die Anzahl der WEA im Windpark zu. Der Peak bei Datum 10.8.2009 geht auf die Windparks Crucea und Vultur in Rumänien zurück, die mit 100 Anlagen vom Typ GE Wind Energy 2.5x1/2,5 MW Nennleistung (Crucea und Vultur) bzw. 83 Anlagen vom Typ Vestas V90 3000 90.0/3 MW Nennleistung (Vultur) geplant wurden.

4.3.2 Parkertrag

Aus [Abbildung 26](#) ist ersichtlich wie sich der prognostizierte Windparkertrag in den Jahren 2000 bis 2011 entwickelte

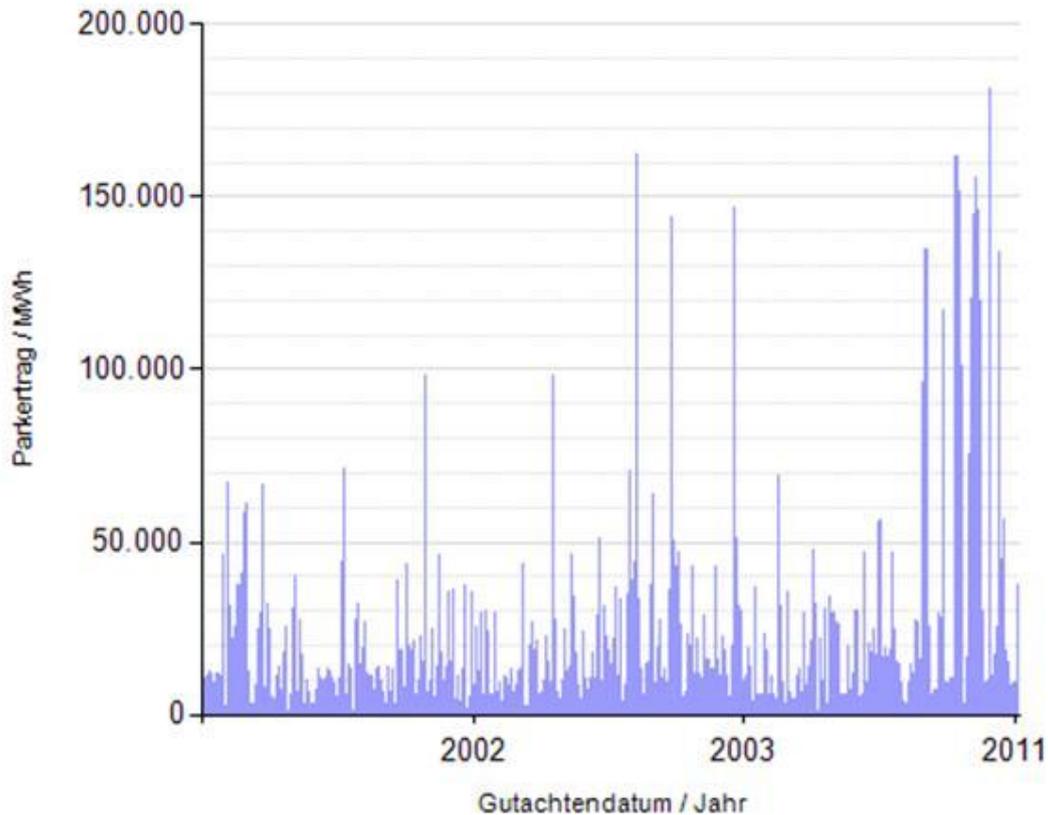


Abbildung 26 Parkertrag im Zeitverlauf

In der Grafik sind alle 550 Gutachten aus dem Datenbestand berücksichtigt. Lediglich die beiden rumänischen Projekte Crucea und Vultur (s.o.) sind ausgeklammert, weil sie mit einer Anzahl von rund 100 WEA deutlich aus dem Rahmen fallen.

Der Abbildung ist zu entnehmen, dass die meisten der begutachteten Windparks bei einer Jahresproduktion zwischen 10.000 MWh und 20.000 MWh liegen. Darüber hinaus sind im gesamten Zeitraum auch Projekte mit Parkerträgen zwischen 30.000 MWh und 50.000 MWh geplant worden. Seltener und v.a. in der jüngeren Vergangenheit sind größere Projekte mit Jahresarbeiten bis zu 150.000 MWh und mehr.

Ungeachtet der Tatsache, dass noch einige der v.a. jüngeren Gutachten in der Datenbank fehlen, lässt die Darstellung wie schon bei den Nennleistungen ([Kapitel 4.3.1 Nennleistung](#)) eine leichte Tendenz zu größeren Projekten bzw. größeren Jahresarbeiten erkennen. Dies umso mehr, wenn man die beiden großen Windparks in Rumänien mit in die Betrachtung einbezieht.

4.3.3 Parkwirkungsgrad

Im Parkwirkungsgrad wird berücksichtigt, dass sich die Einzelanlagen des Windparks durch Abschattungseffekte und Turbulenzen im Strömungsprofil gegenseitig beeinflussen, mit der Folge, dass der Windparkertrag geringer ist, als die Summe der Einzelerträge. Je größer die WEA-Anzahl im Windpark, umso größer die gegenseitige Beeinflussung, umso niedriger der Parkwirkungsgrad, so lautet die Hypothese im Sinne von OLAP ([Kapitel 2.5.2 Würfel-Design](#)). Diese Erwartung wird in [Abbildung 27](#) bestätigt.

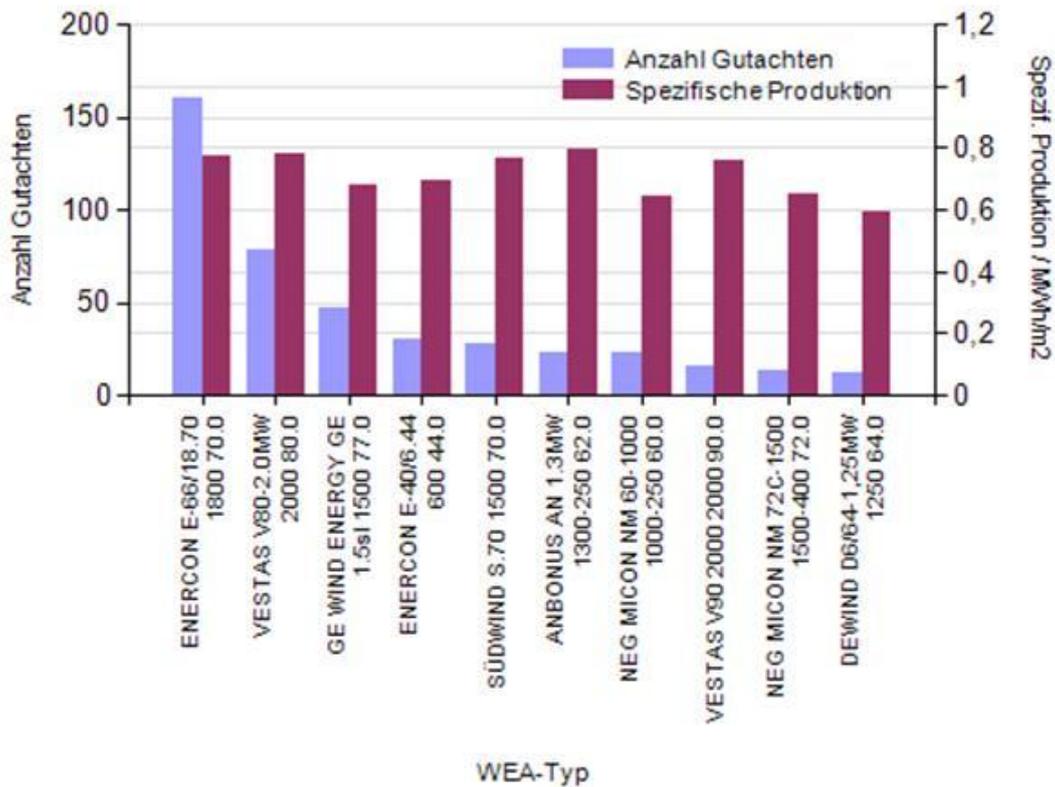


Abbildung 28 Spezifische Produktion für ausgewählte WEA

Dabei ist zu beachten, dass die Mittelung über i. Allg. verschiedene Standorte und unterschiedliche Nabelhöhen erfolgt, beides Faktoren, die den prognostizierten Ertrag beeinflussen. Insofern kann diese Übersicht nur als Anhaltspunkt dienen. Sie ist nicht als WEA-Gütevergleich gemeint. Die mit Abstand am häufigsten konfigurierte Windkraftanlage ist demnach die E-66/18.70 des Herstellers Enercon, deren spezifische Jahresproduktion im Bereich 0,6-0,8 MWh/m² liegt wie aus [Abbildung 29](#) zu erkennen ist. In [Abbildung 29](#) bis [Abbildung 32](#) ist die spezifische Jahresproduktion für die im Datenbestand vier häufigsten WEA-Typen über der Zeit aufgetragen.

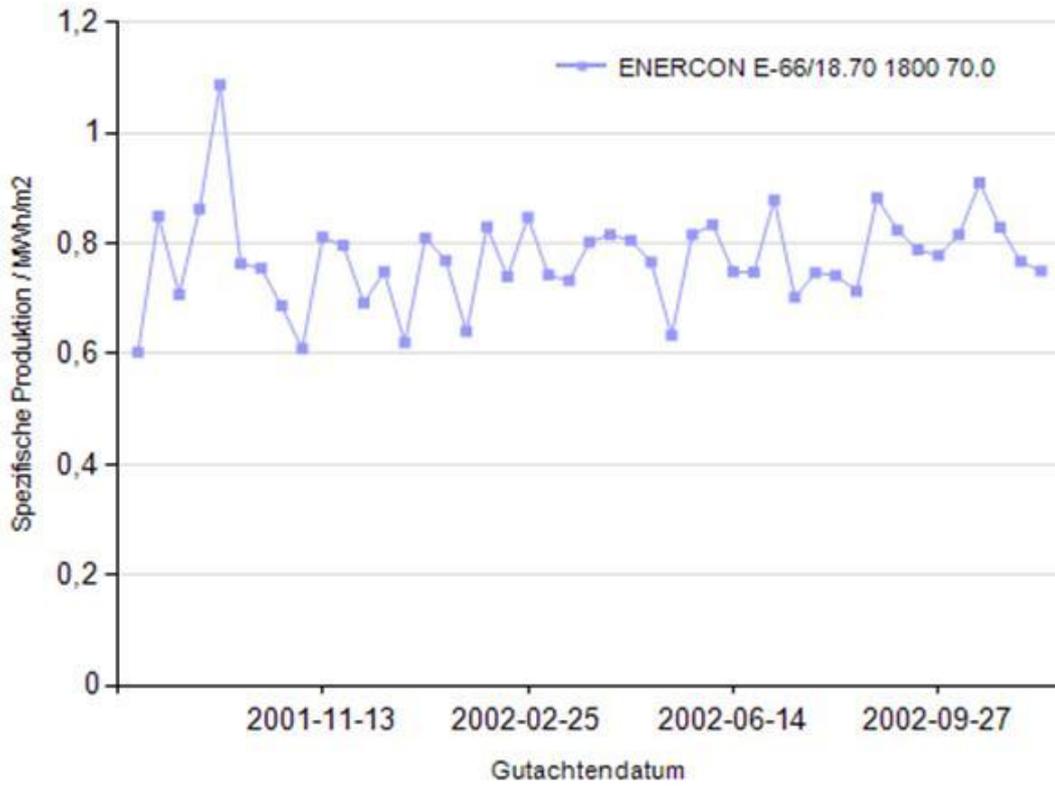


Abbildung 29 Zeitverlauf der spezifischen Jahresproduktion für Enercon E-66/18.70

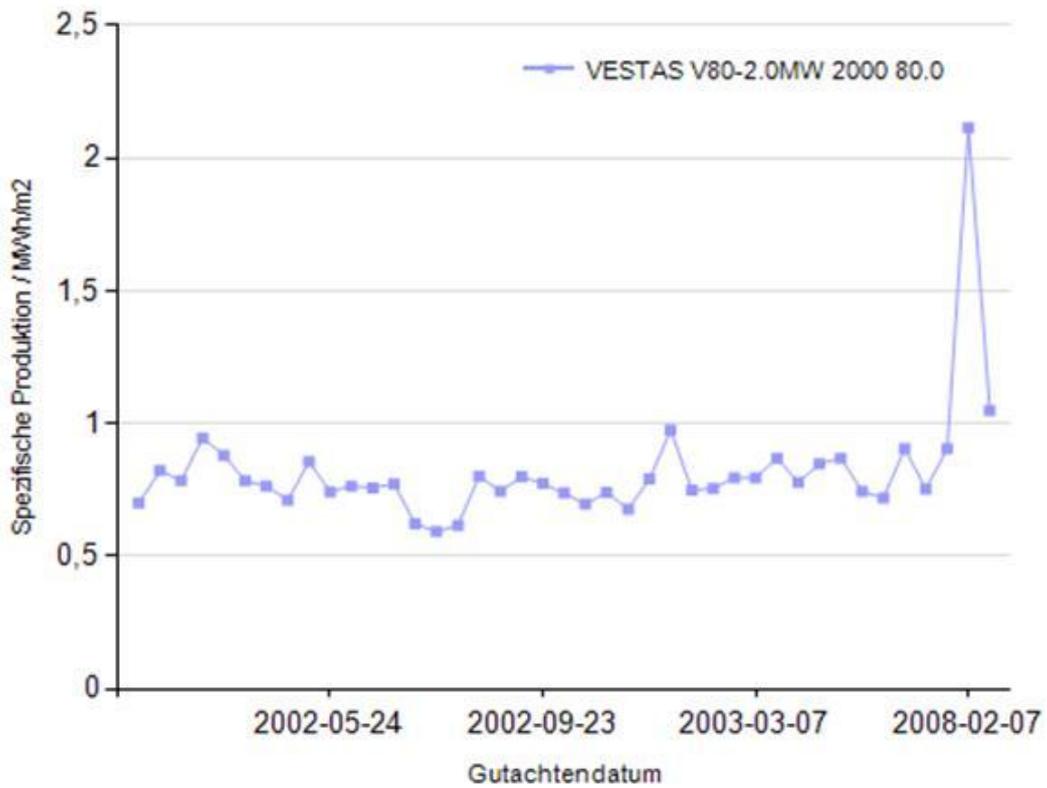


Abbildung 30 Zeitverlauf der spezifischen Jahresproduktion für Vestas V80-2.0 MW

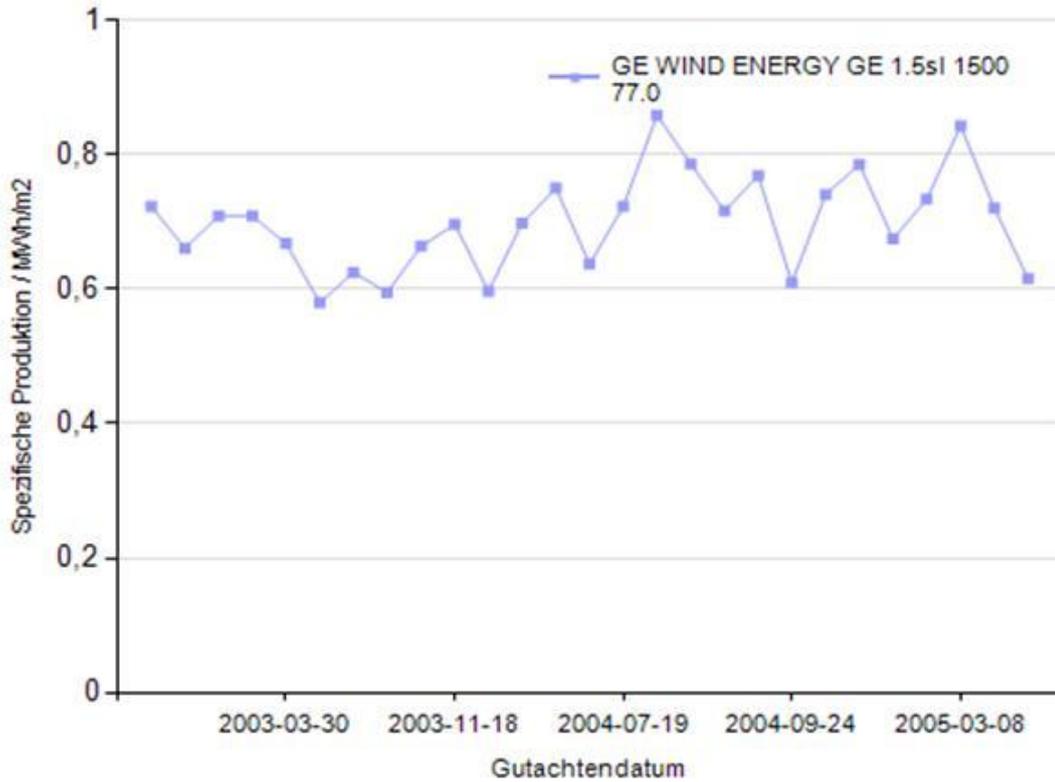


Abbildung 31 Zeitverlauf der spezifischen Jahresproduktion für GE Wind Energ. 1.5sl

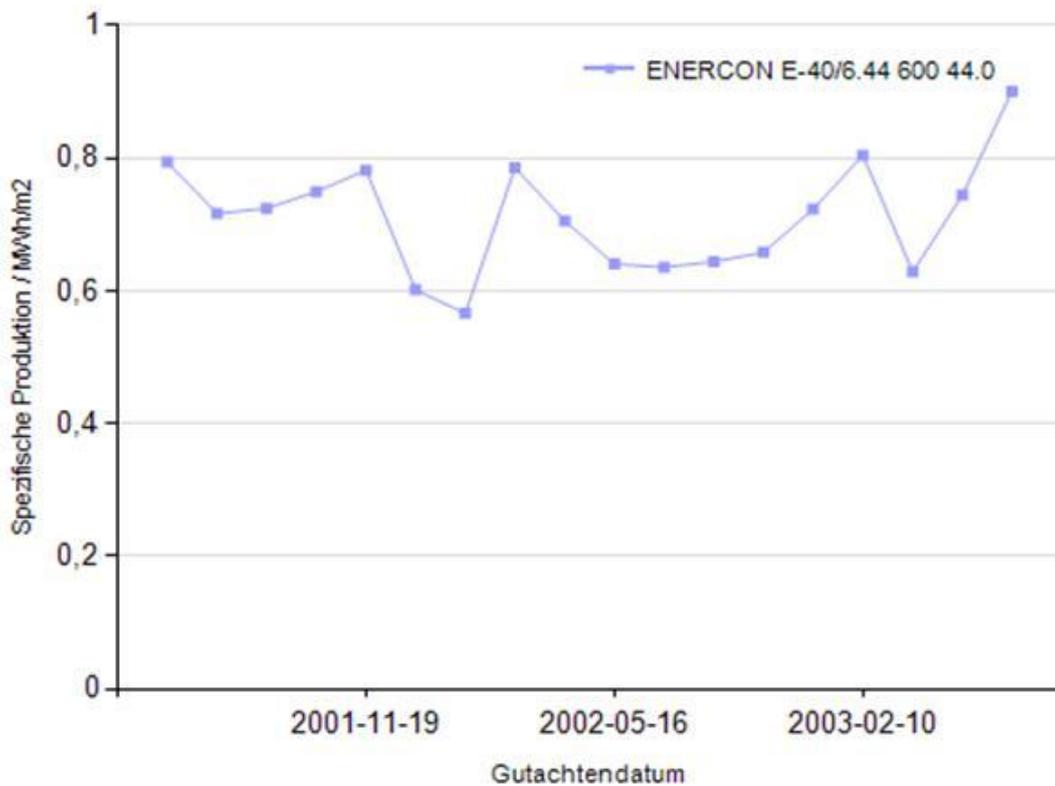


Abbildung 32 Zeitverlauf der spezifischen Jahresproduktion für Enercon E-40/6.44

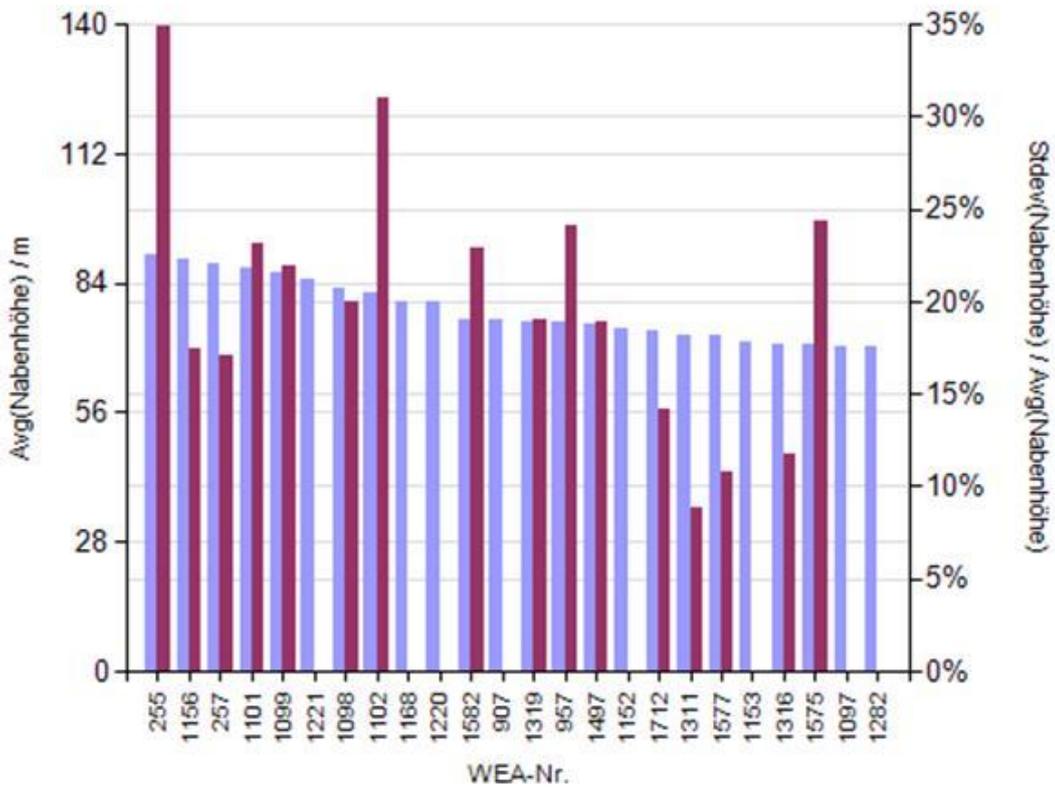
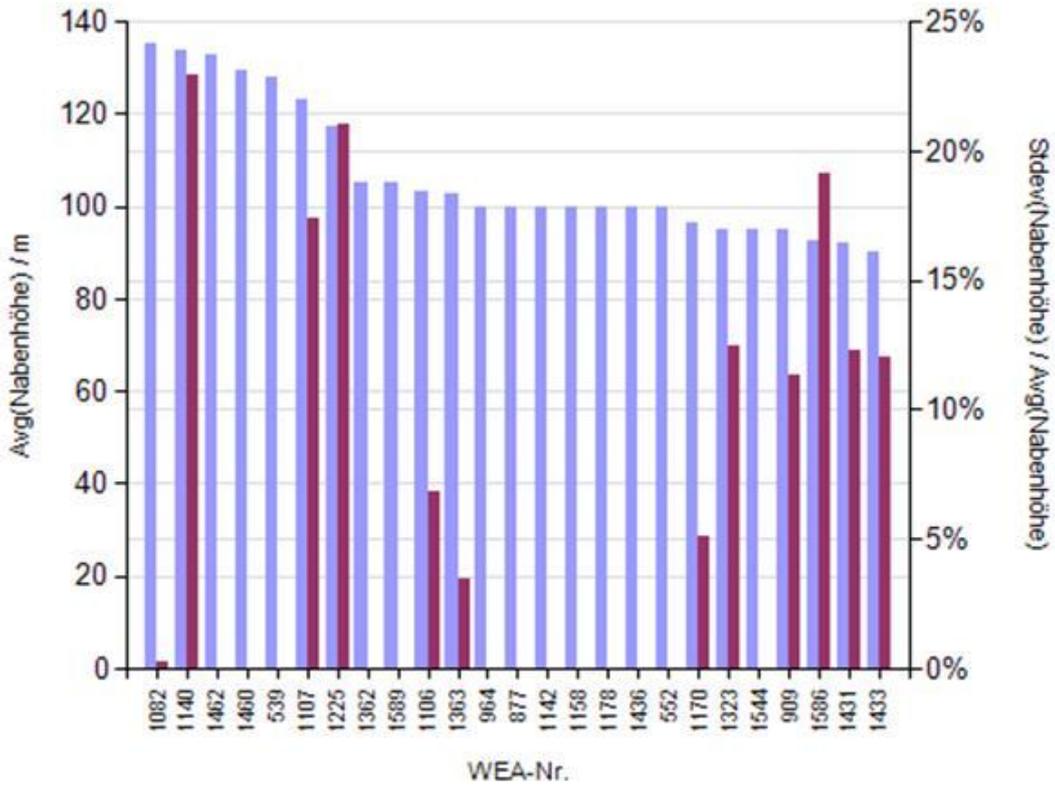
In allen Darstellungen liegen das Gros der spezifischen Jahresproduktion im Bereich zwischen 0,6 und 0,8 MWh/m². Eine generelle Tendenz zu höheren spezifischen Werten mit

Fortschreiten der Zeit lässt sich aus den Abbildungen nicht herauslesen. Bei dem deutlichen Peak in [Abbildung 30](#) (Vestas V80) könnte es sich um einen fehlerhaften Wert handeln, der überprüft werden muss, ein weiteres Beispiel das zeigt, wie die Qualitätssicherung mit dem vorliegenden Methodenbaukasten greift.

Die Recherche im Datenbestand fördert zu Tage, dass dieser Wert aus dem Gutachten Diadema vom 7.2.2008 stammt. Diadema ist ein küstennaher, windreicher Standort im mittleren Argentinien, der rund 300 km südlich von Trelew liegt. In dem Gutachten wurden für zwei verschiedene Referenzstandorte mittlere Windgeschwindigkeiten von 9,3 m/s in 10 m Höhe bis 12,5 m/s in 125 m Höhe über Grund errechnet. Das Gutachten enthält fünf unterschiedliche WP-Konfigurationen, von denen die größte aus 10 Anlagen vom Typ Nordex N80/2500 besteht und mit einem prognostizierten Jahresertrag von 117.312 MWh bewertet wurde. In den WP-Konfigurationen werden Volllaststunden von 4.709 bis 5.389 beziffert. Der höchste Wert (5.389 Volllaststunden, Peak in [Abbildung 30](#)) bezieht sich auf eine WP-Konfiguration bestehend aus drei Vestas V80-2.0MW mit 80 m Rotordurchmesser, die am Referenzstandort jeweils eine prognostizierte Jahresarbeit von 10.623 MWh erbringen, was einer spezifischen Jahresproduktion von 2,11 MWh/m² entspricht. Insofern handelt es sich bei dem vermeintlichen „Ausreißer“ um einen wegen des hohen Windangebots am Standort Diadema hohen, aber korrekten Wert. Das bestätigt, dass der Vergleich der spezifischen Jahresarbeiten nur bedingt aussagekräftig ist.

4.3.5 Nabenhöhe

In diesem Abschnitt wird der Zusammenhang zwischen Nabenhöhen und Anlagentypen untersucht. In den Diagrammen aus [Abbildung 33](#) sind die mittleren Nabenhöhen für verschiedene Modelltypen aufgetragen (blaue Balken). An der Abszisse ist eine WEA-Nr. aufgetragen, mit deren Hilfe im [Anhang Nabenhöhen](#) die jeweilige Modellbezeichnung nachgeschlagen werden kann. Darüber hinaus ist aus den Diagrammen die relative Streuung Standardabweichung / Mittelwert ersichtlich (lila Balken). Der Übersichtlichkeit wegen wurde die Auswertung auf drei Diagramme verteilt. Die Nabenhöhen sind absteigend sortiert.



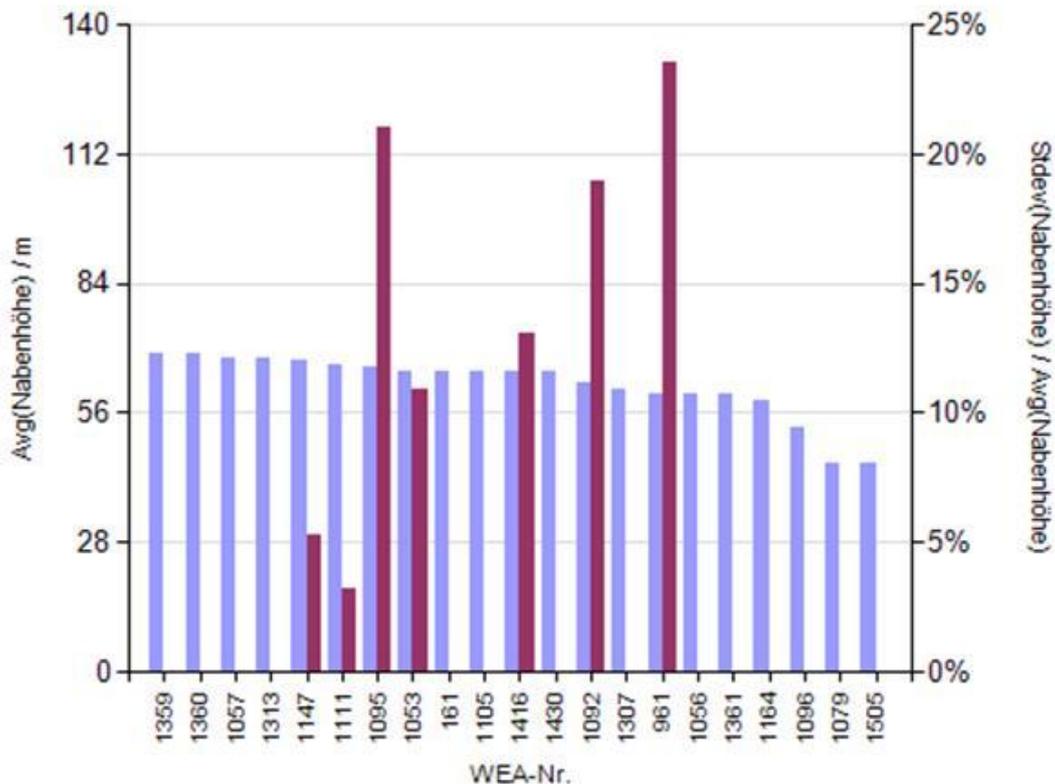


Abbildung 33 Nabenhöhen

Die Nabenhöhen liegen zwischen 40 m und knapp unter 140 m. Die größte mittlere Nabenhöhe mit 135,20 m ist bei der WEA E-101 3000 101.0 des Herstellers Enercon zu verzeichnen. Erwartungsgemäß kommen große Nabenhöhen gehäuft bei Modelltypen mit hohen Nennleistungen vor, weil für die Erbringung dieser Nennleistungen jenseits von 2 MW die Windgeschwindigkeiten hoch und damit auch die Nabenhöhen groß sein müssen. Die Streuung der Werte ist teils erheblich (bis zu 35 % bei mittleren Nabenhöhen), was zeigt, dass einige WEA-Modelltypen mit deutlich unterschiedlichen Nabenhöhen betrieben werden. So weist beispielsweise der WEA-Typ GE WIND ENERGY GE 1.5s 1500 70.5 eine relative Streuung von 34,87 % in den Nabenhöhen auf. Die Anlage wurde in Konfigurationen mit Nabenhöhen von 64,7 m, 80 m und 125 m verwendet.

4.3.6 Unsicherheit

Im Gutachten werden in die Berechnung einfließende Parameter mit Unsicherheiten versehen, um die Prognose auf ein verlässliches statistisches Fundament zu stellen. Unsicherheiten werden beispielsweise für die Terrainbeschreibung, die Leistungskennlinie, die Parkberechnung und die Windstatistik angegeben. In [Anhang Datenmodell](#) (Tabelle UnsicherheitTyp) sind alle Unsicherheiten aufgelistet. Aus den Einzelunsicherheiten wird eine Gesamtunsicherheit ermittelt, die mittels Gaußverteilung in sogenannte P-Prognosen umgerechnet werden kann. Die P-Werte werden im Gutachten angegeben. Der P50-Ertrag ist beispielsweise der Ertrag, der mit 50 % Wahrscheinlichkeit eintreten wird. Je höher der P-Wert (je sicherer die Prognose), umso geringer ist der zugehörige Ertragswert. Eine Bank, die ein Windprojekt finanziert, wird bei konservativer Betrachtung in der Regel den P90-Wert berücksichtigen. Da Ertragsprognosen zunehmend verlässlicher werden, vertrauen manche Banken heute auf den P75-Wert. In den Diagrammen von [Abbildung 34](#) bis [Abbildung 37](#) ist der Zeitverlauf ausgewählter Unsicherheiten dargestellt.

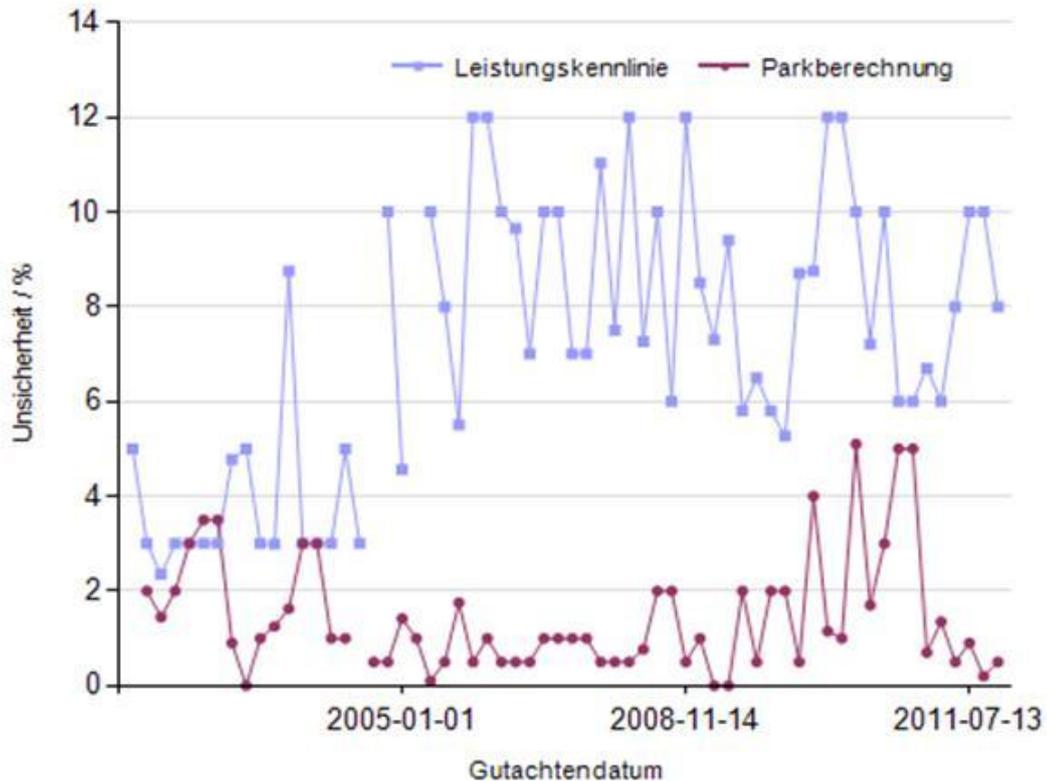


Abbildung 35 Zeitverlauf Unsicherheit Leistungskennlinie und Parkberechnung

Aus [Abbildung 35](#) geht hervor, dass die Parkberechnung vor allem in jüngerer Zeit mit einer Unsicherheit bis zu 5 % behaftet ist. Der Anstieg ist vermutlich darauf zurückzuführen, dass im betreffenden Zeitraum überwiegend große Windparks begutachtet wurden. In vielen Fällen liegt die Unsicherheit bei 1 % oder darunter (Windparks mit wenigen WEA). Deutlich höher der Beitrag zur Unsicherheit, der von der Leistungskennlinie der WEA herrührt. Hier werden Werte bis zu 12 % angenommen. Seit 2005 scheint man der Leistungskennlinie mehr Gewicht beizumessen. Es ist ein sprunghafter Anstieg in der Unsicherheit zu erkennen.

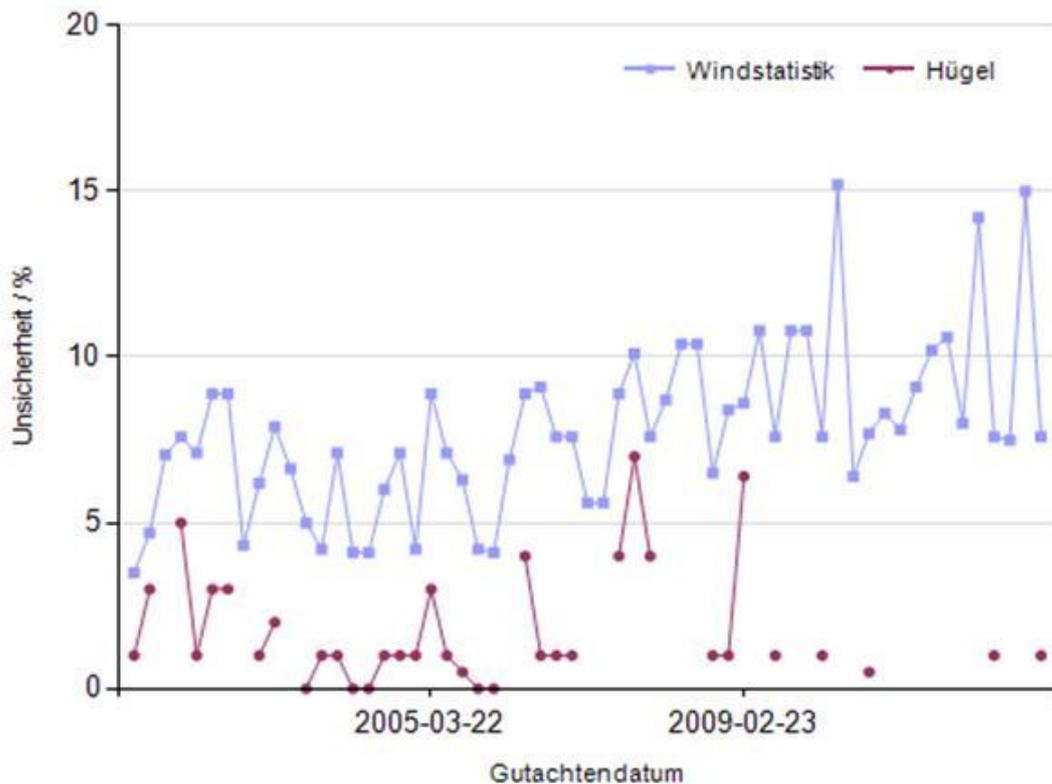


Abbildung 36 Zeitverlauf Unsicherheit Windstatistik und Hügel

In [Abbildung 36](#) sind die Unsicherheiten in Bezug auf die Windstatistik und die Hügeligkeit des Geländes dargestellt. Bis auf wenige Ausnahmen liegt die Unsicherheit der Windstatistik im Bereich zwischen 5 % und 10 %, mit einer leichten Tendenz zu höheren Werten bei Gutachten jüngeren Datums. Aussagen zur Unsicherheit der Hügeligkeit scheinen früher mehr Bedeutung gehabt zu haben und werden heute nur noch selten, und dann mit rund 1 % angegeben.

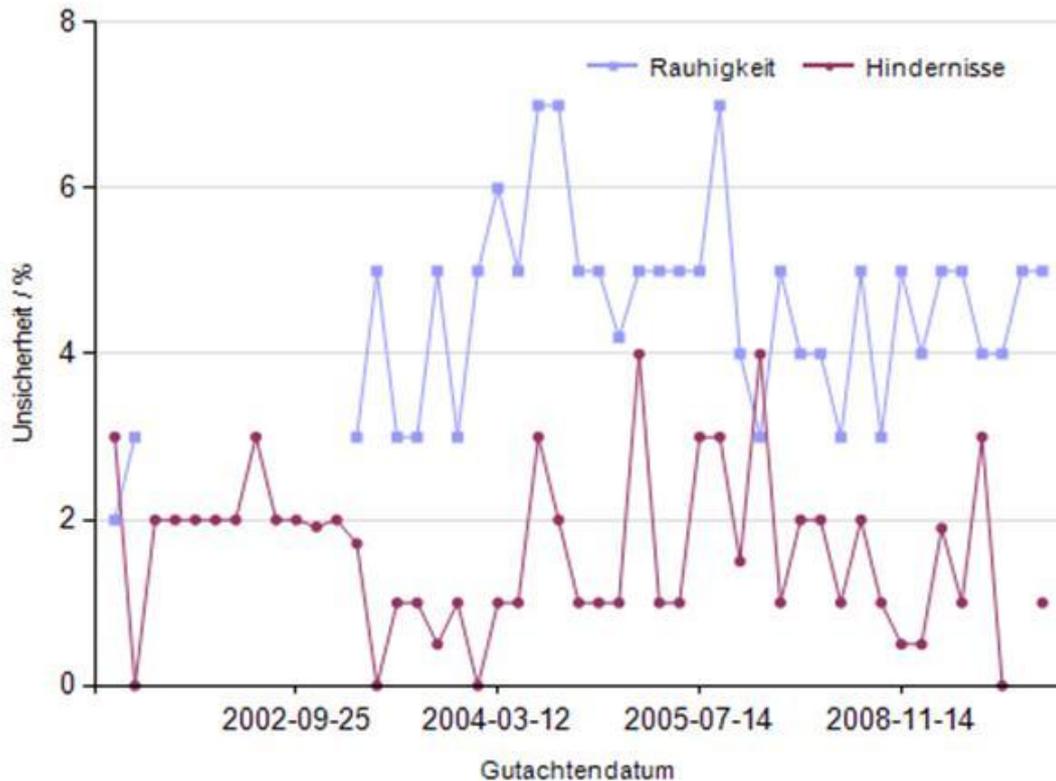


Abbildung 37 Zeitverlauf Unsicherheit Rauigkeit und Hindernisse

Im [Abbildung 37](#) schließlich sind Unsicherheiten für die Rauigkeit und die Hindernisbeurteilung über der Zeit aufgetragen. Hindernisse werden mit Unsicherheiten von 0 % bis 4 % belegt, Rauigkeiten mit 5 % bis 7 %. Eine Tendenz zu höheren oder niedrigeren Werten ist nicht zu erkennen.

4.4 Due Diligence Auswertungen

Die Auswertungen dieses Abschnitts beschränken sich auf Gutachten aus dem Bereich der Due Diligence (Vorgutachten und DD-Gutachten). Bei Due Diligence liegen bis zu vier Vorgutachten und das eigentliche DD-Gutachten, also bis zu fünf Gutachten vor, die sich allesamt auf ein und dasselbe Projekt beziehen. Damit ist es möglich Streuung und Mittelwerte von Kennzahlen in Bezug auf ein spezifisches Projekt zu untersuchen. Wie bereits in [Kapitel 3.2 Technische Due Diligence](#) ausgeführt, sind die Ergebnisse der verschiedenen Gutachten eines Projekts jedoch nicht ohne weiteres vergleichbar und bedürfen in der Regel einer Anpassung mittels geeigneter Anpassungsfaktoren.

4.4.1 Parkertrag

In [Abbildung 38](#) sind die Mittelwerte der Parkerträge absteigend sortiert über den Projektstandorten aufgetragen (blaue Balken).

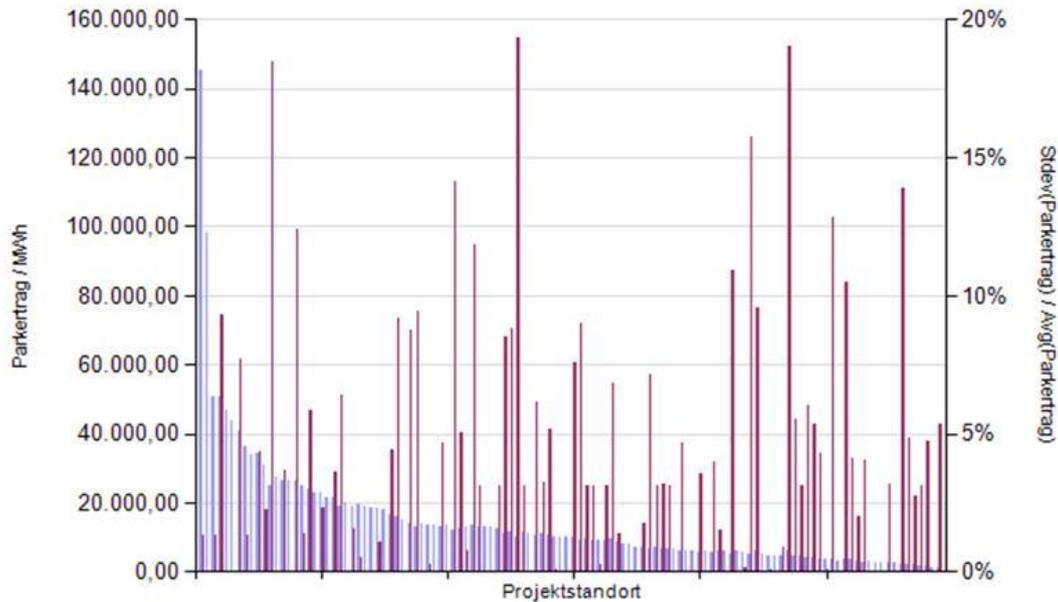


Abbildung 38 Parkertrag Due Diligence

Die Werte liegen im Bereich von über 140.000 MWh bis zu deutlich unter 10.000 MWh. Mit den roten Balken ist die Streuung des Parkertrags – Standardabweichung / Mittelwert – je Projekt dargestellt. Sie fluktuiert stark über die Projekte und erreicht Werte bis zu 20 %. Extreme Ausreißer der relativen Standardabweichung sind in dieser Auswertung bereits herausgefiltert. Die extreme Streuung in den Parkerträgen liegt wie bereits erwähnt daran, dass Vorgutachten und DD-Gutachten i. Allg. auf unterschiedliche Windparkkonfigurationen aufsetzen und nicht vergleichbar sind. Der Parkertrag ist im Grunde genommen nicht vergleichbar.

4.4.2 Sicherheitsabschlag

Bei älteren Gutachten der Due Diligence (Vorgutachten und DD-Gutachten) werden die prognostizierten Erträge mit einem Sicherheitsabschlag (SF) versehen (vgl. [Kapitel 2.6.4 Datenergänzung und Datenanpassung](#)). Um diesen Faktor wird der tatsächlich im Gutachten errechnete Prognoseertrag korrigiert. In [Abbildung 39](#) ist der Zeitverlauf der gemittelten Sicherheitsabschläge dargestellt (blaue Linie).

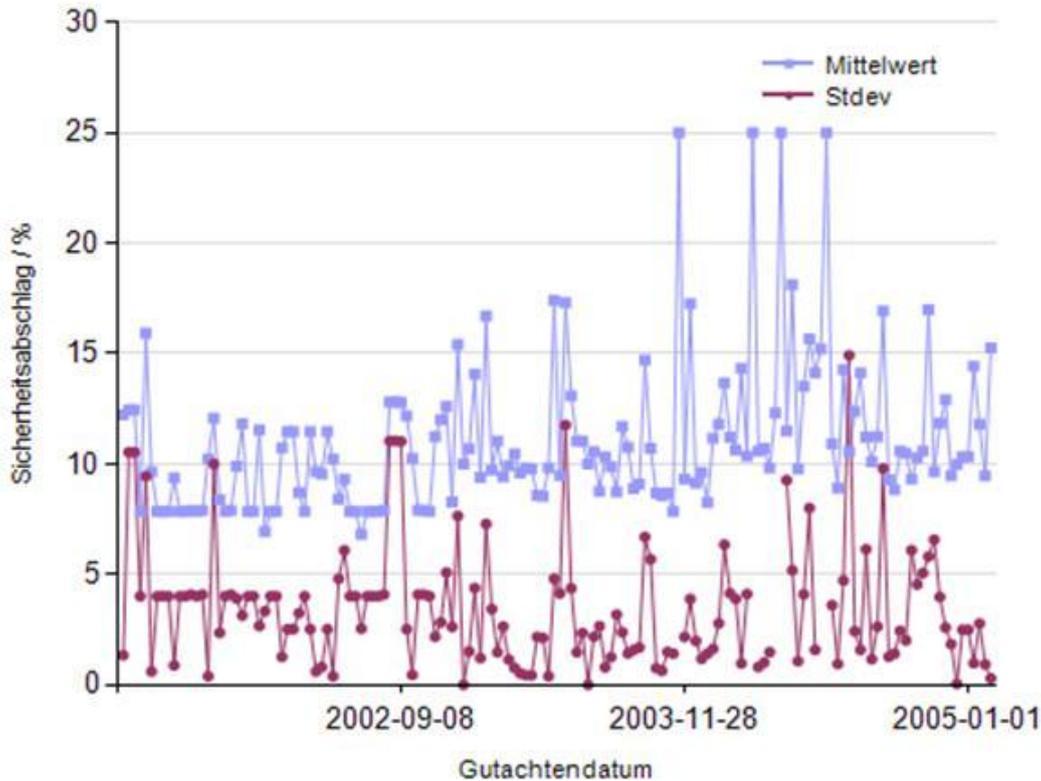


Abbildung 39 Sicherheitsabschlag und Streuung im Zeitverlauf

Dem Diagramm ist zu entnehmen, dass der SF in den meisten Fällen zwischen 8 % und 18 % liegt und einige wenige Male mit 25 % veranschlagt wurde. Des Weiteren ist ersichtlich, dass die Standardabweichung des SF teils sehr hoch ist und bis zu 15 %¹ betragen kann. Der Extremwert gehört zum Projekt Prötzel. Im einzigen Vorgutachten des Projekts wurde kein Sicherheitsabschlag angegeben, wohingegen er im zugehörigen DD-Gutachten mit 21,1 % beziffert wurde. Dies führt zum Mittelwert von 10,55 % und einer plausiblen Standardabweichung von 14,92 %.

4.4.3 Gutachtervergleich

Abschließend wird gezeigt, wie das Datenmaterial prinzipiell dazu verwendet werden kann, Gutachter in Bezug auf ihre Prognosegüte zu bewerten. Dies geschieht anhand der Frage, ob ein Gutachter tendenziell eher optimistische oder eher pessimistische Prognosen in Bezug auf die Mittelwerte der Prognosen abgibt. Wie weit weicht der Gutachter im Schnitt vom Mittel ab? Um dies zu „messen“, wurde je Gutachter über alle Projekte an denen er beteiligt war, das Mittel über die Abweichung seiner Prognosen in Bezug auf den Mittelwert der jeweiligen Projektprognose, gebildet. Auch bei dieser Analyse sieht man sich mit dem Umstand konfrontiert, dass die Prognosen innerhalb eines Projekts deutlich voneinander abweichen können, wenn den Vorgutachten und DD-Gutachten unterschiedliche WP-Konfigurationen zugrunde liegen. Diese Fälle wurden für die nachfolgende Darstellung ausgeklammert. Dennoch ist die Darstellung in [Abbildung 40](#) als eine Art Ausblick zu verstehen und der Wert für die Abweichung (blaue Balken) nur bedingt aussagekräftig.

¹ Die Prozentangabe könnte zu Missverständnissen führen und suggerieren die Standardabweichung sei hier ein relativer Wert. Das ist nicht der Fall. Der Prozentwert rührt daher, dass die Ausgangsgröße, also der Sicherheitsabschlag selbst, eine Prozentangabe darstellt.

An der Abszisse ist aus Datenschutzgründen die Gutachter-ID und nicht die Firmenbezeichnung angetragen.

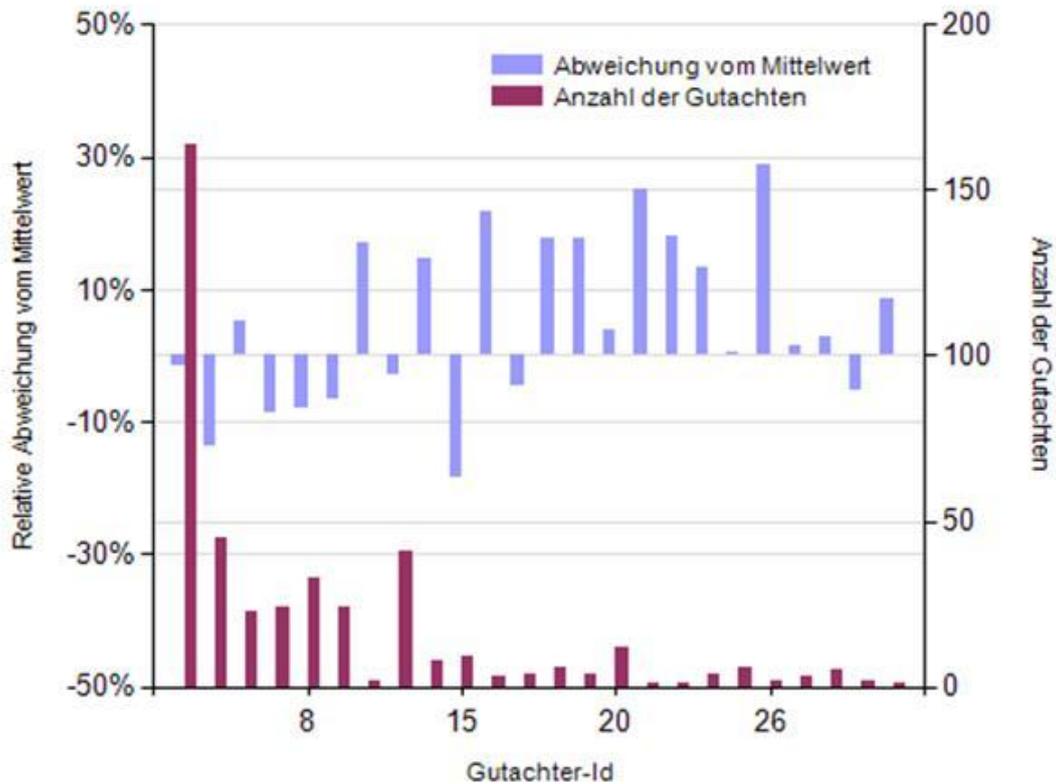


Abbildung 40 Gutachtervergleich

Um ein Gefühl für die „Statistik“ zu geben, ist in dem Diagramm auch die Stichprobengröße (Gesamtanzahl der Gutachten des Gutachters in der Datenbank) angegeben (lila Balken). Als Quintessenz soll hier nur festgehalten werden, dass es Gutachter gibt, die Nahe am Mittel liegen und andere, deren Prognosen stark abweichen. Dabei überwiegen positive Abweichungen (optimistische Bewertungen) deutlich.

5 Ausblick

Der in der vorliegenden Arbeit entwickelte Methodenbaukasten zur Klassifikation von WEA-Standorten lässt sich auf vielfältige Weise erweitern. Abschließend werden mögliche Entwicklungspfade für die Datenbank, die Auswertungen und das Tool WindGutachtenExpert aufgezeigt.

5.1 Datenbank

Die vorgestellten Analyseergebnisse können auf eine breitere Datenbasis gestellt werden, wenn weitere Gutachten in der Datenbank erfasst werden. Diese Maßnahme ist ohne Entwicklungsaufwand möglich.

Die in [Kapitel 3.2 Technische Due Diligence](#) erläuterte Problematik im Zusammenhang mit der Vergleichbarkeit von Gutachten aus Due Diligence kann durch die Einführung von Anpassungsfaktoren gelöst werden. Die Anpassung von Gutachten an neuere Erkenntnisse und den neuesten Stand der Technik führt der Gutachter bereits heute im Rahmen der internen Revision durch. Daher ist die Aufnahme von Anpassungsfaktoren ins Datenmodell generell sinnvoll. Zeitlich weit auseinander liegende Gutachten sind dann ohne Einschränkung vergleichbar. In die Anpassungsfaktoren fließen die Parameter Gutachtendatum, Gutachtenstandort und Betriebszeitraum der Vergleichsanlage ein.

Wie in [Kapitel 3.4 Wikipedia](#) dargelegt, wurden Bestandsanlagen aus Wikipedia in die Gutachtendatenbank importiert, um als Vergleichsanlagen verwendet werden zu können. In diesem Zusammenhang bieten sich einige Erweiterungsmöglichkeiten an. Um die Gutachtendatenbank bezüglich der Bestandsanlagen aktuell zu halten, müsste ein Update-Mechanismus entwickelt werden, der neue Anlagen aus Wikipedia importiert, dabei aber die bereits vorhandenen Wikipedia-Daten unberührt lässt. Bei vielen der importierten Daten fehlt derzeit der Verweis auf den WEA-Typ. Die Produktionsdaten wurden nicht importiert, da sie nicht validiert werden können. Andererseits sind beides wichtige Parameter, wenn die Anlage als Vergleichsanlage verwendet werden soll. Sie sollten in der Datenbank nachgetragen werden, wobei sich die Beschaffung verlässlicher Produktionsdaten als schwierig erweisen könnte.

Schließlich wäre eine Zusammenführung der Windgutachtendatenbank mit der Ausfallzeiten-Datenbank der BBB-Niederlassung in Gelsenkirchen erstrebenswert.

5.2 Auswertungen

Das in der Arbeit entwickelte methodische Vorgehen kann auf weitere Kennzahlen ausgeweitet werden. Beispielsweise können analog zu den Analysen des Windfelds die Daten von Messstationen ausgewertet werden. Daraus resultierten Windatlanten, deren Datenbasis auf Messdaten beruht. Da für Messstationen bisher nur wenige Datensätze in der Datenbank erfasst wurden, sollten zuvor weitere Messstationen (inklusive Messdaten) in die Datenbank aufgenommen werden. Derzeit sind 101 Messdatensätze im Datenbestand.

5.3 WindGutachtenExpert

Die Software WindGutachtenExpert war zu Beginn als reines Erfassungstool gedacht und hat sich im Laufe der Arbeit zu einem Recherchewerkzeug entwickelt. In der Software

besteht Verbesserungspotential in Bezug auf die Darstellung von Adress- und Geokoordinaten. Es wäre beispielsweise sehr nützlich, wenn man von einem georeferenzierten Objekt (Gutachten, Referenzstandort, Wetterstation) direkt zu dessen Adressdatensatz verzweigen könnte und umgekehrt. Die Darstellung von Geokoordinaten in einer Karte und die Möglichkeit der Abstandsberechnung zwischen georeferenzierten Orten stellen weitere Beispiele für interessante Erweiterungsmöglichkeiten dar.

Weiterhin kann das Tool dahingehend erweitert werden, dass es die direkte Erzeugung von Gutachtendokumenten ermöglicht („Gutachten auf Knopfdruck“). Eine vorlagenbasierte Lösung mit Unterstützung von Textbausteinen böte sich hierfür an.

Für den Fall, dass das Tool WindGutachtenExpert als Produkt an andere Gutachter oder Projektplaner weitergegeben werden soll, müsste es in ein Softwareprodukt übergehen, das qualitätsgesichert weiterentwickelt und um Produktdokumentation und Installationspaket erweitert wird.

Anhang Beispiel einer Windfeldberechnung

In diesem Anhang ist die Darstellung der Windverhältnisse am Beispiel des Gutachtens für Olsberg-Heidkopf dargestellt.

Transferred wind statistic: Reference point (long-term, 50 m over Gr.)

The wind climatology is presented as a wind rose, giving the average wind speed distribution divided in velocity intervals (bins) and wind directions (sectors). The original wind speed data are divided in 94 bins, whereas in the graphical wind rose presentation all occurrences of wind speeds above 16 m/s have been lumped. Incoming wind directions are divided in 12 sectors, where the first sector is centered around north.

Tab 1: Climatology characteristics, including Weibull (k, A) and average wind speed (m/s) of all sectors

site name	Transferred climatology Refpoint		
filename	Trans_KA35m-Refpoint50m		
measurement period	01.05.1980 00:00 - 31.12.1990 23:50	# records = 12000	
position	x = 465900.0	y = 5686457.0	z (agl) = 50.0
Weibull param., average speed	k = 2.00	A = 7.46	average = 6.76

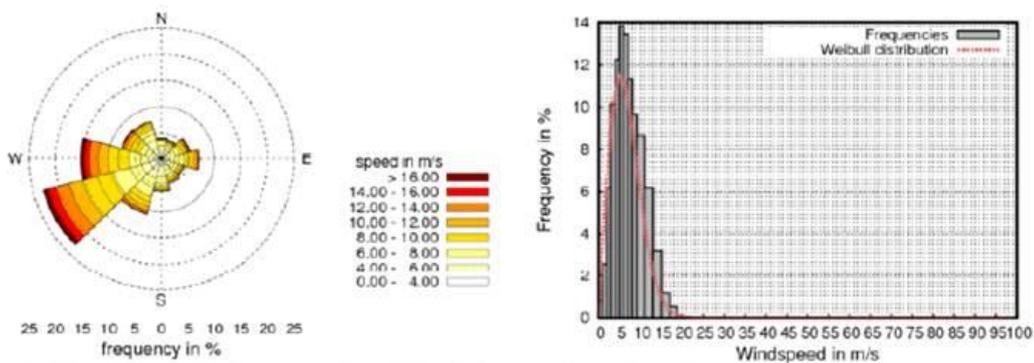


Abb 1.: Stärkewindrose (left), Frequenzverteilung (right), (Referenzpunkt, long-term, 50 m over Gr.)

Tab. 2: Weibull (k,A), frequency (% related to all sectors) and average wind speed (m/s) versus sector.

.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
k	2.17	2.11	2.24	2.29	2.27	2.43	2.60	2.30	2.12	2.10	2.26	2.17
A	5.01	6.17	7.06	7.32	6.45	6.05	5.49	6.83	8.90	8.98	7.70	5.79
freq	4.1	3.8	5.6	7.2	4.4	4.7	6.1	10.7	23.0	15.3	7.8	7.5
mean	4.46	5.48	6.28	6.50	5.77	5.40	4.87	6.15	8.22	8.32	6.98	5.25

Anhang Datenmodell

Tabellen

In Tabelle 4 sind die Tabellen des Datenmodells samt ihrer Attribute in alphabetischer Reihenfolge aufgeführt.

Tabelle / Attribut	Typ	Beispiel
Auftraggeber		
AuftraggeberID	Primärschlüssel	
GeoAdresselD	Fremdschlüssel	
Name	Text	HOPPE Windenergie Verwaltungs GmbH
Sonstiges	Text	
Bearbeiter		
BearbeiterID	Primärschlüssel	
GutachterID	Fremdschlüssel	
Titel	Text	Dipl.-Ing.
Name	Text	Mustermann
Vorname	Text	Hans
Sonstiges	Text	
BearbeiterRolleTyp		
BearbeiterRolleTypID	Primärschlüssel	
Typ	Text	Erstellung
BerechnungsmethodeTyp		
BerechnungsmethodeTypID	Primärschlüssel	
Typ	Text	WindSim
BerechnungWEA		
BerechnungWEAID	Primärschlüssel	
ReferenzstandortID	Fremdschlüssel	
KennlinieID	Fremdschlüssel	
NabenhöheID	Fremdschlüssel	
BruttoProduktionMWh ¹	Zahl (Float)	3.500
NettoProduktionMWh ²	Zahl (Float)	3.185
Sonstiges	Text	
BestehenderWindparkBerücksichtigtTyp		
BestehenderWindpark-BerücksichtigtTypID	Primärschlüssel	
Typ	Text	Ja
GeoAdresse		
GeoAdresselD	Primärschlüssel	
GeoKoordinateTypID	Fremdschlüssel	
GeoBreiteTypID	Fremdschlüssel	
GeoLängeTypID	Fremdschlüssel	

¹ Prognose

² Prognose inkl. Sicherheitsabschlag

Tabelle / Attribut	Typ	Beispiel
StaatTypID	Fremdschlüssel	
GeoBreiteGrad	Zahl (Integer)	52
GeoBreiteMinuten	Zahl (Integer)	8
GeoBreiteSekunden	Zahl (Integer)	5
GeoLängeGrad	Zahl (Integer)	7
GeoLängeMinuten	Zahl (Integer)	41
GeoLängeSekunden	Zahl (Integer)	41
Rechtswert	Zahl (Integer)	3.410.638
Hochwert	Zahl (Integer)	5.778.538
Zone ¹	Zahl (Integer)	22
GeoAdresseGeography ²	Geography	
Straße	Text	Dorfstr. 15
Postleitzahl	Text	34434
Ort	Text	Borgentreich-Natingen
Landkreis	Text	Soest
Land	Text	NRW
GeoAdresseTyp		
GeoAdresseTypID	Primärschlüssel	
Typ	Text	Gauß-Krüger (Bessel)
GeoBreiteTyp		
GeoBreiteTypID	Primärschlüssel	
Typ	Text	N
GeoLängeTyp		
GeoLängeTypID	Primärschlüssel	
Typ	Text	W
Gutachten		
GutachtenID	Primärschlüssel	
GutachtenVaterID ³	Fremdschlüssel	
GutachterID	Fremdschlüssel	
GeoAdresseID	Fremdschlüssel	
AuftraggeberID	Fremdschlüssel	
GutachtenTypID	Fremdschlüssel	
BerechnungsmethodeTypID	Fremdschlüssel	
TerrainTypID	Fremdschlüssel	
Titel	Text	Möhnesee-Theiningsen
GutachtenNr	Text	DD100x
Gutachtendatum	Datum	1.3.2010
Auftragsdatum	Datum	1.11.2010
Sonstiges		

¹ Zonenangabe erforderlich bei kartesischen Koordinaten (z.B. Gauß-Krüger)

² Datenbankinternes Geokoordinatenformat

³ Verweis auf das zugehörige DD-Gutachten

Tabelle / Attribut	Typ	Beispiel
GutachtenBearbeiter		
GutachtenBearbeiterID	Primärschlüssel	
GutachtenID	Fremdschlüssel	
BearbeiterID	Fremdschlüssel	
BearbeiterRolleID	Fremdschlüssel	
GutachtenTyp		
GutachtenTypID	Primärschlüssel	
Typ	Text	Intern
GutachtenVergleichsWEA		
GutachtenVergleichsWEAID	Primärschlüssel	
GutachtenID	Fremdschlüssel	
VergleichsWEAID	Fremdschlüssel	
EntfernungKM ¹	Zahl (Float)	25,8
Sonstiges	Text	
GutachtenWetterstation		
GutachtenWetter-stationID	Primärschlüssel	
GutachtenID	Fremdschlüssel	
WetterstationID	Fremdschlüssel	
EntfernungKM ²	Zahl (Float)	34,7
Sonstiges	Text	
Gutachter		
GutachterID	Primärschlüssel	
GeoAdressID	Fremdschlüssel	
Firma	Text	BBB Umwelttechnik GmbH
Sonstiges	Text	
Kennlinie		
KennlinieID	Primärschlüssel	
WEA	Fremdschlüssel	
KennlinieTyp	Fremdschlüssel	
Bezeichnung	Text	DEWI 01/00 1.225.25.00 oder Manufacturer 01/00 1.225
Sonstiges	Text	
KennlinieTyp		
KennlinieTypID	Primärschlüssel	
Typ	Text	Berechnet
Konfiguration		
KonfigurationID	Primärschlüssel	
WindparkID	Fremdschlüssel	
BerechnungWEAID	Fremdschlüssel	
Anzahl ³	Zahl (Integer)	2

¹ Entfernung zwischen Gutachten-Standort und Vergleichs-WEA

² Entfernung zwischen Gutachten-Standort und Wetterstation

³ Anzahl WEA im Windpark

Tabelle / Attribut	Typ	Beispiel
Sonstiges	Text	
Messdaten		
MessdatenID	Primärschlüssel	
MessstationID	Fremdschlüssel	
HöheGrundMeter	Zahl (Float)	187
MittlereWindgeschwindigkeitMeterProSekunde	Zahl (Float)	42,5
MittlereWindleistungWatt-ProMeter2	Zahl (Float)	112
SkalenparameterMeter-ProSekunde	Zahl (Float)	4,5
Formparameter	Zahl (Float)	1,53
Sonstiges	Text	
Messstation		
MessstationID	Primärschlüssel	
GutachtenID	Fremdschlüssel	
GeoAdresselD	Fremdschlüssel	
Bezeichnung	Text	Fantanele
HöheNNMeter	Zahl (Float)	187
VerfügbarkeitProzent ¹	Zahl (Float)	99,5
Von ²	Datum	
Bis ³	Datum	
Nabenhöhe		
NabenhöheID	Primärschlüssel	
WEAID	Fremdschlüssel	
NabenhöheMeter	Zahl (Float)	84,5
PreisEuro	Zahl (Float)	1.000.000
Sonstiges	Text	
Referenzstandort		
ReferenzstandortID	Primärschlüssel	
Gutachten	Fremdschlüssel	
GeoAdresse	Fremdschlüssel	
Bezeichnung	Text	Fantanele
HöheNNMeter	Zahl (Float)	210
Sonstiges	Text	
StaatTyp		
StaatTypID	Primärschlüssel	
Typ	Text	Deutschland
ISO3166	Text	DE
TerrainTyp		
TerrainTypID	Primärschlüssel	

¹ Verfügbarkeit der Messdaten im angegebenen Zeitraum

² Messzeitraumbeginn

³ Messzeitraumende

Tabelle / Attribut	Typ	Beispiel
Typ	Text	Flach
UnsicherheitGutachten		
UnsicherheitGutachtenID	Primärschlüssel	
GutachtenID	Fremdschlüssel	
UnsicherheitTypID	Fremdschlüssel	
UnsicherheitProzent	Zahl (Float)	3,5
Sonstiges	Text	
UnsicherheitMessstation		
UnsicherheitMess-stationID	Primärschlüssel	
Messstation	Fremdschlüssel	
UnsicherheitTyp	Fremdschlüssel	
UnsicherheitProzent	Zahl (Float)	2
Sonstiges	Text	
UnsicherheitTyp		
UnsicherheitTypID	Primärschlüssel	
Typ	Text	Windstatistik
NurMessstationJaNein ¹	Boolean	Nein
VergleichsWEA		
VergleichsWEAID	Primärschlüssel	
GeoAdressID	Fremdschlüssel	
WEAID	Fremdschlüssel	
HöheNNMeter	Zahl (Float)	217
NabenhöheMeter	Zahl (Float)	65
AnzahlWEA	Zahl (Integer)	2
InBetriebSeit ²	Text	200012
MittlereVerfügbarkeit-Prozent	Zahl (Float)	74,6
AnzahlMonatsmittelwerte	Zahl (Integer)	34
MittlereProduktionMWh ³	Zahl (Float)	2.905
ErwarteteProduktionMWh ⁴	Zahl (Float)	3.600
ErwarteteProduktion-100ProzentMWh	Zahl (Float)	3.720
BerechneteProduktion-MWh	Zahl (Float)	3.408
PositiveUnsicherheit-Prozent	Zahl (Float)	3
NegativeUnsicherheit-Prozent	Zahl (Float)	3
GütefaktorProzent	Zahl (Float)	98
Sonstiges	Text	
WEA		
WEAID	Primärschlüssel	
Name	Text	ENERCON E-66/18.70 1800 70.0
Hersteller	Text	Enercon

¹ Wertebereich: Ja, Nein

² JahrMonat

³ Mittlere Jahresarbeit

⁴ Langjährig zu erwartende Produktion am Standort

Tabelle / Attribut	Typ	Beispiel
Typ	Text	E-66/18.70
RotordurchmesserMeter	Zahl (Float)	7.050
NennleistungKW	Zahl (Float)	1.500
Sonstiges	Text	
Wetterstation		
WetterstationID	Primärschlüssel	
GeoAdresselD	Fremdschlüssel	
Bezeichnung	Text	Wetterstation Greven
Identifikator	Text	900101-941231
HöheNNMeter	Zahl (Float)	48
HöheGrundMeter	Zahl (Float)	10
Sonstiges	Text	
Windfeld		
WindfeldID	Primärschlüssel	
ReferenzstandortID	Fremdschlüssel	
HöheGrundMeter	Zahl (Float)	10,0
MittlereWindgeschwindigkeitMeterProSekunde ¹	Zahl (Float)	4,1
MittlereWindleistung-WattProMeter ²	Zahl (Float)	112
Skalenparameter MeterProSekunde ²	Zahl (Float)	4,5
Formparameter ³	Zahl (Float)	1,53
Sonstiges	Text	
WindindexMessstation		
WindindexMessstationID	Primärschlüssel	
MessstationID	Fremdschlüssel	
WindindexTypID	Fremdschlüssel	
BezugszeitraumVon	Text	197001
BezugszeitraumBis	Text	200903
DurchschnittlicherIndex-Prozent	Zahl (Float)	84,0
DurchschnittlicherIndex-SelektionProzent	Zahl (Float)	99,0
AnzahlMonatsmittelwerte-Selektion	Zahl (Integer)	21
HöheGrundMeter	Zahl (Float)	100
Zone	Zahl (Integer)	22
Knoten	Text	45°00'00"N 30°00'00"E
Sonstiges	Text	
WindindexTyp		
WindindexTypID	Primärschlüssel	
Typ	Text	BDB
WindindexVergleichsWEA		

¹ Jährliches Mittel

² A

³ k

Tabelle / Attribut	Typ	Beispiel
WindindexVergleichsWEAID	Primärschlüssel	
VergleichsWEAID	Fremdschlüssel	
WindindexTypID	Fremdschlüssel	
BezugszeitraumVon	Text	200501
BezugszeitraumBis	Text	200912
DurchschnittlicherIndex-Prozent	Zahl (Float)	84,0
DurchschnittlicherIndex- SelektionProzent	Zahl (Float)	99,0
AnzahlMonatsmittelwerte- Selektion	Zahl (Integer)	21
HöheGrundMeter	Zahl (Float)	100
Zone	Zahl (Integer)	22
Knoten	Text	45°00'00"N 30°00'00"E
Sonstiges	Text	
Windpark		
WindparkID	Primärschlüssel	
GutachtenID	Fremdschlüssel	
BestehenderWindpark- BerücksichtigtID	Fremdschlüssel	
Bezeichnung	Text	WP Münsterische Aa
WirkungsgradProzent	Zahl (Float)	96,55
ProduktionMWh	Zahl (Float)	6.314
Volllaststunden	Zahl (Float)	2.105
Sonstiges	Text	

Tabelle 4 Datenbanktabellen

Typtabellen-Wertebereich

Typtabelle	Wertebereich
BearbeiterRolleTyp	Erstellung, Prüfung, k.A.
BerechnungsmethodeTyp	WAsP, Windsim, Hybrid, k.A.
BestehenderWindpark-BerücksichtigtTyp	Ja, Nein, Nicht vorhanden, k.A.
GeoAdresseTyp	Gauß-Krüger (Bessel), Gauß-Krüger (Krassowski), ISET, NCAR, UTM WGS 84, Postanschrift, Geo-Koordinate, UTM ETRS 89, Park, UTM 32
GeoBreiteTyp	N, S
GeoLängeTyp	E, W
GutachtenTyp	Intern, Extern; mit „Extern“ werden Gutachten von Dritten (externe Gutachter) gekennzeichnet, die im Rahmen der Technischen Due Diligence bewertet werden (im Text auch Vorgutachten).
KennlinieTyp	berechnet, gemessen, garantiert, k.A.
StaatTyp	Argentinien, Brasilien, Deutschland, Italien, Spanien, Rumänien, USA
TerrainTyp	flach, leicht wellig, leicht erhöht, hügelig, wenig komplex, komplex, sehr komplex, k.A.
UnsicherheitTyp	Abschaltberechnung, Abstand, Anemometercharakteristik, Anemometertyp, Datenaufnahme, Datenfrequenz, Datenfrequenz und -qualität, Datenverfügbarkeit, Datenwiederherstellung, Einfluss Installationsequipment, Elektrische Verluste, Gerechnet, Gesamtunsicherheit, Hindernisse, Hindernisse (Messstation), Hügel, Integrität, Kalibrierung, Anemometerlangzeitabgleich und Bezugszeitraum, Langzeitkorrelation, Leistungskennlinie, Messdaten, Messintervall, Messmast, Mittlere Unsicherheit (BBB), Parkberechnung, Pauschal (DD), Rauigkeit, Rauigkeit und Orographie (Messstation), Repräsentanz der Messperiode, Sicherheitsabschlag sf (früher), Standortkalibrierung, Statistik, Terrainbeschreibung, Terraineinfluss, Terrainklassifizierung, Terrainklassifizierung / Repräsentanz, Verfügbarkeit (je nach Herstellergarantie), Vermessen, Windmessung gesamt, Windstatistik, Windstatistik / Klimatologie
WindindexTyp	BDB, NCAR, ISET, IWR, EuroWindindex, NCAR, Anemos

Tabelle 5 Wertebereich Typtabellen

Anhang WindGutachtenExpert

Das Anwendungsprogramm WindGutachtenExpert ermöglicht die manuelle Erfassung von Gutachten-Daten in der Gutachtendatenbank. Die Software setzt ein Windows System voraus, auf dem das .NET Framework installiert ist. Letzteres kann auf den Internetseiten von Microsoft heruntergeladen werden [22]. Darüber hinaus muss der PC eine Verbindung zur Datenbank herstellen können.

Nach dem Start von WindGutachtenExpert erscheint die Startmaske. Von ihr aus kann in die eigentlichen Erfassungsdialoge verzweigt werden (Abbildung 41).



Abbildung 41 WindGutachtenExpert: Startmaske

Beispielhaft sei hier der Dialog Gutachten vorgestellt, das zentrale Formular der Anwendung (Abbildung 42).

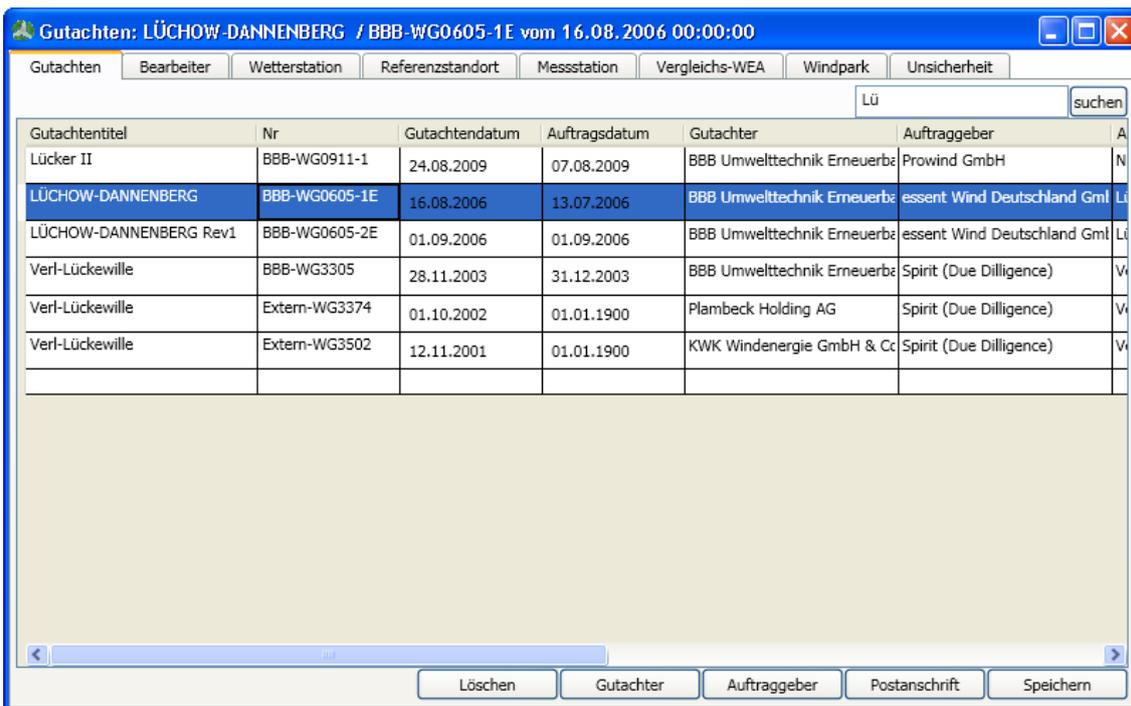


Abbildung 42 WindGutachtenExpert: Maske Gutachten – Reiter Gutachten

Auf dessen erster Karteikarte erscheint eine Liste von Gutachten, deren Spalten Stammdaten wie Gutachtentitel, Nr., Gutachtendatum, Auftragsdatum usw. enthalten. Die Liste ist gemäß des im Suchfeld rechts oben eingestellten Texts gefiltert. Der Listeninhalt kann sortiert werden. Über die Schaltflächen Löschen und Speichern im unteren Teil der Maske werden Änderungen und Datensatzlöschungen permanent in der Datenbank gespeichert. Mittels der Schaltflächen Gutachter, Auftraggeber und Postanschrift verzweigt man in die relevanten Subdialoge. Eine vollständige Liste der Gutachten-Stammdaten (und somit der Spalten) kann dem Datenmodell (Tabelle Gutachten) entnommen werden ([Anhang Datenmodell](#)).

Wie aus [Abbildung 42](#) ersichtlich sind die vom Gutachten abhängigen Objekte Bearbeiter, Wetterstation, Referenzstandort, Messstation, Vergleichs-WEA, Windpark und Unsicherheit auf eigenen Reitern organisiert, wo sie in Listen gepflegt werden.

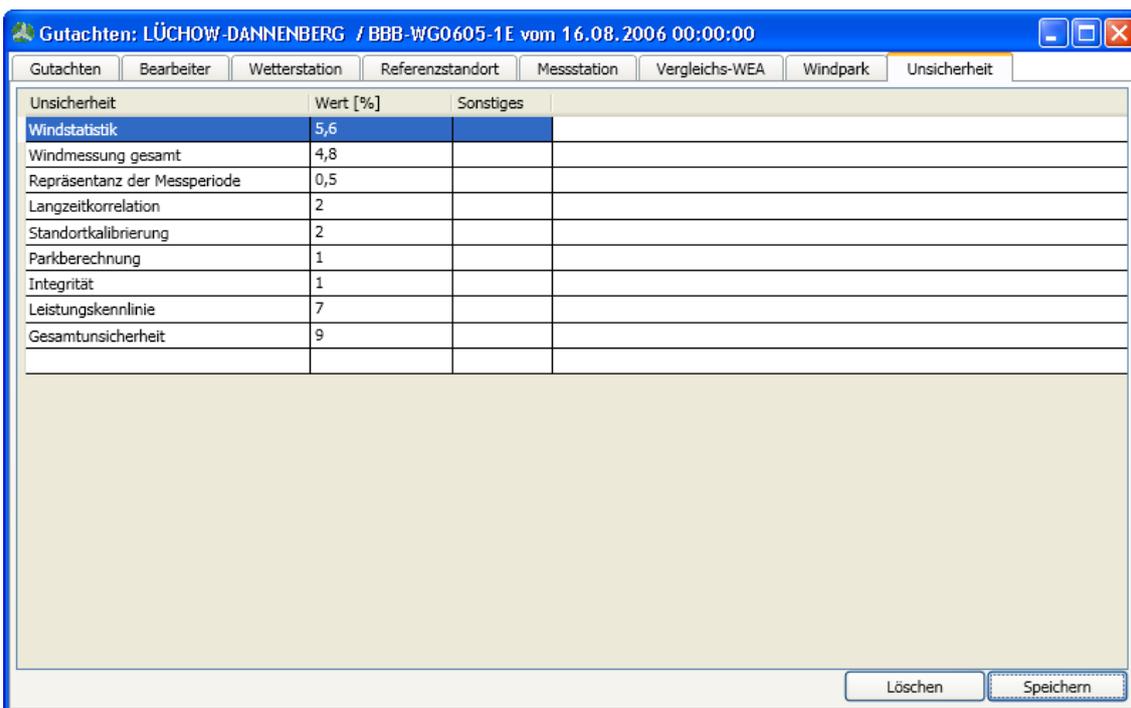


Abbildung 43 WindGutachtenExpert: Maske Gutachten – Reiter Unsicherheiten

Abbildung 43 zeigt als Beispiel die Karteikarte Unsicherheit.

Anhang Hellmann-Interpolation

In diesem Abschnitt sind die Diagramme zur Interpolation des Höhenexponenten zusammengefasst sowie die Diagramme zur Validierung der Approximation. Details zu Darstellung können dem Text entnommen werden (Kapitel 4.2.2.1 Hellmann-Approximation).

Leicht welliges, hügeliges und wenig komplexes Gelände

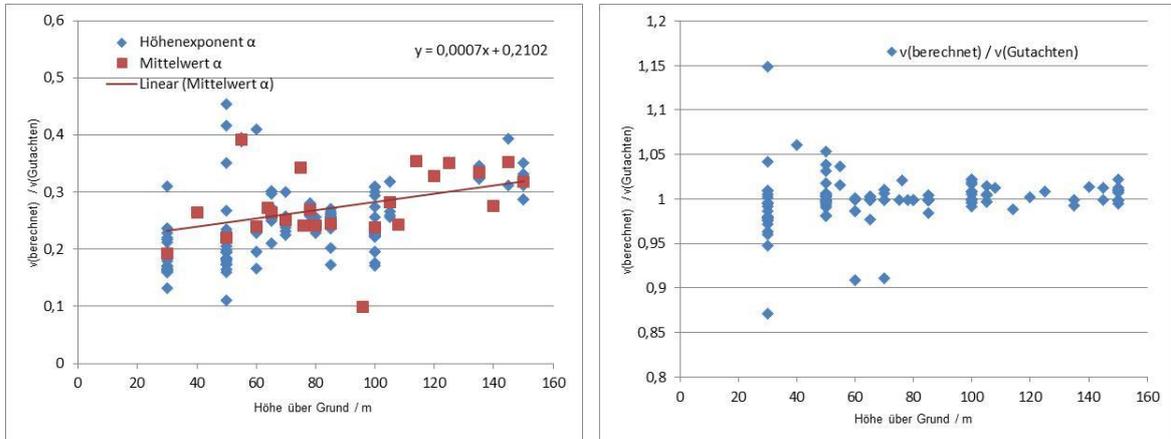


Abbildung 44 Validierung Hellmann-Interpolation: Leicht wellig, hügelig, wenig komplex

Komplexes Gelände

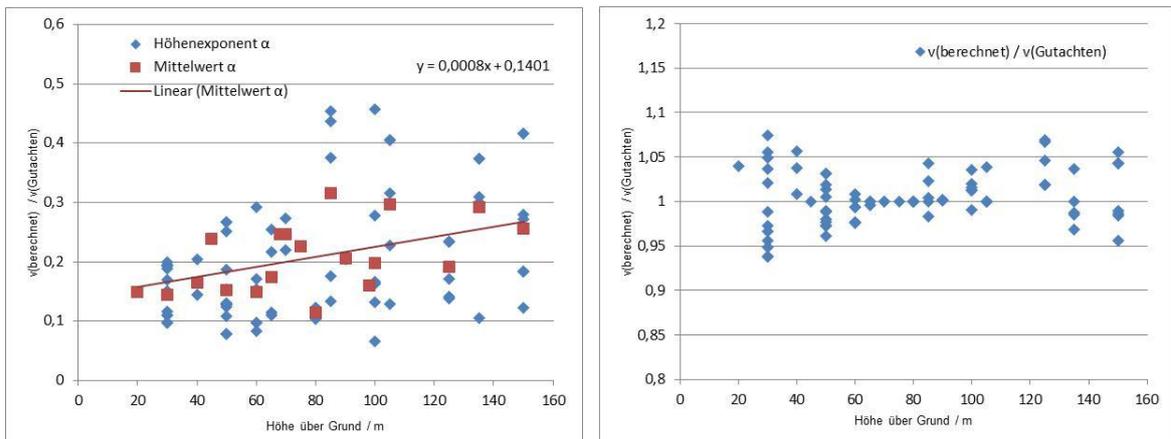


Abbildung 45 Validierung Hellmann-Interpolation: Komplexes Gelände

Sehr komplexes Gelände

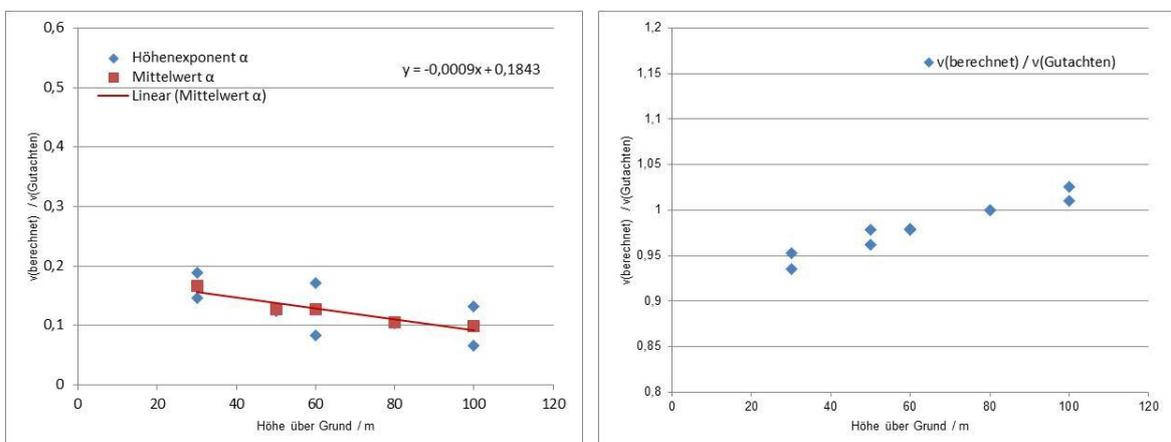


Abbildung 46 Validierung Hellmann-Interpolation: sehr komplexes Gelände

Leicht erhöhtes Gelände

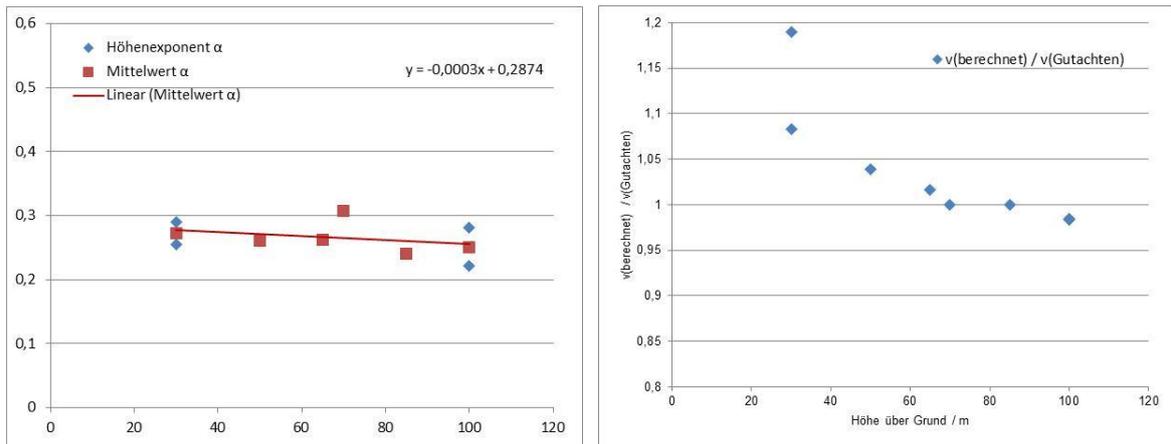


Abbildung 47 Validierung Hellmann-Interpolation: leicht erhöhtes Gelände

Anhang Nabenhöhen

Dieser Anhang enthält eine Liste von Windenergieanlagen, deren mittlere Nabenhöhen und die relative Standardabweichung zur Nabenhöhe. Hier kann die in [Kapitel 4.3.5 Nabenhöhe \(Abbildung 33\)](#) verwendete WEA-Nr. nachgeschlagen werden.

WEA-Nr.	WEA-Bezeichnung	Avg(Nabenhöhe) / m	Stdev(Nabenhöhe) / Avg(Nabenhöhe)
1082	ENERCON E-101 3000 101.0	135,20	0,21%
1140	FUHLÄNDER FL 2500 2500 100.0	133,67	22,94%
1462	Siemens SWT-2.3-93 2300 92.6	133,00	0,00%
1460	Siemens SWT-2.3-101 2300 101.0	129,50	0,00%
539	REpower 3.XM 3300 104.0	128,00	0,00%
1107	ENERCON E-82 2300 82.0	123,15	17,40%
1225	Kenersys K100 2500 100.0	117,50	21,06%
1362	NORDEX N90/2300 2300 90.0	105,00	0,00%
1589	VESTAS V90 3000 90.0	105,00	0,00%
1106	ENERCON E-82 2000 82.0	103,30	6,85%
1363	NORDEX N90/2500 HS 2500 90.0	102,50	3,45%
964	ANBONUS AN 2.3MW 2300 93.0	100,00	0,00%
877	ENRONWIND EW 1.5sl 1500 77.0	100,00	0,00%
1142	FUHLÄNDER FL 2500 2500 90.0	100,00	0,00%
1158	GAMESA G87/2000 2000 87.0	100,00	0,00%
1178	GE WIND ENERGY GE 2.5xl 2500 100.0	100,00	0,00%
1436	REpower MM 92 2000 92.5	100,00	0,00%
552	REpower MM 92 Evolution 2050 92.5	100,00	0,00%
1170	GE WIND ENERGY GE 2.3 2300 94.0	96,50	5,13%
1323	NEG MICON NM 82-1500 1500 82.0	95,03	12,47%
1544	VESTAS V100 1800 100.0	95,00	0,00%
909	VESTAS V90 2000 2000 90.0	95,00	11,37%
1586	VESTAS V90 1800 90.0	92,50	19,11%
1431	REpower MD 77 1500 77.0	92,00	12,30%
1433	REpower MM 82 2000 82.0	90,13	12,04%
255	GE WIND ENERGY GE 1.5s 1500 70.5	89,90	34,87%
1156	GAMESA G80/2000 2000 80.0	89,00	17,48%
257	GE WIND ENERGY GE 1.5sl 1500 77.0	87,98	17,03%
1101	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0	87,30	23,11%
1099	ENERCON E-66/18.70 1800 70.0	86,29	21,98%
1221	JACOBS MD 77 1500 77.0	85,00	0,00%
1098	ENERCON E-66/15.66 1500 66.0	83,00	19,96%
1102	ENERCON E-70 E4 2000 71.0	82,00	31,04%
1168	GE WIND ENERGY GE 1.5sle 1500 77.0	80,00	0,00%
1220	JACOBS MD 70 1500 70.0	80,00	0,00%
1582	VESTAS V80-2.0MW 2000 80.0	76,25	22,93%

Anhang Nabenhöhen

907	TACKE TW 600 a 600-150 46.0	76,00	0,00%
1319	NEG MICON NM 72C-1500 1500-400 72.0	75,38	18,99%
957	ANBONUS AN 1.3MW 1300-250 62.0	75,33	24,09%
1497	SÜDWIND S.70 1500 70.0	75,00	18,86%
1152	GAMESA G52/850 850 52.0	74,00	0,00%
1712	Tacke TW 1.5s	73,65	14,15%
1311	NEG MICON NM 60-1000 1000-250 60.0	72,67	8,85%
1577	VESTAS V66 1650-300 66.0	72,50	10,73%
1153	GAMESA G58/850 850 58.0	71,00	0,00%
1316	NEG MICON NM 64C-1500 1500-400 64.0	70,67	11,78%
1575	VESTAS V52 850 52.0	70,67	24,40%
1097	ENERCON E-58/10.58 1000 58.0	70,00	0,00%
1282	MICON M1800 600-150 48.0	70,00	0,00%
1359	NORDEX N60/1300 1300-250 60.0	69,00	0,00%
1360	NORDEX N62/1300 1300-250 62.0	69,00	0,00%
1057	DEWIND D6/64-1,25MW 1250 64.0	68,00	0,00%
1313	NEG MICON NM 64-1500 1500-400 64.0	68,00	0,00%
1147	FUHLÄNDER FL MD 70 1500 70.0	67,50	5,24%
1111	ENRONWIND EW 1.5s 1500 70.5	66,20	3,20%
1095	ENERCON E-48 800 48.0	65,80	21,06%
1053	DEWIND D4/48 600 48.0	65,00	10,88%
161	ENERCON E-40/5.40 500 40.3	65,00	0,00%
1105	ENERCON E-70/65/102 1800 70.0	65,00	0,00%
1416	Power Wind PowerWind 56 900 56.0	65,00	13,05%
1430	REpower MD 70 1500 70.0	65,00	0,00%
1092	ENERCON E-40/6.44 600 44.0	62,34	18,95%
1307	NEG MICON NM 52-900 900-200 52.0	61,00	0,00%
961	ANBONUS AN 1MW 1000-200 54.0	60,00	23,57%
1056	DEWIND D6/62-1MW 1000 62.0	60,00	0,00%
1361	NORDEX N80/2500 2500 80.0	60,00	0,00%
1164	GE WIND ENERGY GE 1.5 xle 1500 82.5	58,70	0,00%
1096	ENERCON E-53 800 53.0	53,00	0,00%
1079	ECOTECNIA 750 48.0	45,00	0,00%
1505	ENERCON E-40/9.44 900 44.0	45,00	0,00%

Tabelle 6 Nabenhöhen

Abkürzungsverzeichnis

BBB	BBB Umwelttechnik GmbH
BI	Business Intelligence
DD	Due Diligence
DWD	Deutscher Wetterdienst
DWH	Data Warehouse
ERM	Entity Relationship Modell
ETL	Extract, Transform, Load
IT	Informationstechnologie
OLAP	Online Analytical Processing
QS	Qualitätssicherung
RDBS	Relational Database System
SERM	Structured Entity Relationship Modell
SQL	Structured Query Language
SF	Security Factor
UML	Unified Modeling Language
UTM	Universal Transverse Mercator
WEA	Windenergieanlage
WP	Windpark
WPF	Windows Presentation Foundation Technologie

Internetquellenverzeichnis

- [1] Bundesverband WindEnergie e.V., „Statistiken,“ 31 12 2010. [Online]. Available: <http://www.wind-energie.de/infocenter/statistiken>. [Zugriff am 11 1 2012].
- [2] Wikipedia, „Windows Presentation Foundation,“ 15 11 2011. [Online]. Available: http://de.wikipedia.org/wiki/Windows_Presentation_Foundation. [Zugriff am 14 12 2011].
- [3] Microsoft, „ADO.NET Entity Framework,“ 2011. [Online]. Available: <http://msdn.microsoft.com/de-de/library/bb399572.aspx>. [Zugriff am 14 12 2011].
- [4] Wikipedia, „Vorgehensmodell zur Softwareentwicklung,“ 13 11 2011. [Online]. Available: http://de.wikipedia.org/wiki/Vorgehensmodell_zur_Softwareentwicklung. [Zugriff am 15 12 2011].
- [5] BIT, „V-Modell XT,“ 2011. [Online]. Available: http://www.bit.bund.de/nn_2148612/BIT/DE/Standards__Methoden/V-Modell_20XT/node.html?__nnn=true. [Zugriff am 15 12 2011].
- [6] Wikipedia, „Scrum,“ 9 12 2011. [Online]. Available: <http://de.wikipedia.org/wiki/Scrum>. [Zugriff am 16 12 2011].
- [7] Prof. Dr. Bernhard Humm, „4. Analyse-Phase: Datenmodell,“ Hochschule Darmstadt, FB Informatik, 2007/2008. [Online]. Available: https://www.fbi.h-da.de/fileadmin/personal/b.humm/CNAM_SWT_WS0708/Vorlesung/04_Analyse_-_Datenmodell.pdf. [Zugriff am 16 12 2011].
- [8] Wikipedia, „Datenmodellierung,“ 16 10 2011. [Online]. Available: <http://de.wikipedia.org/wiki/Datenmodellierung>. [Zugriff am 27 12 2011].
- [9] Wikipedia, „Normalisierung (Datenbank),“ 23 12 2011. [Online]. Available: http://de.wikipedia.org/wiki/Normalisierung_%28Datenbank%29. [Zugriff am 27 12 2011].
- [10] Wikipedia, „Relationale Datenbank,“ 23 12 2011. [Online]. Available: http://de.wikipedia.org/wiki/Relationale_Datenbank. [Zugriff am 27 12 2011].
- [11] Wikipedia, „Business Intelligence,“ 22 12 2011. [Online]. Available: http://de.wikipedia.org/wiki/Business_Intelligence. [Zugriff am 27 12 2011].
- [12] Wikipedia, „Data-Warehouse,“ 5 12 2011. [Online]. Available: <http://de.wikipedia.org/wiki/Data-Warehouse>. [Zugriff am 27 12 2011].
- [13] Wikipedia, „ETL-Prozess,“ 23 11 2011. [Online]. Available: <http://de.wikipedia.org/wiki/ETL-Prozess>. [Zugriff am 27 12 2011].

- [14] Wikipedia, „Online Analytical Processing,“ 11 12 2011. [Online]. Available: <http://de.wikipedia.org/wiki/OLAP>. [Zugriff am 27 12 2011].
- [15] Wikipedia, „Data-Mining,“ 15 12 2011. [Online]. Available: <http://de.wikipedia.org/wiki/Data-Mining>. [Zugriff am 27 12 2011].
- [16] EMD, „WindPro,“ 2011. [Online]. Available: <http://www.emd.dk/WindPRO/Frontpage>. [Zugriff am 19 12 2011].
- [17] Windsim, 2010. [Online]. Available: <http://www.windsim.com/>. [Zugriff am 27 12 2011].
- [18] Wikipedia, „Windpro,“ 2010 9 2010. [Online]. Available: <http://en.wikipedia.org/wiki/WindPRO>. [Zugriff am 19 12 2011].
- [19] Wikipedia, „Due-Diligence-Prüfung,“ 13 12 2011. [Online]. Available: <http://de.wikipedia.org/wiki/Due-Diligence-Pr%C3%BCfung>. [Zugriff am 27 12 2011].
- [20] Wikipedia, „Windkraftanlage in Deutschland,“ 23 10 2011. [Online]. Available: http://de.wikipedia.org/wiki/Kategorie:Windkraftanlage_in_Deutschland. [Zugriff am 22 1 2012].
- [21] Deutscher Wetterdienst, „Windenergie: Windstärken optimal nutzen,“ 1996-2012. [Online]. Available: <http://www.dwd.de/windenergie>. [Zugriff am 4 1 2012].
- [22] Microsoft Download Center, „Microsoft Download Center,“ 2011. [Online]. Available: <http://www.microsoft.com/downloads/de-de/details.aspx?familyid=9cfb2d51-5ff4-4491-b0e5-b386f32c0992&displaylang=de>. [Zugriff am 14 12 2011].
- [23] J. Keiler, „Betreiber-Datenbasis,“ 2011. [Online]. Available: <http://www.btrdb.de/index.html>. [Zugriff am 12 1 2012].
- [24] Wikipedia, „SQL,“ 6 1 2012. [Online]. Available: <http://de.wikipedia.org/wiki/SQL>. [Zugriff am 14 1 2012].

Literaturverzeichnis

- [26] Bundesministerium für Umwelt, „Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2010,“ Berlin, Dezember 2011.
- [27] J. Koeppen, „Windenergieanlagen,“ Hamburg, 20.3.2010, pp. Kap. 1.3, S. 14.
- [28] Robert Gasch, Windkraftanlagen, Wiesbaden: Vieweg + Teubner, 2010.
- [29] Deutscher Wetterdienst, Jana Sebecker, Dr. Thomas Deutschländer, Dr. Bodo Wichura, Ursel Behrens, „Wind und Windenergiepotenziale in Deutschland,“ Potsdam, April 2010.
- [30] E. Hau, Windkraftanlagen, Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2008.
- [31] BBB Umwelttechnik GmbH, Dimitri Tkatschenko, Klaus Bergmann, „Windgutachten Olsberg-Heidkopf,“ Weiden, 2011.
- [32] BBB Umwelttechnik GmbH, Sylvia Schubert, Klaus Bergmann, „Windgutachten Winterberg-Altenfeld,“ Weiden, 2009.