

Endbericht

WINDATLAS UND WINDPOTENTIALSTUDIE ÖSTERREICH

Veröffentlichungsdatum:

15. November 2011

Programmsteuerung:

Klima- und Energiefonds des Bundes

Programmschiene:

Neue Energie 2020 – 1. Ausschreibung

Programmabwicklung:

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)



Projektleiter:

DI Andreas Krenn
Energiewerkstatt
5211 Friedburg
Tel.: +43 7746 28212 0

Co-Autoren:

Mag. Johann Winkelmeier, Energiewerkstatt
Ing. Christoph Tiefgraber, Energiewerkstatt
Dipl. Geogr. René Cattin, Meteotest
Dr. Stefan Müller, Meteotest
Dr. Heimo Truhetz, Universität Graz
Dr. Markus Biberacher, Research Studio iSpace
Mag. Sabine Gadocha, Research Studio iSpace

Projektlaufzeit:

1. März 2009 bis 30. April 2011

Projektpartner:

Energiewerkstatt (www.energiewerkstatt.org)
Meteotest Schweiz (www.meteotest.ch)
Wegener Zentrum, Universität Graz (www.wegcenter.at)
Research Studios, iSpace (www.ispace.researchstudio.at)



Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	2
1.1	Aufgabenstellung.....	2
1.2	Schwerpunkte des Projektes	2
1.3	Einordnung in das Programm	3
1.4	Verwendete Methoden	7
1.5	Aufbau der Arbeit.....	7
2	Inhaltliche Darstellung	9
2.1	Aufbereitung der Winddaten (AP2).....	9
2.2	Windmodellierung (AP3).....	11
2.3	Kriterien für die Berechnung des Windkraftpotentials (AP4)	24
2.4	Potentialmodellierung (AP5).....	27
2.5	Dissemination (AP 6).....	40
3	Ergebnisse und Schlussfolgerungen	41
4	Ausblick und Empfehlungen	44
5	Abbildungs- und Tabellenverzeichnis.....	46
6	Literaturverzeichnis	48

1 Einleitung

1.1 Aufgabenstellung

Insbesondere aufgrund der Vielschichtigkeit der Orographie sind die österreichischen Windressourcen gekennzeichnet durch eine Vielzahl von lokalen Winden, ‚Low Level Jets‘ und überregionalen Windströmungen. Da diese unterschiedlichen Windsysteme sich gegenseitig sehr stark überlagern, ist eine exakte Berechnung der Windverhältnisse weder durch Stand-alone Anwendung dynamischer Modelle noch geo-statistischer Verfahren möglich.

Die Ergebnisse bisheriger Abschätzungen des realisierbaren jährlichen Windkraftpotenzials in Österreich weisen eine große Bandbreite von 3 TWh bis 20 TWh [1] auf. Bei diesen Studien wurden in den meisten Fällen nur Kriterien der Raumordnung berücksichtigt, aber andere wesentliche Kriterien wie technische Realisierbarkeit und wirtschaftliche Rentabilität sind vernachlässigt worden. Des Weiteren wurden die Parameter (wie Anlagengröße oder einzuhaltende Bauabstände) vorab festgelegt, wodurch die Simulationen auf einzelne Szenarien limitiert waren. Dieser stark vereinfachte Ansatz in Kombination mit Windkarten unbekannter Qualität führte zu hohen Ungenauigkeiten und geringer Aussagekraft der Ergebnisse.

Um diese Mängel zu überwinden wurde das Projekt "Windatlas und Windpotenzialstudie Österreich" (www.windatlas.at), gefördert durch den Österreichischen "Klima- und Energiefonds", initiiert. Ziel dieser Studie war einerseits die Berechnung einer möglichst detaillierten Windkarte (Auflösung 100 m × 100 m) bekannter Fehlercharakteristik mittels eines neu entwickelten, kombinierten Modellierungsansatzes und andererseits sollte darauf aufbauend eine Möglichkeit zur umfassenden und dynamischen Abschätzung von Windkraftpotenzialen geschaffen werden.

1.2 Schwerpunkte des Projektes

Entsprechend der oben beschriebenen Aufgabenstellung wurden folgende Schwerpunkte bearbeitet:

- Der erste Schwerpunkt der inhaltlichen Arbeit war die Sammlung, Evaluierung und Aufbereitung qualitativ hochwertiger Windmessdaten. Insgesamt flossen Daten von in Summe 254 Stationen ein.
- Mit dem dynamischen Modell MM5 [2] wurden die atmosphärischen Prozesse eines klimatologisch relevanten Zeitraumes von 10 Jahren (1981 bis 1990) mit einer horizontalen Auflösung von 2 km × 2 km Gitterweite simuliert.

- Die Ergebnisse der beiden ersten Schwerpunkte flossen als Datengrundlage in die anschließende geo-statistische Modellierung ein.
- Parallel dazu wurden jene technischen und wirtschaftlichen Kriterien definiert, die für die Abschätzungen des theoretisch maximal mobilisierbaren Potentials von wesentlicher Bedeutung sind.
- Auf Basis der Ergebnisse zum theoretischen Windangebot und unter Berücksichtigung der wesentlichen Einflussgrößen wurde eine dynamische WebGIS-Applikation programmiert, die es dem User erlaubt, das in Österreich theoretisch maximal mobilisierbare Windenergiepotential zu simulieren.
- Ein zusätzlicher Schwerpunkt des Projektes war eine sehr umfangreiche Disseminations-Arbeit, die darauf abzielte das Projekt sowohl einem möglichst breiten Publikum als auch nationalen und internationalen Fachkreisen vorzustellen. Bei einem abschließenden Dissemination Workshop präsentierte die Energiewerkstatt gemeinsam mit den Projektpartnern die Ergebnisse des Projektes.

1.3 Einordnung in das Programm

Mitte 2011 waren in Österreich 625 Windkraftanlagen mit einer installierten Leistung von 1.011 MW in Betrieb. Bei einer durchschnittlichen Jahresarbeit dieser Anlagen von 2,3 TWh können etwa 3,5% des österreichischen Elektrizitätsbedarfs mit Windstrom gedeckt werden[3]

Energiestrategische Ziele

- *Sicherstellung der Kriterien der Nachhaltigkeit: ökonomisch, ökologisch und sozial dauerhaft*

Unter der Annahme, dass die im Rahmen des gegenständlichen Projektes erreichten Ergebnisse einen Impuls zur besseren Erschließung des österreichischen Windkraftpotentials leisten, können die genannten Kriterien der Nachhaltigkeit erfüllt werden.

Windkraft stellt eine erneuerbare Energiequelle dar, deren Nutzung zu 100% den Kriterien der Nachhaltigkeit entspricht und in der Lage ist, die Erzeugung von Elektrizität aus fossilen Energiequellen oder den Import von Elektrizität zu reduzieren. Durch die schadstofffreie Energieproduktion und die Substitution von zu importierenden fossilen Brennstoffen kann Windkraft einen Beitrag zu einer sicheren, wirtschaftlichen aber auch ökologisch und sozial dauerhaften Energieversorgung leisten.

- *Erhöhung der Ressourcen- und Energieeffizienz des Wirtschaftssystems*

Mit der Steigerung der Nutzung von Windenergie ist eindeutig eine Erhöhung der Ressourcen- und Energieeffizienz des Wirtschaftssystems gegeben. Vergleichbar mit der Wasserkraft, besteht auch bei der Nutzung von Windkraft nach Inbetriebnahme der Anlagen keine Abhängigkeit von Rohstoffen oder den Preisschwankungen der internationalen Energiemärkte. Somit ist die langfristige Energieaufbringung zu stabilen Preisen gesichert.

Im Erfahrungsbericht zum Erneuerbare Energiegesetz des deutschen Umweltministeriums [4] konnte nachgewiesen werden, dass die vorrangige Abnahme von Strom aus erneuerbarer Energie zu festgelegten Preisen eine senkende Wirkung auf die Großhandelspreise hat (Merit-Order-Effekt).

- *Aufbau und Sicherung langfristig klimaschützender Raum- und Wirtschaftsstrukturen*

Windkraft stellt eine erneuerbare Energiequelle dar, bei deren Nutzung über die gesamte Lebensdauer (ca. 20 Jahre) keine Treibhausgase freigesetzt werden. Nach Ablauf der Lebensdauer können Windkraftanlagen ohne viel Aufwand abgebaut und durch Neuanlagen ersetzt werden, wobei die Materialien der Altanlagen Großteils wieder in den Stoffkreislauf zurückgeführt werden. Erwähnenswert ist im Zusammenhang mit der Diskussion über klimaschützende Wirtschaftsstrukturen, dass Windkraftanlagen hervorragend günstige energetische Amortisationszeiten aufweisen (etwa 4 Monate).

- *Erzielung struktureller und langfristig quantitativ maßgeblicher Effekte*

Ein langfristig quantitativ maßgeblicher Effekt der beantragten Grundlagenstudie ist durch die erreichte Qualität der Ergebnisse (Windatlas und Potentialstudie) insofern gegeben, weil dadurch die gezielte Nutzung bisher nicht bekannter Potentialgebiete ermöglicht wird und somit einen Beitrag zur Erreichung der in Ökostromgesetz 2012 formulierten Zielsetzung geleistet werden kann. Das neue Gesetz sieht vor, dass bis 2020 zur bestehenden Leistung von 1.011 MW zusätzlich 2.000 Megawatt Windkraft errichtet werden.

Systembezogene Ziele

- *Reduktion des Verbrauchs fossiler und nuklearer Energieträger*

Unter der Annahme, dass die im Rahmen des Projektes erreichten Ergebnisse eine bessere Erschließung des österreichischen Windkraftpotentials ermöglichen, kann eine deutliche Reduktion des Verbrauchs fossiler und nuklearer Energieträger erwartet werden. Für den Fall, dass die im Ökostromgesetz vorgesehene zusätzliche Ausbaukapazität von 2000 MW oder 4,3 GWh/Jahr erreicht wird, können im Jahr 2020 bei einer gesamten Windstromerzeugung von 6,6 TWh (Bestand und Neuerrichtung) jährlich mehr als 1,14 Mio. Tonnen Erdöl eingespart werden.

- *Erschließung von Ressourcen erneuerbarer Energieträger*

Die Ergebnisse des beantragten Projektes können zur Optimierung der Nutzung des in Österreich vorhandenen Windpotentials beitragen.

- *Verbesserung der Umwandlungseffizienz*

Mit der Ausarbeitung einer, dem aktuellen Stand der Wissenschaft entsprechenden Ressourcenkarte und der Nachbildung der Windgeschwindigkeitsverhältnisse über dem komplexen Oberflächenrelief Österreichs wird eine bisher noch nicht erreichte Detailtiefe geboten und dadurch die gezielte Nutzung der effizientesten Windstandorte ermöglicht.

- *Multiplizierbarkeit, Hebelwirkung und Signalwirkung*

Die Ressourcenkarte und die Ergebnisse der Potentialabschätzung sind öffentlich zugänglich gemacht. Die Ergebnisse können sowohl als Instrumente für energiepolitische Weichenstellungen und langfristige regionale Planungen (auf Bundes- Landes- und Gemeindeebene), als auch zur Planungshilfe für zukünftige Betreiber verwendet werden.

- *(Kosten-)Effizienz der Treibhausgasreduktion: Euro pro Tonne CO₂-Äquivalent pro Jahr über die technisch-wirtschaftliche Nutzungsdauer der Investition*

Unter der Annahme, dass die im Rahmen des Projektes erreichten Ergebnisse einen Impuls zur besseren Erschließung der österreichischen Windkraftpotentiale leisten, kann ein sehr wesentlicher Beitrag zum Klimaschutz geleistet werden.

Um die Kosten für die Einsparung von CO₂ Emissionen durch Windenergie abzuschätzen, wird zunächst die Differenz zwischen dem derzeitigen Marktpreis (etwa 6 ct/kWh) und dem derzeitigen Einspeisetarif (9,7 ct/kWh) ermittelt. Unter Berücksichtigung der Kosten für die Bereitstellung der Ausgleichsenergie in Österreich (0,5 ct/kWh) ergeben sich Mehrkosten von 4,2 ct/kWh. Infolge resultieren bei einem Reduktionsszenario von 0,67 Tonnen/MWh (österreichischer kalorischer Kraftwerksmix) derzeitige Reduktionskosten von etwa 60 € je Tonne CO₂.

Sehr wesentlich für die zukünftige Wirtschaftlichkeit der Windenergie ist die Entwicklung des Marktpreises. Für das gegenständliche Projekt einigte man sich im Zuge der Workshops auf einen Anstieg auf 11 ct/kWh bis 2020 bzw. 15 ct/kWh bis 2030. Da eine im Jahr 2011 in Betrieb gegangene Windkraftanlage über ihre Lebensdauer von 20 Jahren Ökostrom ohne CO₂ Emissionen produziert, würde auf der Grundlage dieser Marktpreisentwicklung und der Einspeisetarifverordnung 2010 (13 Jahre, 9,7 ct/kWh) bereits im Jahr 2017 der „break-even-point“ erreicht sein und die Anlage keine Mehrkosten mehr verursachen. Hochgerechnet auf einen Durchschnitt von 20 Jahren ergeben sich somit durchschnittliche Mehrkosten von 1,5 ct/kWh und, basierend auf einem Reduktionsszenario von € 0,67/Tonne/MWh, Reduktionskosten von etwa 20 € je Tonne CO₂.

Technologiestrategische Ziele

- *Erhöhung des inländischen Wertschöpfungsanteils im Energiesystem*

Unter der Annahme, dass die im Rahmen des Projektes erarbeiteten Ergebnisse eine bessere Erschließung des österreichischen Windkraftpotentials ermöglichen und dass das im Ökostromgesetz 2012 vorgesehene Ziel zur Errichtung von zusätzlich 2000 MW Windkraft erreicht wird, kann im Jahr 2020 mit der Windstromerzeugung (Bestand und Neuerrichtung) der Import von 6,6 TWh Elektrizität ersetzt werden. Bei einem angenommenen Marktpreis von 70 €/MWh kann damit ein inländischer Wertschöpfungsanteil von jährlich 462 Mio. € geschaffen werden.

- *Stärkung der Technologiekompetenz österreichischer Unternehmungen*

Die gesamte Windbranche mit Zuliefer- und Dienstleistungsunternehmen bietet derzeit rund 3.300 Beschäftigten in Österreich einen Arbeitsplatz. Die heimischen Zulieferunternehmen zur Endfertigung von Windrädern sowie die Dienstleistungsunternehmen der Windbranche, wie z.B. Windtec in Klagenfurt (www.ams-windtec.com), Elin EBG Motoren GmbH in Weiz (www.elinebgmotoren.at), Bachmann Electronic GmbH (www.bachmann.info) und Hexel Composites in Oberösterreich (www.hexel.com), erwirtschafteten 2009 einen Umsatz von 470 Mio. Euro.

Die verstärkte Nutzung von Windkraft in Österreich bietet den in der Windkraftindustrie tätigen Unternehmen die Möglichkeit, ihre Technologiekompetenzen weiter auszubauen. Besonders im Planungsbereich sind die in Österreich gewonnenen Erfahrungen mit dem Betrieb von Windkraftanlagen an Standorten mit komplexen Geländestrukturen und unter extremen klimatischen Bedingungen international gefragt.

- *Generierung von Sekundärnutzen bzw. Spin Offs durch eine Technologie*

Die derzeit von regionalen Klimamodellen verwendeten Auflösungen in österreichischen Klimamodellierungsprojekten („Research for Climate Protection: Model Run Evaluation (reclip:more)“[5], sein Nachfolger „Research for Climate Protection: Century Climate Simulations (reclip:century)“[6], sowie „Next Generation Regional Climate Scenarios for the Greater Alpine Region (ReCliS:NG)“[7]) weisen eine Gitterweite von mindestens 10 km auf. Durch die Erstellung eines hoch aufgelösten Klimadatensatzes mittels dynamischer Modellierung (Gitterweite 2 km) für den Ostalpenraum im Zuge des gegenständlichen Projektes wird eine spezielle Form der dynamischen Modellierung („dynamic initialisation“ [8]) der nationalen und internationalen Klima- und Klimafolgenforschung zur Verfügung gestellt. Selbiges gilt auch für das geo-statistische Interpolationsverfahren, das speziell für den Ostalpenraum kalibriert wird, sowie dessen Ergebnisse.

1.4 Verwendete Methoden

Als Berechnungsansatz für das theoretische Potential (Winddargebot) wurde im gegenständlichen Projekt erstmals die Verschränkung einer dynamischen Modellierung mit einem geo-statistischen Interpolationsverfahren gewählt. Durch diese Kombination ergaben sich zahlreiche Verbesserungsmöglichkeiten bei der räumlichen Strukturierung des Modells, wodurch der Variabilität der österreichischen Geländestruktur und Windressourcen besser Rechnung getragen werden konnte. Die Qualität der Ergebnisse wurde durch die Einbindung einer sehr hohen Anzahl von realen Windmessdaten und Energieerträgen von bestehenden Windkraftanlagen verbessert.

Aufbauend auf den Ergebnissen der Windfeldmodellierung wurden Windkraftpotenzialmodellierungen für Österreich durchgeführt. Dafür wurden Geographische Informationssysteme (GIS) genutzt, wodurch verschiedenste Datensätze über deren Raumbezug verknüpft werden konnten. Im Projekt wurde ein räumliches Modell entwickelt, über das die Windkraftpotenziale in Österreich abgebildet werden können. Um möglichst breite Erfahrungen zu sammeln und um zu gewährleisten, dass die zugrunde gelegten Kriterien unparteiisch sind, wurden diese im Zuge von internationalen Expertenworkshops definiert. Im Anschluss wurden diese Kriterien in eine IT basierte WebGIS-Applikation ein gepflegt.

Um die Ergebnisse einer möglichst breiten Öffentlichkeit zugänglich zu machen, wurde vereinbart, die Windkarte sowie die WebGIS Applikation auf der Projekt Website, www.windatlas.at, zu veröffentlichen.

1.5 Aufbau der Arbeit

Entsprechend der inhaltlichen Zielsetzung wurde das Projekt in sechs Arbeitspakete gegliedert und entsprechend abgearbeitet.

AP1 – Projektmanagement: Ziel dieses Arbeitspaketes war die Schaffung und Aufrechterhaltung entsprechender Strukturen zur effizienten und zeitgerechten Erreichung der definierten Projektziele.

AP2 - Winddaten: Ziel dieses Arbeitspaketes war die Beschaffung und Aufbereitung von Windmessdaten und Realenergieerträgen bestehender Windkraftanlagen zur Verwendung als Eingangs- und Vergleichsdaten für die Windmodellierung in AP 3.

AP3 – Windmodellierung: Dieses AP hatte zum Ziel einen Windatlas (mittlere Jahreswindgeschwindigkeiten, Form- und Lageparameter der Weibull-Verteilung) mit einer horizontalen Auflösung von 100 m × 100 m und verschiedenen Höhenlevels zwischen 50 m – 130 m über Grund zu erstellen. Die Genauigkeit des Windatlas sollte über das gesamte Gebiet bekannt sein.

AP4 – Kriterien für die Berechnung des Windkraftpotentials: Ziel des AP4 war die Definition der technischen und wirtschaftlichen Kriterien für die Berechnung des Windkraftpotentials in Form eines Kriterienkataloges, der als direkter Input für die GIS-Modellierung (AP5) verwendet werden kann.

AP5 – Potentialmodellierung: Ziel dieses AP war die Entwicklung eines Modells zur Abschätzung des räumlich differenzierten Windkraftpotenzials unter Berücksichtigung geographischer, wirtschaftlicher, technischer und physikalischer Aspekte.

AP6 – Dissemination: Ziel dieses AP war es, die Ergebnisse sowohl einer möglichst breiten Öffentlichkeit aber auch einem interessierten Fachpublikum zu präsentieren und zugänglich zu machen.

2 Inhaltliche Darstellung

2.1 Aufbereitung der Winddaten (AP2)

Aufgrund der Verfügbarkeit von Antriebsdaten zur dynamischen Modellierung aus dem Projekt reclip:more umfasste die dynamische Modellierung die Zeiträume 1981 bis 1990, sowie das Jahr 1999 (siehe AP3). Dementsprechend mussten die Daten für diese beiden Zeiträume aufbereitet werden.

Modellierungsphase 1999:

Für die erste Phase der Modellierung, das Jahr 1999, wurden die Messdaten von den folgenden Quellen angefordert und aufbereitet: Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG), Messstellen der Landesregierungen, Messdaten aus geförderten Windmessprogrammen, privat finanzierte Windmessungen und Energieertragsdaten von bestehenden Windkraftanlagen. Zusätzlich wurden vom Deutschen Wetterdienst (DWD) Messdaten angekauft sowie vom Südtiroler Wetterdienst und von MeteoSwiss Daten zur Verfügung gestellt.

Aus dem dichten Stationsmessnetz der **ZAMG** wurden zunächst jene Stationen, die sich für die Arbeitsschritte zur Generierung und Validierung der Windmodellierung eignen (möglichst unbeeinflusste Anströmung), vorselektiert. Die Vorselektion wurde mittels hoch aufgelöstem (~100 m x ~100 m Gitterweite) digitalen Höhenmodell SRTM [9], CORINE Landcover, sowie Luftbildaufnahmen (in Einzelfällen) durchgeführt. Etwaige Inkonsistenzen in den Metadaten zur Georeferenzierung der Stationen wurden dabei korrigiert. Jene Stationen, bei denen in Umkreisen bis zu 500 m zu starke Variabilitäten in den Geländehöhen und/oder zu viele Änderungen der Landnutzungsklassen festgestellt wurden, wurden ausgeschieden. Durch den direkten Zugriff des Wegener Zentrums auf die Datenbank der ZAMG konnten durch das Wegener Zentrum weitere Stationen aufgrund einer Analyse der Messdaten (mittlere Windgeschwindigkeit, Anzahl valider Daten) ausselektiert werden. Eine verfeinerte Selektion der Stationen wurde je nach Anwendung in AP3 (dynamische Modellierung, geo-statistische Modellierung) im Anschluss durchgeführt. Zusätzlich wurden von 65 TAWES Stationen statistische Größen (Mittelwerte, Form- und Lageparameter der Weibullverteilung) für das Jahr 1999 und von 11 Klimastationen für die Periode 1981-1990 von der ZAMG käuflich erworben.

Da die **Winddaten der Landesregierungen** nicht zentral archiviert werden, wurde mit den zuständigen Stellen in den Ländern Kontakt aufgenommen um den Datenumfang, Verfügbarkeit und die Positionen der Messstellen in Erfahrung zu bringen. Nach Klärung der Details konnten von allen Ländern Windmessdaten in einer zur weiteren Verarbeitung geeigneten Form bereitgestellt werden.

Der Großteil der **privaten Windmessungen** war nicht für das Jahr 1999 vorhanden. Deshalb wurden verschiedene Methoden geprüft und Ansätze entwickelt, um diese von Messtechnik und Messhöhe sehr wertvollen Daten für den benötigten Zeitraum verwendbar zu machen. Auch weil sich die dafür nötigen Vergleichsdaten meist in mehr als 10km Entfernung befinden, wurde das beste Resultat mittels linearer Korrelation von Monatsmittelwerten erzielt. Des Weiteren wurden für die privaten Windmessungen, Windgeschwindigkeiten und Weibullverteilungen in 100 m Höhe hochgerechnet und für Vergleichszwecke mit den Modellergebnissen weitergegeben. Als Basis dieser Hochrechnungen wurden Ertragsdaten von bestehenden Windkraftanlagen mit größeren Nabenhöhen, Windprofilmessungen und Ergebnissen aus mikroskaligen Modellberechnungen herangezogen. Hierbei hat sich besonders die Berücksichtigung des k-Parameters als wesentlicher Einflussfaktor dargestellt, dem große Aufmerksamkeit in der Validierung zugesprochen werden musste. Gleichzeitig wurde festgestellt, dass auch im internationalen Kontext hinsichtlich der Veränderung des k-Parameters über die Höhe noch kaum Erfahrungen vorhanden sind.

Insgesamt wurden im Zuge der Bearbeitung des AP2 folgende Daten für das erste Modellierungsjahr (1999) zur Verfügung gestellt:

- | | |
|---------------------------|---------------|
| • Private Windmessung | 124 Stationen |
| • ZAMG | 65 Stationen |
| • Landesregierungen | 36 Stationen |
| • Deutscher Wetterdienst | 8 Stationen |
| • Südtiroler Wetterdienst | 6 Stationen |
| • Universität Innsbruck | 2 Stationen |
| • MeteoSchweiz | 13 Stationen |

Modellierungsphase 1981-90:

In den achtziger Jahren war das Stationsmessnetz der ZAMG noch nicht in dem Umfang ausgebaut, wie das heute der Fall ist: Erst Mitte der Neunziger Jahre wurden teilautomatische Stationen (TAWES) eingeführt. Um die Simulationsergebnisse bezüglich der Achtziger Jahre trotzdem validieren zu können, wurden Zeitreihen der ausgewählten (siehe oben) TAWES Stationen mit Hilfe eines statistischen Verfahrens namens „quantile mapping“ [10] für den Zeitraum der Achtziger Jahre rekonstruiert. Das statistische Verfahren wurde mit den TAWES und Klimastationsdaten aus überlappenden Zeitperioden (1995 bis 2007) trainiert. Eine Evaluation dieses Rekonstruktionsverfahrens hat ergeben, dass die Beträge der Abweichungen zwischen beobachtetem und rekonstruiertem Jahresmittelwert der Windgeschwindigkeit kleiner 5% (entspricht etwa 0,15 m/s) liegen [11].

2.2 Windmodellierung (AP3)

Mit einem neuen Ansatz, einer Kopplung des dynamischen Modells MM5 [2] und einer geo-statistischen Modellierung, wurde das Windfeld in verschiedenen Höhen auf eine Auflösung von 100 m hinunter skaliert. Die Modellunsicherheit wurde mittels eines Kreuzvalidierungsverfahrens bestimmt.

MM5 Modell setup: Mit dem dynamischen Modell MM5 werden die atmosphärischen Prozesse mit einer horizontalen Auflösung von $2\text{ km} \times 2\text{ km}$ simuliert, wobei die Simulation mit dem Reanalyse Datensatz ERA40 [12] angetrieben wird. Zur Durchführung der dynamischen Modellierung wird auf ein bestehendes Simulationsergebnis, das im Rahmen des Projektes reclip:more angefertigt wurde, zurückgegriffen. Dieser reclip:more Datensatz umfasst den gesamten Alpenraum in einer Horizontalaufklärung von $10\text{ km} \times 10\text{ km}$ und bezieht sich auf die Zeiträume 1981 bis 1990 sowie das Jahr 1999. Durch weitere Anwendung von MM5 wird die angestrebte Auflösung von $2\text{ km} \times 2\text{ km}$ erreicht. Am Ende der Simulation liegen für jeden Punkt im 3-dimensionalen Gitter, die dynamisch modellierten Zeitreihen von allen meteorologischen Parametern vor.

Geostatistisches Modell: Abbildung 1 zeigt schematisch den Ablauf des geo-statistischen Modells für die mittlere Windgeschwindigkeit. Das 3D Windfeld von MM5 wird auf vorgegebene Höhenschichten in vertikaler und auf ein $100\text{ m} \times 100\text{ m}$ Gitter in horizontaler Richtung interpoliert. Mit Hilfe eines digitalen Geländemodells wird der komplexen Topographie in höherer Auflösung Rechnung getragen. Mit Hilfe von Messdaten wird der Bias der dynamischen Modellierung bestimmt welcher regional gemittelt korrigiert wird. Mit Hilfe des digitalen Geländemodells werden Geländeformen bestimmt und mit Korrekturtermen versehen. Am Schluss wird die Windkarte noch lokal an die Messwerte hingezogen.

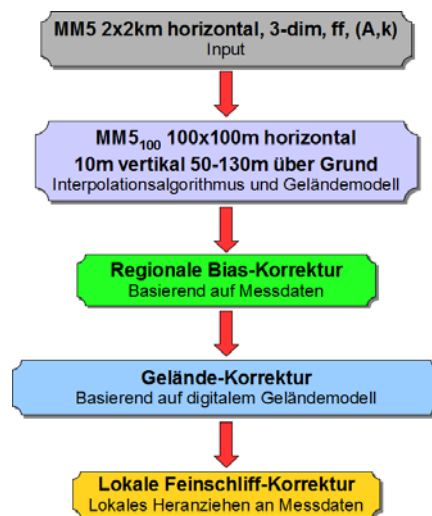


Abbildung 1: Ablaufschema der geo-statistischen Modellierung für die mittlere Windgeschwindigkeit. Das 2x2 km Gitter vom MM5 wird auf ein 100 m × 100 m Gitter interpoliert. Anschliessend werden einzelne Korrekturen angewendet.

Inputgrößen für das geo-statistische Interpolationsverfahren: Als Ausgangslage dienten die Modellergebnisse der dynamischen Simulation mit dem numerischen Wettermodell MM5, Messdaten von offiziellen Wetterstationen sowie von privaten Windmessungen aus Windenergieprojekten und mit dem SRTM ein digitales Höhenmodell [9], um die Topographie in der gewünschten horizontalen 100 m × 100 m Auflösung abbilden zu können. Die Eingangsgrößen sind in Tabelle 1 tabellarisch zusammengefasst und werden in diesem Kapitel noch detaillierter diskutiert.

Tabelle 1: Inputdaten für das geo-statistische Modell.

Inputgrösse	Beschreibung
MM5	Daten (Windgeschwindigkeit) des numerischen Wettermodells MM5 2 km × 2 km horizontal und ca. 30 – 60 m vertikal.
Messdaten	Messungen (mittlere Windgeschwindigkeit, A und k Parameter) homogenisiert auf 100 m über Grund.
SRTM	digitales Geländemodell

Teilweise war es schwierig die Windgeschwindigkeit in 100 m über Grund abzuschätzen, z.B. bei Messungen auf 10 m Höhe in der Nähe von Häusern oder Bäumen. Deshalb wurden solche Messungen aussortiert. Abbildung 2 zeigt die Verteilung der ins geo-statistische Modell eingeflossenen Messstationen über das österreichische Staatsgebiet als Grafik der Stationsdichte. Je dunkler die Region, umso mehr Messdaten sind dort eingeflossen. Eine gute Dichte an Messpunkten zeigt sich in den Bundesländern Burgenland, Niederösterreich, und Oberösterreich, sowie in der Brennerregion. Schlussendlich sind nach der Aussortierung in Summe ungefähr 200 Messdaten eingeflossen.

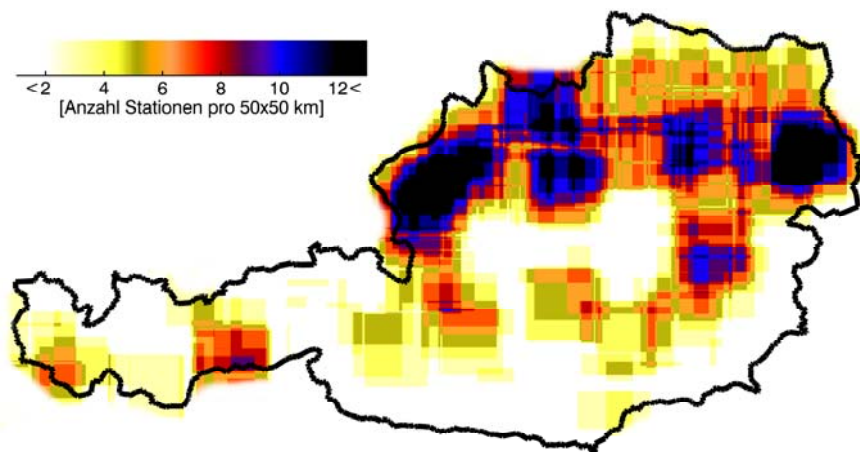


Abbildung 2: Dichte der ins Modell eingeflossenen Stationen. Die Farbkodierung zeigt an, wie viele Stationen in einem Quadrat von 50 x 50 km Grösse verwendet wurden.

Die Topographie im MM5 und im SRTM ist gerade im komplexen Gelände der Alpen recht unterschiedlich. Die Differenzen in den Seehöhen an einzelnen Punkten belaufen sich bis zu 500 m. Der Detailgrad von Tälern und Bergspitzen kommt im SRTM viel detaillierter zum Vorschein (vergleiche Abbildung 3). Diese Vereinfachung der Topographie im MM5 Modell hat zur Folge, dass in der geo-statistischen Interpolation einige Korrekturterme eingeführt werden müssen. Die Annahme, dass bei sich ähnlichen Geländestrukturen, die Topographie im MM5 ähnlich vereinfacht ist und somit ähnliche Unsicherheiten numerisch modelliert werden, führt uns zu den Korrekturtermen bezüglich der Geländeform.

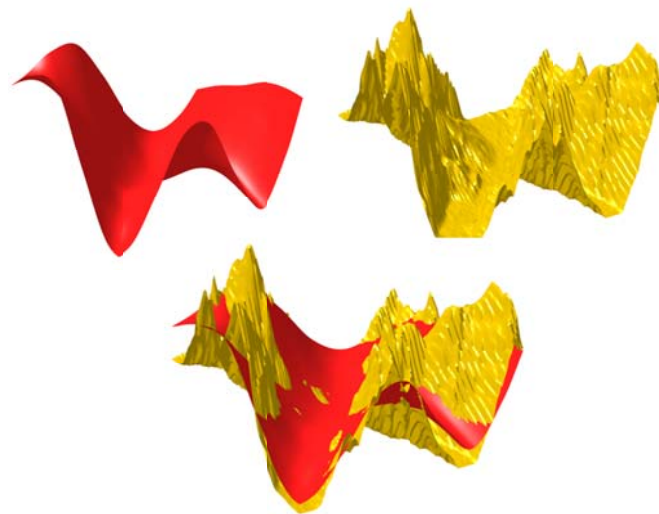


Abbildung 3: Die Topographie, wie sie im MM5 repräsentiert ist (oben links) und die Topographie wie sie im SRTM vorhanden ist (oben rechts). Die Darstellung unten zeigt die beiden Höhenmodelle übereinander gelegt. Täler sind im SRTM in der Regel tiefer und Bergspitzen höher als im MM5. Zusätzliche kleinräumige Erhebungen und Senken kommen im SRTM nun auch zum Vorschein.

Geostatistisches Modell: Im geo-statischen Modell wird über verschiedene Korrekturschritte die finale Windkarte erreicht. Folgende Formel beinhaltet alle Teilkorrekturen, wie im Modellablaufschemata (Abbildung 1) beschrieben.

$$v = \underbrace{v(MM5)}_{\text{Interpolation auf } 100 \times 100 \text{ m}} + \Delta z \cdot \frac{dv}{dz} + \underbrace{\varepsilon_{bias}}_{\substack{\text{regionale} \\ \text{Biaskorrektur}}} + \underbrace{\varepsilon_{hang}}_{\substack{\text{Hangneigungs-} \\ \text{korrektur}}} + \underbrace{\varepsilon_{kamm}}_{\substack{\text{Korrektur} \\ \text{Kämme}}} + \underbrace{\varepsilon_{graben}}_{\substack{\text{Korrektur} \\ \text{Graben}}} + \underbrace{\varepsilon_{lokal}}_{\substack{\text{Lokale} \\ \text{Korrektur}}}$$

Die horizontal $2 \text{ km} \times 2 \text{ km}$ aufgelösten MM5 Daten wurden auf ihren entsprechenden Modelllevels mittels einer cubic convolution Interpolation auf ein $100 \text{ m} \times 100 \text{ m}$ Gitter herunter gerechnet. Anhand der MM5 Daten wurde ein Höhengradient dv/dz (Abbildung 4) bestimmt, der an jedem Punkt mit der Differenz Δz in den beiden Topographiemodellen SRTM [9] und des MM5 multipliziert wird. Dies ergibt eine einfache Korrektur bezüglich des realen Geländes. Die Windkarte, die wir so erhalten benennen wir mit $MM5_{100}$.

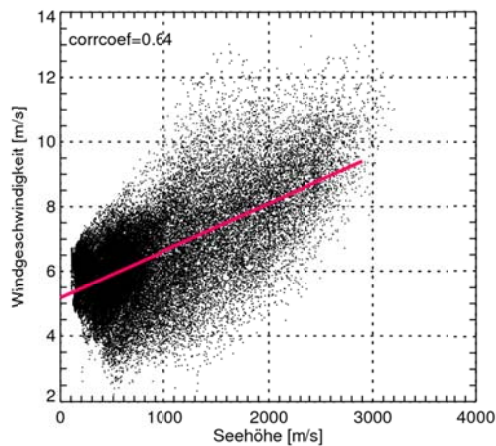


Abbildung 4: Der Höhengradient dv/dz wurde bestimmt aus den MM5 Daten.

Verglichen mit Messdaten zeigt das MM5₁₀₀ generell eine deutliche Überschätzung der mittleren Windgeschwindigkeit (Abbildung 5). Die Überschätzung kommt vom MM5 her.

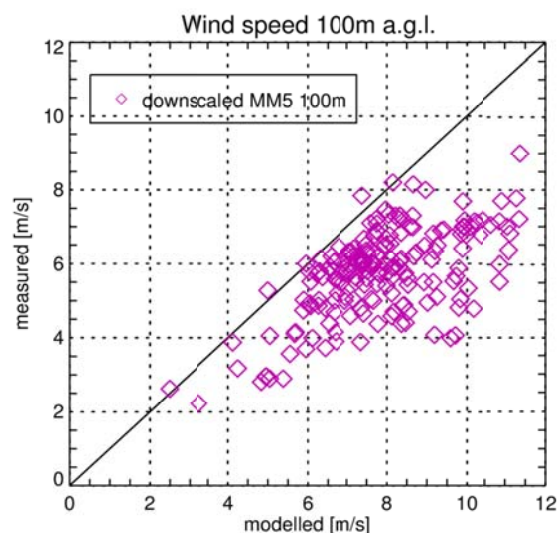


Abbildung 5: Abweichungen des MM5₁₀₀ zu Messdaten auf 100 m über Grund. Es zeigt sich eine Überschätzung des Modells.

Um der Überschätzung entgegenzuwirken wird ein regional gemittelter relativer Bias subtrahiert. Dazu wurde an den Messpunkten die relative Abweichung mit

$$\varepsilon_{bias} = \frac{v_{Modell} - v_{Messung}}{v_{Messung}}$$

bestimmt. Anschließend wurden sie mittels Kriging Interpolation auf das 100 m × 100 m Gitter interpoliert und über eine Distanz von 25 km geglättet, um einer stark exponierten

Messung nicht zu starkes regionales Gewicht zu geben. Es hat sich gezeigt (Abbildung 6), dass in den flacheren, oder leicht hügeligen Gebieten nördlich der Alpen das MM5 Modell auf 100 m über Grund mit Abweichungen von 0% - 20% eine recht gute Vorarbeit geleistet hat, während im komplexen Gelände Abweichungen von 50% bis über 100% durchaus normal waren. Eine Ausnahme hier bildet der Brennerpass.

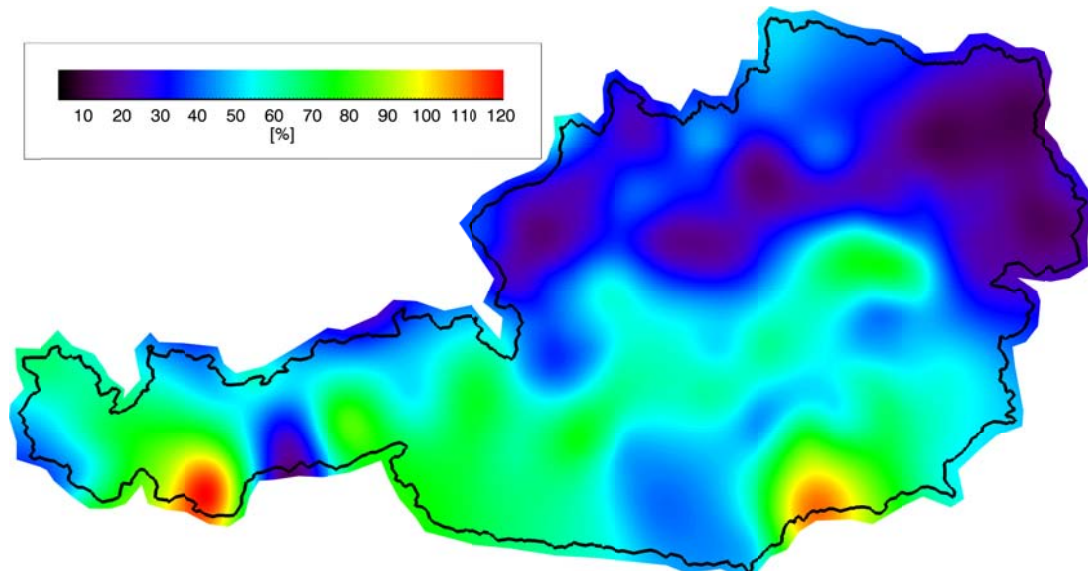


Abbildung 6: Regionale relative Abweichung in 100 m über Grund welche zur Bias-Korrektur dient. 0% bedeutet keine Abweichung, +100% bedeutet doppelte Windgeschwindigkeit modelliert als gemessen. Deutlich grössere Abweichungen zeigen sich im komplexen Gelände der Alpen.

Geländeformen lassen sich mit einem digitalen Geländemodell durch Differenzbildung zwischen Glättungen des Geländes mit unterschiedlichen Glättungslängen bestimmen (siehe Abbildung 7).. So kann unter anderem die Erkennung von Kämmen und tiefe Tälern (Gräben) automatisiert werden. Die Korrekturfaktoren werden schliesslich mittels linearer Regression zwischen den punktuellen Abweichungen und den Differenzen der geglätteten Topographie bestimmt. Eine weitere Eigenschaft im Gelände ist die Hangneigung, welche auch für eine der Korrekturen verwendet wurde.

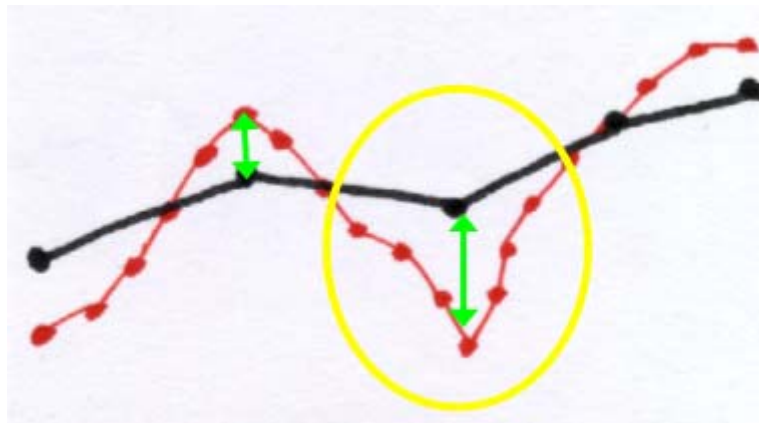


Abbildung 7: Die Bestimmung der Geländeform, wird mittels Differenzen von verschiedenen Glättungen des Geländes realisiert. Im Beispiel hier rot minus schwarz. Bei einer positiven Differenz ist es ein Berg, bei negativer Differenz ist es ein Tal.

Total wurden 3 Korrekturen eingeführt.

1. Hangneigungskorrektur:

- $\varepsilon_{hang} = -0.037 \cdot \varphi$, (φ : Hangneigung [°]; $\varphi > 0$)
- $0 > \varepsilon_{hang} > -1.7$

2. Korrektur für Gebirgs – Kämme

- dz_{01} : Differenz zwischen original SRTM und über 1 km geglättetem SRTM.
- $\varepsilon_{kamm} = 0.0055 \cdot (dz_{01} - 30)$, ($dz_{01} > +30$)
- $0 < \varepsilon_{kamm} < 1.5$

3. Korrektur für Gräben

- $\varepsilon_{graben} = 0.022 \cdot (dz_{01} + 10)$, ($dz_{01} < -10$)
- $-1.5 < \varepsilon_{graben} < 0$

Als Beispiel wurde für ein Gebiet in den Alpen die aufsummierten Geländekorrekturen dargestellt (Abbildung 8).

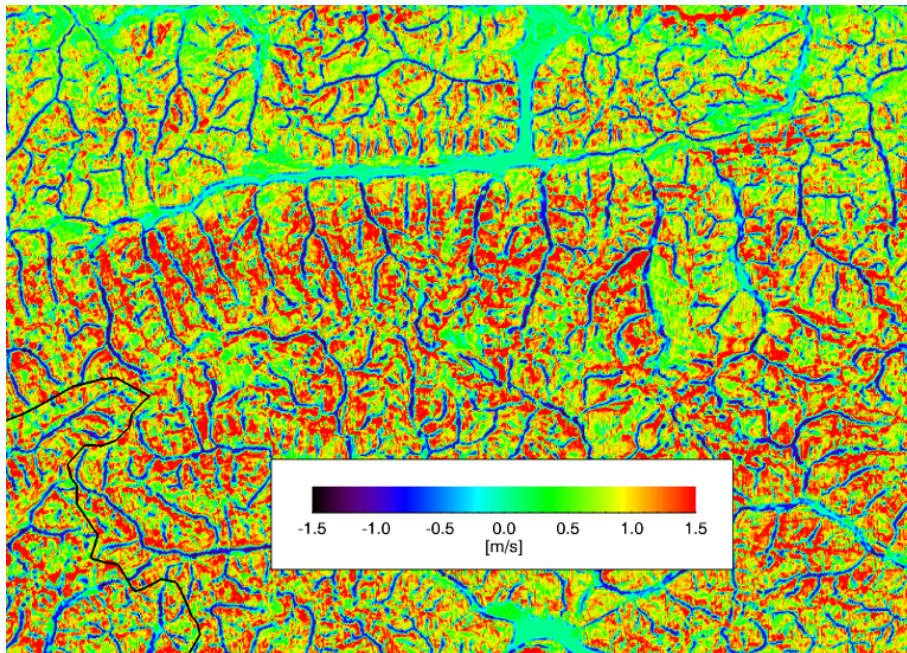


Abbildung 8: Beispiel der aufsummierten Geländekorrekturen im Alpenraum. In den tief eingeschnittenen Tälern wird die Windgeschwindigkeit reduziert auf den Gipfeln durch den Speed-up Effekt erhöht.

Als letzte Modifikation an der Windkarte wurden lokal die Werte an die Messungen herangezogen. Dies, da stark lokale Phänomene weder dynamisch noch geostatistisch erfasst werden können. Dies ergibt uns noch den Fehlerterm $\varepsilon_{\text{lokal}}$.

Um extremen geostatistisch bedingten Ausreißern entgegenzuwirken wurde die Menge der möglichen Windgeschwindigkeiten eingeschränkt.

- $1.5 \text{ m/s} < v < 11 \text{ m/s}$, für Höhenlevels 50 bis 70 m über Grund
- $2.2 \text{ m/s} < v < 12 \text{ m/s}$, für Höhenlevels über 70 m über Grund

Unsicherheitsanalyse: Durch das lokale Heranziehen des Modells an die Messdaten resultieren lokal sehr genaue Windgeschwindigkeiten. Von Interesse ist aber wie genau ist das Modell an Punkten, wo keine Messungen vorhanden sind. Dazu wurde ein Kreuzvalidierungs-Verfahren angewendet, um die Unsicherheit des Modells zu bestimmen. Wie in Abbildung 9 schematisch dargestellt, wurde iterativ immer eine Station aus der Stationsliste herausgestrichen, die Windgeschwindigkeit modelliert und mit dem Originalwert verglichen. Aus all diesen Differenzen lässt sich statistisch die Unsicherheit bestimmen. Die Standardabweichung gibt ein Maß für die Variabilität der Differenzwerte. Sie liegt bei 0.8 m/s, welche wir als Unsicherheit der Karte angeben.

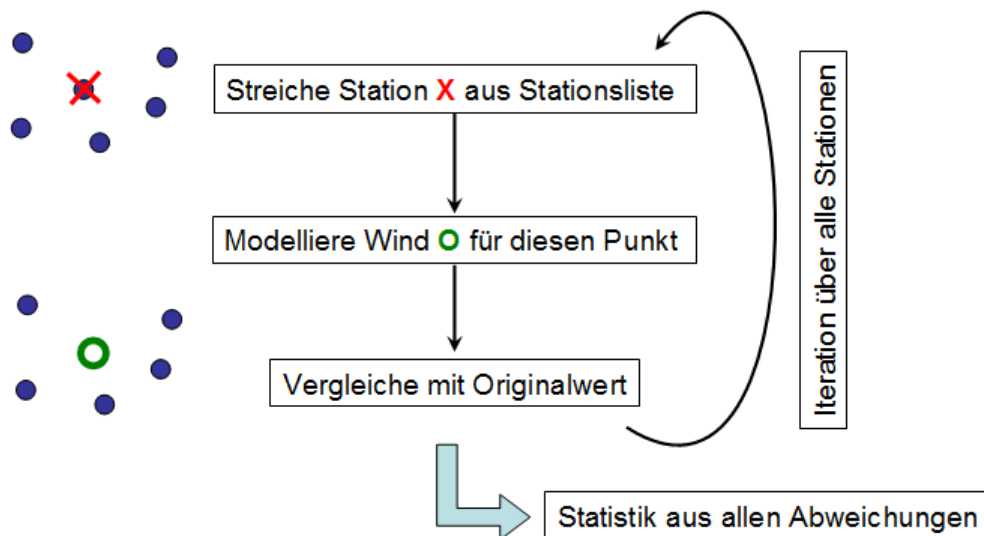


Abbildung 9: Schematischer Ablauf der Unsicherheitsanalyse. Nacheinander werden Messdaten weggelassen (rotes Kreuz) und die Windgeschwindigkeit für diesen Punkt (grüner Kreis) modelliert und mit dem Wert der Originalkarte verglichen.

Analog dazu wurden auch die Simulationsergebnisse des dynamischen Modells MM5 mit (rekonstruierten) Messdaten (65 TAWES-Stationen aus der Periode 1981–1990, siehe AP2) verglichen. Dabei konnte eine deutliche Verbesserung durch Anwendung der dynamischen Modellierung festgestellt werden: Der stationsgemittelte absolute Fehler der Antriebsdaten (ERA-40) wurde sukzessive von 2,6 m/s auf 2,2 m/s (MM5 bei 10 km Auflösung aus reclip:more) und 1,7 m/s (MM5 bei 2 km Auflösung) gesenkt [11]. Durch den Vergleich mit der Restunsicherheit der finalen Windkarte von 0,8 m/s (siehe oben) kann von einer massiven Verringerung der Unsicherheiten entlang der Modellierungskette durch den kombinierten dynamischen/geo-statistischen Modellierungsansatz gesprochen werden. Bilden wir die Unsicherheiten der Windkarte in einem Konturplot ab, können wir eine regionale Aussage über die Unsicherheit machen (Abbildung 10). Wie zu erwarten war, ist die Unsicherheit dort klein, wo die Stationsdichte groß ist und das Gelände nicht so komplex ist und umgekehrt. Im komplexen Gelände kann es vorkommen, dass bei zwei benachbarten Standorten mit stark differierender Windstärke, bei diesem Verfahren große Unsicherheiten resultieren, da der Einfluss der Nachbarstation in ε_{bias} groß wird an der herausgestrichenen Stelle. Ebenso treten bei stark lokalen Phänomenen solche größeren Unsicherheiten auf.

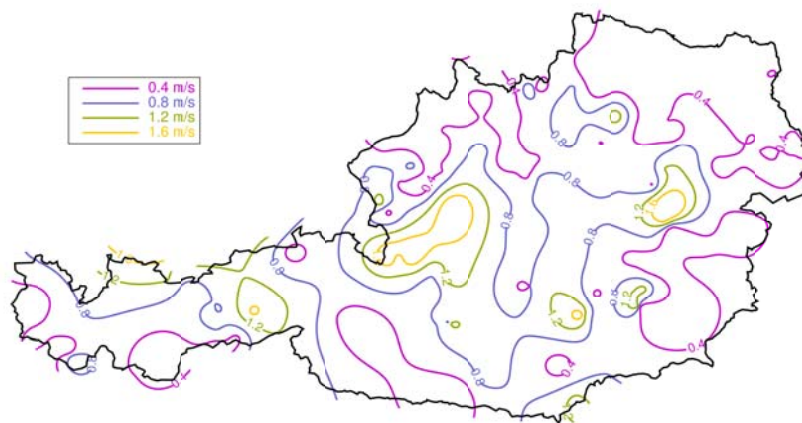


Abbildung 10: Konturlinien der Unsicherheit der mittleren Windgeschwindigkeit auf 100 m über Grund.

Modellierung der Parameter A und k der Weibull-Verteilung: Der Parameter A verhält sich stark linear mit der mittleren Windgeschwindigkeit (resultierender Korrelationskoeffizient von über 0.99). Somit lässt sich der A-Parameter direkt aus der mittleren Windgeschwindigkeit ableiten.

Beim k Parameter ist die Modellierung schwieriger. Ein direktes Ableiten von der mittleren Windgeschwindigkeit ist nicht möglich. Auch ist das Wissen, wie sich dieser mit der Höhe verhält sehr beschränkt. Einige Studien befassten sich mit diesem Problem und es scheint, dass der k Parameter bis auf eine Höhe zwischen 40 und 80 m über Grund zunimmt und danach wieder abnimmt [13]; [14]. Deshalb ließ sich der k Parameter nicht auf einer bestimmten Höhe homogenisieren und es blieben nur noch etwas weniger als 50 Messungen auf der Modellentwicklungshöhe von 100 m über Grund übrig. Trotzdem ließen sich gewisse Anpassungen bezüglich des Geländes durchführen.

Aus den Parametern A und k, sowie der Luftdichte lässt sich die Leistungsdichte P mit

$$P = 0.5 \cdot \rho \cdot A^3 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)$$

berechnen, wobei Γ die Gammafunktion und ρ die Luftdichte ist, welche mittels

$\rho = a \cdot e^{-b \cdot h}$, ($a = 1.247015$, $b = 0.000104$, h : Seehöhe) angenähert wurde.

Das folgende Beispiel (Tabelle 2) zeigt wie sich der Energieertrag unterscheidet mit unterschiedlichen Weibullverteilungen, die den gleichen Mittelwert haben. Die Berechnungen wurden mit der Leistungskurve einer Enercon E-48 durchgeführt. Dazu wurde das Online-Tool <http://www.wind-data.ch/tools/powercalc.php> verwendet. Wenn wir nur mit der mittleren Windgeschwindigkeit rechnen, entspricht der Ertrag einer Weibullverteilung mit $A = 5.98$ und $k = 2$. Unterschiedliche Verteilungen können den Ertrag um über 15% variieren lassen.

Tabelle 2: Energieertragsberechnungen mit unterschiedlicher Weibullverteilung bei gleich bleibendem Mittelwert der Windgeschwindigkeit.

Mittelwert [m/s]	A	K	Energieertrag [kWh/Jahr]	Unterschied zu Referenz
5.3	A und k nicht vorhanden		1 262 561	Referenz
5.3	5.98	2.0	1 262 459	0%
5.3	6.0	2.2	1 206 114	5%
5.3	6.0	2.4	1 150 869	9%
5.3	5.8	1.4	1 456 107	15%
5.3	5.3	1.0	1 475 053	17%

Klimatologische Repräsentativität der Simulationsperiode: Da die Simulationsperiode zur Erstellung des Windatlas aus dem reclip:more Projekt vorgegeben war (Periode 1981 bis 1990) stellt sich die Frage, inwiefern diese Periode klimatologisch repräsentativ ist. Um dieser Frage nachzugehen, wurden Beobachtungsdaten und Simulationsergebnisse von anderen Regionalen Klimamodellen analysiert.

Die Interpretation von Langzeitmessungen (über mehrere Dekaden) ist jedoch nur bedingt möglich. Standortwechsel der Messstationen, Änderungen der Stationsumgebungen sind dabei zu beachten. Abbildung 11 zeigt Jahresgeschwindigkeiten von ausgewählten Stationen der ZAMG. Dabei fallen nur wenige sprunghafte Änderungen, die auf eine Stationsverlegung hindeuten würden, auf. Auch eindeutige Trends sind nur an wenigen einzelnen Stationen zu erkennen.

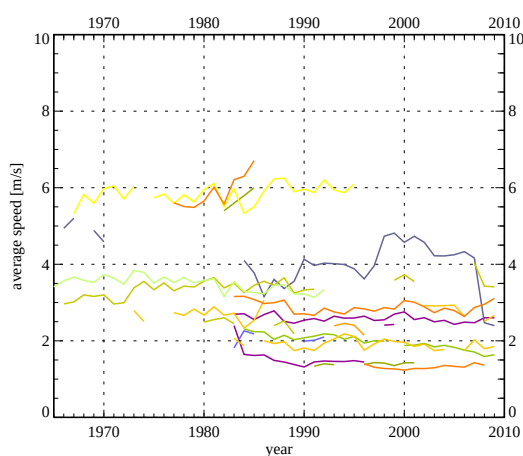
Auch eine Analyse von 14 Regionalen Klimamodellen (angetrieben mit ERA-40) aus dem EU-FP6 Projekt ENSEMBLES (<http://www.ensembles-eu.org>) mit einer horizontalen Auflösung von ~25 km x ~25 km zeigt keine eindeutigen Abweichungen der Perioden 1971-1980, 1981-1990 und 1991-2000 zu einander (siehe Abbildung 12).

Werden Klimaänderungssignale der mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten in Betracht gezogen, so weist der letzte Sachstandbericht des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) [15] kaum signifikante Änderungen bis 2100 aus (siehe Abbildung 13). Allerdings wurden diese Simulationen mit groben Auflösungen (~0,44° x ~0,44°) durchgeführt und es ist zu erwarten, dass der Einfluss der Modellauflösung auf das Klimaänderungssignal des bodennahen Windes signifikant ist: durch eine höhere Auflösung werden lokale Effekte der Schneebedeckung besser erfasst [16]. Durch den generellen Anstieg der Temperaturen sind Rückgänge der Schneebedeckung (Schneedeckendauer) gerade im Frühjahr in alpinen Regionen zu erwarten. Durch das vorzeitige Abschmelzen des Schnees kann wesentlich mehr Sonnenenergie vom Erdboden aufgenommen werden und es erhöht sich der sensible Wärmefluss an der Grenzschicht zwischen Erdoberfläche und Atmosphäre, was zu lokalen Destabilisierungen der planetaren Grenzschicht und damit zu geringeren Windgeschwindigkeiten führt. Dieser Prozess konnte anhand der reclip:more Simulation bereits demonstriert werden [16] (siehe Abbildung 14). Da dieser Prozess sich allein mit steigenden Temperaturen im Alpenraum begründen lässt, besteht Grund zur

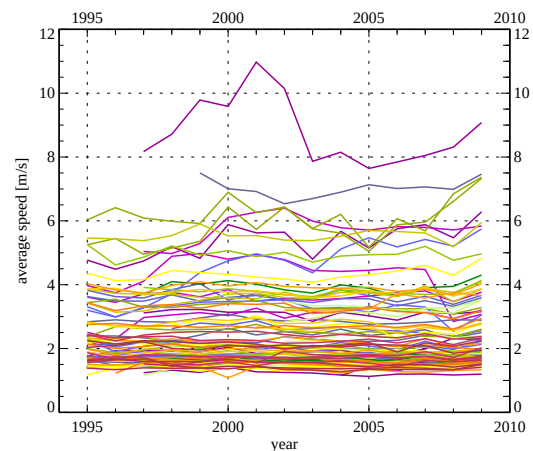
Annahme, dass es unabhängig von weiteren Klimasimulationen zu rückläufigen Windgeschwindigkeiten in diesen Gebieten kommen wird.

Aus diesen Analysen (Beobachtungsdaten und Modelldaten) sind keine Hinweise auf eine klimatologisch herausragende Stellung der Achtziger Jahre in der näheren Vergangenheit bezüglich bodennaher Windgeschwindigkeiten zu finden. Daher werden Unsicherheiten durch die Einschränkung der Simulationsperiode auf die gewählte Periode 1981-1990 im Vergleich zu Unsicherheiten aufgrund anderer Ursachen (Fehler der dynamischen Modellierung, Fehler der geo-statistischen Interpolation, geringe Stationsdichte im alpinen Raum) als vernachlässigbar gering eingestuft.

Analysen von Klimasimulationen deuten allerdings auf rückläufige Windgeschwindigkeiten im Frühjahr in alpinen Regionen aufgrund des klimawandelbedingten Rückganges der Schneebedeckung hin. Um genaue Aussagen über die Quantität dieses Rückganges treffen zu können sind aufgrund der Abhängigkeit dieses Effektes von der Schneebedeckung und damit von der Auflösung der Klimamodelle allerdings ensemble-basierte konvektions-auflösende (<3 km Gitterweite) Klimasimulationen nötig, wie sie erst in mehreren Jahren verfügbar sein werden.



65 ZAMG TAWES



ZAMG Klima

Abbildung 11: Jahreswindgeschwindigkeiten von ausgewählten 65 TAWES Stationen (linkes Bild) und einigen Klimastationen (rechtes Bild) der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG).

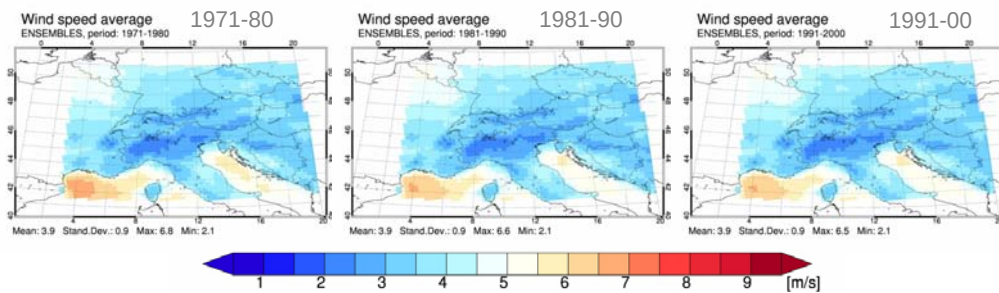


Abbildung 12: Median von mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten (10 m über Grund) von 14 durch ERA-40 angetriebenen Regionalen Klimamodellen im Alpenraum (Auflösung 25 km x 25 km) der Perioden 1971-1980 (links), 1981-1990 (mitte) und 1991-2000 (rechts).

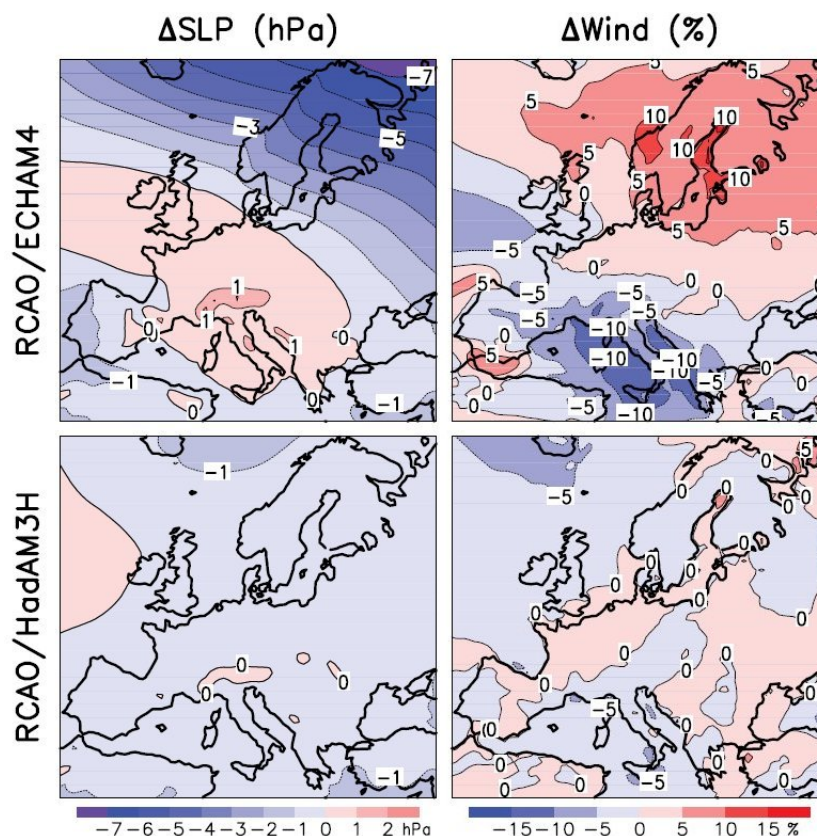


Abbildung 13: Simulierte Auswirkungen des Klimawandels auf den Druck auf Meeresniveau (links) und der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit (rechts), errechnet aus den Perioden 1961-1990 und 2071-2100. Die Resultate beziehen sich auf das Emissionsszenario A2 und wurden mit dem Rossby Centre regional Atmospheric-Ocean Model (RCAO) angetrieben von zwei globalen Klimamodellen, dem Modell ECHAM4/OPYC3 (oben) und HadAM3H (unten) durchgeführt. Von Rummukainen et al. [2004], modifiziert von Christensen [15].

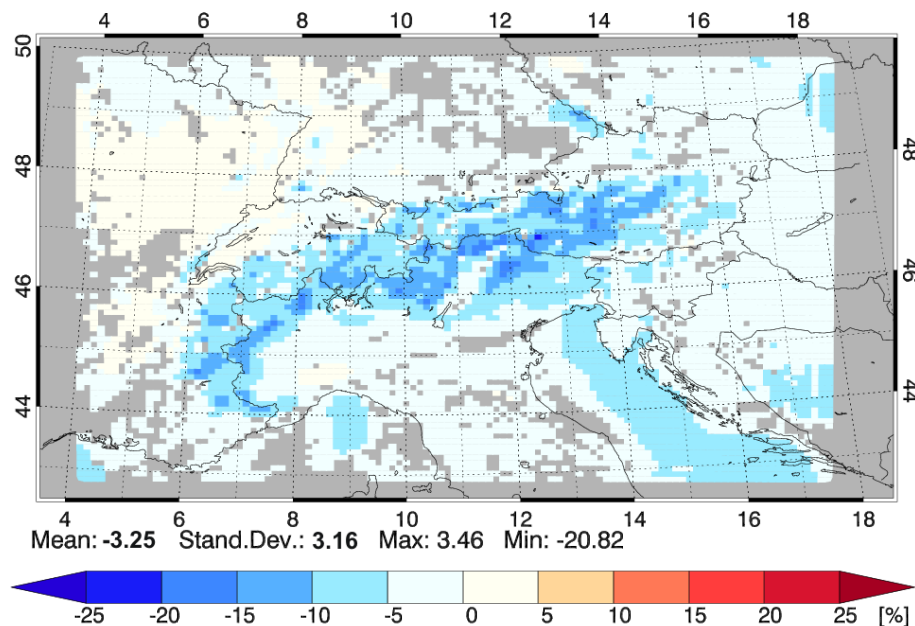


Abbildung 14: Relative Änderung der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit (Periode 2041-2050 in Bezug auf Periode 1981-1990, Emissionsszenario A1B) aus dem reclip:more Datensatz. Das Modell MM5 wurde mit dem globalen Klimamodell ECHAM5 angetrieben. Nicht signifikante Änderungen sind grau maskiert [16]

2.3 Kriterien für die Berechnung des Windkraftpotentials (AP4)

- *Know-how Transfer aus anderen Potentialstudien:*

Bereits im Vorfeld des gegenständlichen Projektes, aber auch parallel dazu, waren und werden Windenergiepotentialerhebungen von unterschiedlichsten Institutionen, Interessensverbindungen und Firmen durchgeführt. Aus diesem Grund war es für das Projektteam wesentlich, für einen bestmöglichen Wissensübergang aus diesen Studien in das gegenständliche Projekt zu sorgen. Daher wurden in einem ersten Schritt zunächst sämtliche verfügbaren Studien einer genauen Betrachtung unterzogen, sowie die gewählten Ansätze und publizierten Ergebnisse hinsichtlich ihrer Eignung beurteilt.

- *Definition der entscheidenden Parameter:*

Aufbauend auf diesen Recherchen und den GIS Basisdatensätzen, die für das gegenständliche Projekt vorliegen, wurden im Projektteam jene Parameter festgelegt, die für eine Ermittlung des theoretisch maximal mobilisierbaren Windenergiepotentials in Österreich essentiell sind.

- *Klären der Umsetzbarkeit und gemeinsame Szenarienfestlegung:*

Im Zuge dieses Prozesses wurden die mathematischen Zusammenhänge der einzelnen Parameter diskutiert und jene Algorithmen festgelegt, über welche die Parameter miteinander verknüpft sind.

- *Recherche zu allgemein akzeptierten Größen für die Parameter:*

Aufbauend auf die vorangegangene Bearbeitung wurden Informationen zur möglichen Bandbreite der gewählten Parameter gesammelt. Dieser Schritt diente in erster Linie der Vorbereitung auf die im Anschluss stattfindenden Expertenworkshops. Dabei wurden zur Analyse der technischen Möglichkeiten Expertenbefragungen und Literaturrecherchen betrieben. Zur Sondierung der realistischen Bandbreite bei den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen wurden nationale und internationale Studien (vornehmlich der Evaluierungsbericht der Deutsche Windguard GmbH zum EEG Gesetz) durchleuchtet und die darin verwendeten Parameter und Werte ausgewertet.

- *Expertenworkshop ‚Raum & Technik‘:*

Am 12. November 2009 fand in St. Pölten der Workshop ‚Raum und Technik‘ statt. Neben den Teilnehmern aus dem Projektteam waren drei Vertreter der Interessensgemeinschaft Wind, ein Experte aus Deutschland vom Bundesverband Windenergie, sowie der Naturschutz- und Raumordnungssachverständige der Bundesländer Oberösterreich, Niederösterreich, Burgenland und der Steiermark anwesend.

- *Expertenworkshop ‚Wirtschaftlichkeit‘:*

Am 22. Jänner 2010 fand der zweite Expertenworkshop zum Thema ‚Wirtschaftlichkeit von Windenergie‘ statt. Teilnehmer waren neben den Vertretern des Projektteams vier Mitarbeiter der IGW, sowie drei Windkraftanlagenbetreiber und ein Experte aus Deutschland.

- *Kriterien- bzw. Szenarienkatalog als Input für AP5*

Im letzten Prozessschritt wurden sämtliche Ergebnisse zu den technischen und wirtschaftlichen Parametern in Form eines Kriterienkataloges zusammengestellt und an iSPACE für die weitere Bearbeitung im AP5 übergeben.

Die Festlegung der technischen Kriterien erfolgte nach Rücksprache mit den Experten wie folgt:

- Leistungsklasse der WKA wählbar zwischen 500 kW und 10 MW
- Definition von drei Flächenklassen zur Berücksichtigung unterschiedlicher Anlagenanforderung und Wirtschaftlichkeit (Berechnung im Hintergrund):
 - Wiese $\rightarrow 500 \text{ kW} < P < 10 \text{ MW} \rightarrow \text{Nabenhöhe} = D(\text{Rotor}) \cdot 1,2$
 - Wald $\rightarrow 2 \text{ MW} < P < 10 \text{ MW} \rightarrow \text{Nabenhöhe} = D_R \cdot 1,4$
 - Berg $\rightarrow 1,5 \text{ MW} < P < 2,5 \text{ MW} \rightarrow \text{NH} = D_R \cdot 1,0$ (als Berg gilt alles höher 1.700m)
- Wählbarkeit von drei unterschiedlichen spezifischen Leistungskurven
 - 400 W/m^2 oder 450 W/m^2 oder 500 W/m^2
- Berücksichtigung technischer Verluste (im Hintergrund):
 - Parkwirkungsgrad (Interner Anlagenabstand: $5 \times D_R$)
 - Technische Verfügbarkeit, Vereisung, elektrische Verluste (in Abhängigkeit von ‚Wiese‘, ‚Wald‘, ‚Berg‘)

Die Festlegung der Raum-bezogenen Kriterien erfolgte folgendermaßen:

- Topographie
 - Wählbar: Hangneigung, Seehöhe

- Teilweise wählbar: Flächennutzung (Wald, Acker, Grünland, Siedlungsgebiete, etc.)
- Bauabstände
 - Zu Siedlungen: Frei wählbar (Standardwert: $12 \times D_R$)
 - Zum Straßen- und Schienennetz: Je nach Kategorie wählbar
 - Zum WKA-Bestand: $5 \times D_R$
- 4 Schutzgebietskategorien (Landschaftsschutzgebiete, Natura 2000 Flächen, Naturparks, Nationalparks)
 - Teilweise wählbar aus Schutzgebietsliste
- WKA Bestand
 - Szenario ‚Ausschließung‘ vs. Szenario ‚Repowering‘

Die Festlegung der wirtschaftlichen Kriterien erfolgte folgendermaßen:

EINNAHMEN:

- Stromtarif [€ ct/kWh]: Vom Benutzer in Form von drei unterschiedlichen Szenarien wählbar
 - Ist-Szenario mit 9,7 €ct/kWh Einspeisetarif
 - Szenario 2020 mit 11 €Cent/kWh Strom-/Einspeisetarif
 - Szenario 2030 mit 15 €Cent/kWh Strom-/Einspeisetarif
- Jahresertrag (GWh/m² x Jahr): Wird vom Tool im Hintergrund berechnet
 - Anhand des theoretischen Winddargebots (A, k Parameter)
 - Für die jeweilige Flächenkategorie ‚Wiese‘, ‚Wald‘, ‚Berg‘
 - Für die gewählte Leistungsklasse der WKA
 - Idealisierte spezifische Leistungskurve
 - Seehöhe und Jahresdurchschnittstemperatur
 - Technische Verluste, Abschattungseffekte

KOSTEN:

- Installationskosten (€/m²): Vom User wählbar
 - Abhängig von Flächenkategorie (über Korrekturterme im Hintergrund berechnet)
- Betriebskosten (% der Installationskosten)
 - Abhängig von Flächenkategorie (über Korrekturterme im Hintergrund berechnet)
- Kapitalkosten (%): Vom User wählbar

2.4 Potentialmodellierung (AP5)

- *Geo-Datenbeschaffung und Aufbereitung*

Im Rahmen dieses Tasks wurden die, für die Ermittlung der räumlich differenzierten Windpotenziale, erforderlichen geographischen Datensätze identifiziert. Im Anschluss daran wurden die als relevant befundenen Datensätze bei unterschiedlichen Quellen akquiriert und hinsichtlich ihrer Qualität analysiert.

Die für die Modellierung der Windpotenziale herangezogenen Datensätze waren:

- o Topographie (digitales Geländehöhenmodell des BEV)
- o Landnutzung (CORINE LANDCOVER)
- o Siedlungen und Gebäude (Gebäuderasterdatensatz der Statistik Austria)
- o Verkehrswege (Open Street Map)
- o Schutzgebiete
- o Windturbinen Bestand
- o Windfeldmodell aus AP 3

Die Datensätze wurden für die weitere Verwendung im Windpotenzialmodell aufbereitet. Dazu wurden alle Datensätze auf eine einheitliche Raumeinheit gebracht um eine gemeinsame Prozessierung zu ermöglichen. Im Bereich der Landnutzung sowie der Schutzgebiete war es erforderlich eine Reklassifizierung beziehungsweise Klassenaggregation hinsichtlich der Anforderungen des Windpotenzialmodells durchzuführen.

Es wurden alle für das Projekt relevanten geographischen Datensätze identifiziert, gesammelt und für die weitere Prozessierung aufbereitet.

Topographie

Zur Abbildung der realen Topographie wurde ein digitales Geländehöhenmodell des BEV (Bundesamt für Eich- und Vermessungswesen) mit einer Rasterauflösung von 100 m × 100 m für Österreich verwendet (Abbildung 15).

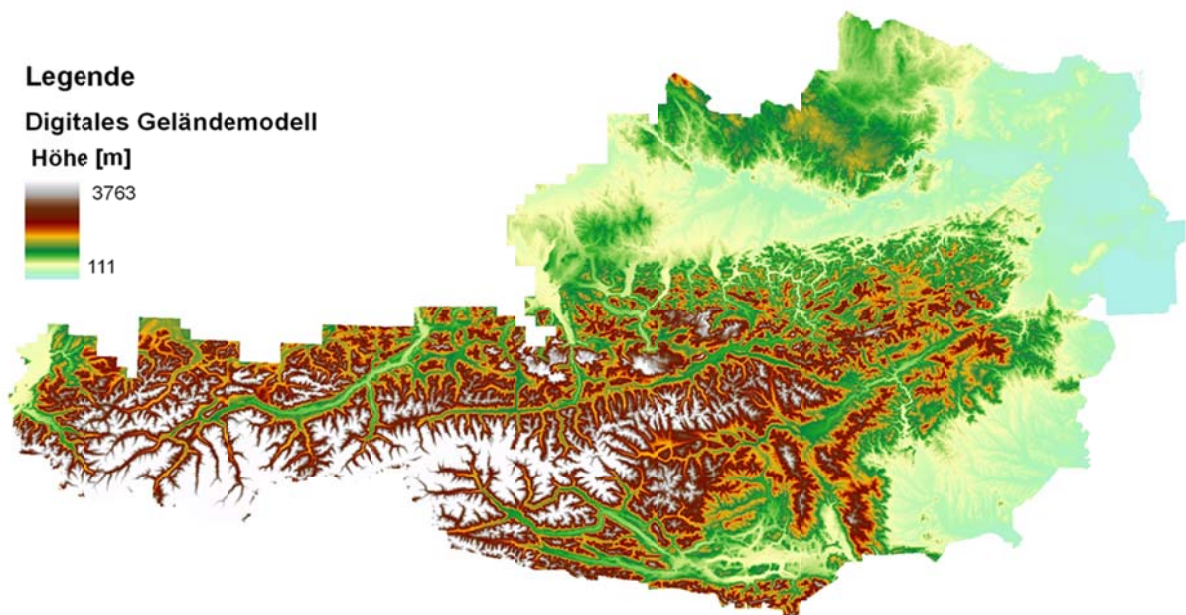


Abbildung 15: Digitales Geländehöhenmodell – 100 m Raster (Quelle: BEV)

Neben der Seehöhe kann aus diesem Datensatz auch die Hangneigung abgeleitet werden (Abbildung 16).

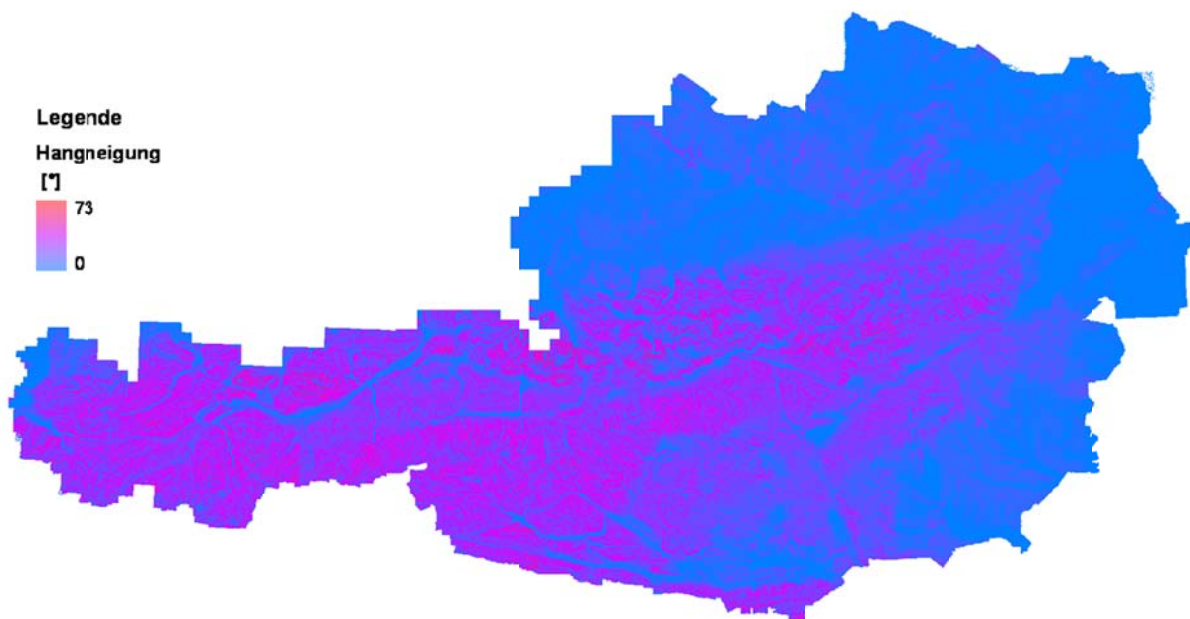


Abbildung 16: Hangneigung – 100 m Raster

Landnutzung

Zur Abbildung der Landnutzung in Österreich wurde der frei verfügbare Datensatz CORINE LANDCOVER (2006) herangezogen. Dieser enthält die klassifizierte Landbedeckung in einer Auflösung von ca. 1 ha. Der Datensatz umfasst 44 Klassen, wobei in Österreich nur 28 Klassen vorkommen. Für die weitere Prozessierung der Landnutzungsdaten war es im Rahmen des Projektes erforderlich eine Reklassifizierung beziehungsweise eine Zusammenfassung einzelner Klassen durchzuführen. Die Reklassifizierung für das Projekt AuWiPot und die zugeordneten Klassen aus Corine Landcover Daten ist in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3: Reklassifizierung CORINE Landcover für das Projekt AuWiPot

Klassifizierung AuWiPot		Flächenklasse CORINE 2006
0	Nicht wählbar / ausgeschlossen	1.1.1 durchgängig städtische Prägung
		1.1.2 nicht durchgängig städtische Prägung
		1.2.1. Industrie/Gewerbeflächen
		1.2.2. Straßen/Eisenbahnnetze, funktionell zugeordnete Flächen
		1.2.3. Hafengebiete
		1.2.4. Flughäfen
		1.4.2. Sport/Freizeitanlagen
		3.3.5. Gletscher/Dauerschneegebiet
		5.1.1. Gewässerläufe
		5.1.2. Wasserflächen
1	Hafengebiete / Abbauflächen / Deponien	1.3.1. Abbauflächen
2	Städt. Grünflächen	1.4.1. Städtische Grünflächen
3	Ackerland	2.1.1. Nicht bewässertes Ackerland
		2.1.3. Reisfelder
		2.2.1. Weinbauflächen
		2.3.1. Wiesen und Weiden
		2.4.2. Komplexe Parzellenstruktur
		2.4.3. Landwirtschaftlich genutztes Land mit Flächen natürlicher Vegetation von signifikanter Größe
4	Wald	3.1.1. Laubwälder
		3.1.2. Nadelwälder
		3.1.3. Mischwälder
5	Grünland	3.2.1. Natürliches Grünland
		3.2.2. Heiden und Moorheiden
		3.2.4. Wald/Strauch Übergangsstadien
		3.3.2. Felsflächen ohne Vegetation
		3.3.3. Flächen mit spärlicher Vegetation
6	Feuchtflächen	4.1.1. Sümpfe
		4.1.2. Torfmoore

In Abbildung 17 sind die verwendeten Landnutzungsklassen im gegenständlichen Projekt visualisiert. Während der Norden und Osten Österreichs hauptsächlich landwirtschaftliche Flächen umfasst, dominieren im Westen und im Zentralraum naturnahe Flächen und Waldflächen.

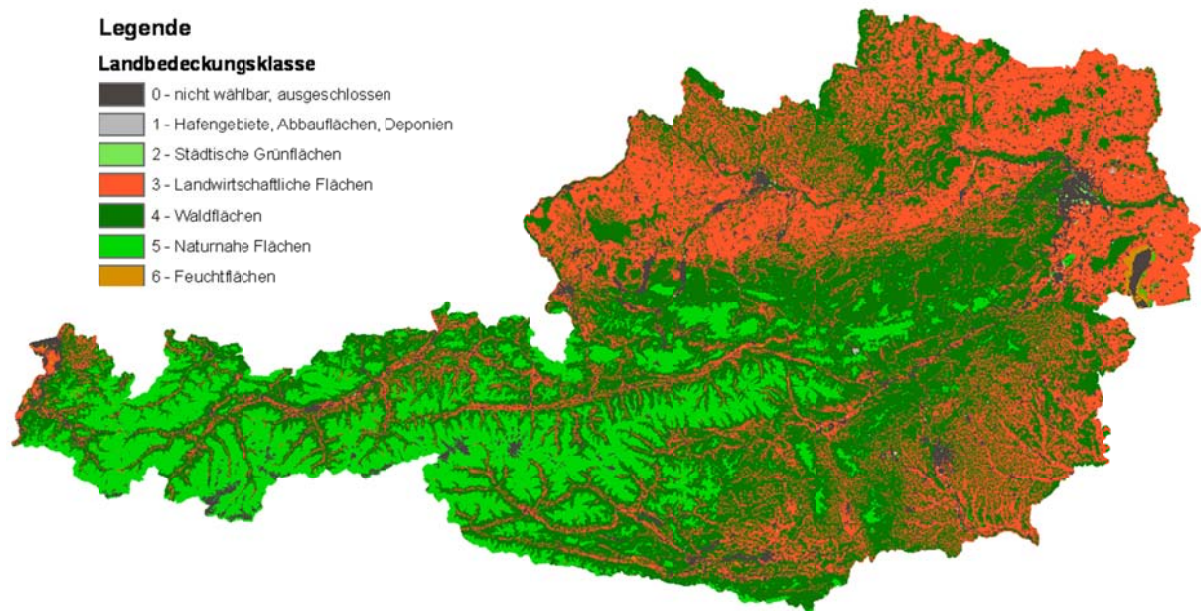


Abbildung 17: Landnutzungsklassen im Projekt AuWiPot

Siedlungen und Gebäude

Die Siedlungen werden einerseits über die Landnutzungsklassen aus Corine Landcover (Klassen 1.1.1., 1.1.2., 1.2.1., 1.2.3. und 1.2.4.) und andererseits über einen Statistikdatensatz berücksichtigt. Der Statistikdatensatz umfasst die Anzahl der Gebäude in einem 100 m × 100 m Raster. Dadurch können im Modell neben Abständen zu zusammenhängenden Siedlungsgebieten auch Abstände zu Einzelgebäuden mitberücksichtigt werden. Abbildung 17 zeigt den Gebäuderasterdatensatz der Statistik Austria (2006).

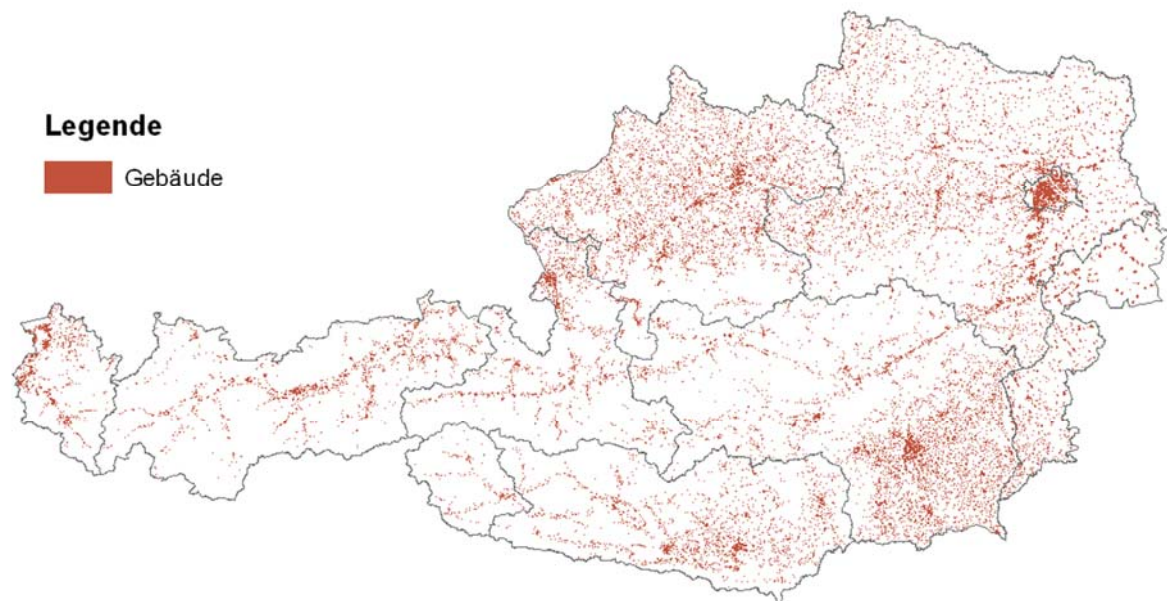


Abbildung 18: Gebäuderasterdatensatz 100 m (Statistik Austria 2006)

Verkehrswege

Zur Berücksichtigung der Verkehrswege und Abstände zu diesen in der Windpotenzialmodellierung wurde ein Open Street Map (OSM) Datensatz herangezogen. Aus diesem Datensatz werden Straßen und Bahntrassen extrahiert.

Der Straßendatensatz wird in 3 Klassen eingeteilt. Klasse 1 umfasst die übergeordneten Straßen, also Autobahnen, Bundes- und Landesstraßen, Klasse 2 umfasst die Gemeindestrassen und Klasse 3 enthält Feld- und Forstwege. Die Straßen sind in Abbildung 19 dargestellt. Abbildung 20 zeigt den Bahntrassendatensatz.

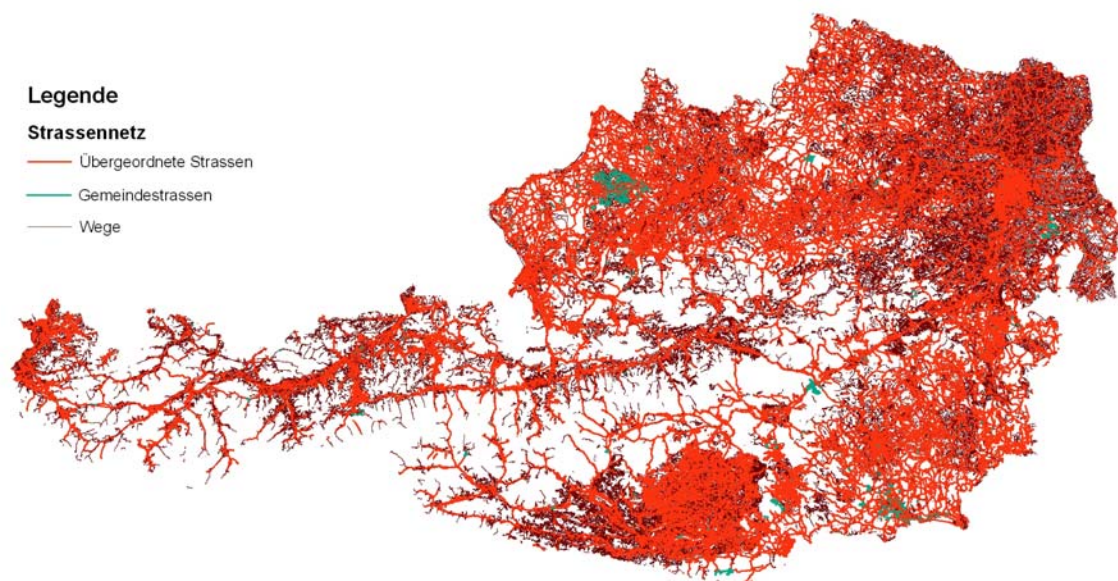


Abbildung 19: Straßennetz in Österreich (OSM)

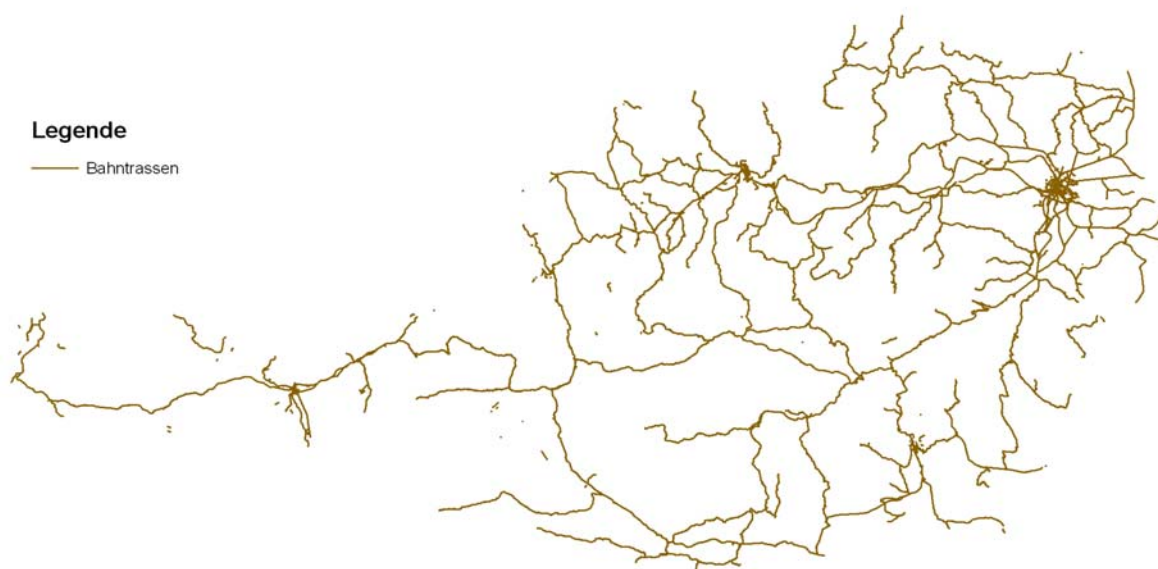


Abbildung 20: Bahntrassen in Österreich (OSM)

Schutzgebiete

Einen weiteren Datensatz stellen die Schutzgebiete in Österreich dar. Diese wurden in vier Kategorien unterteilt.

- Kategorie A: Nationalparks, Naturschutzgebiete, Sonderschutzgebiete Wien
- Kategorie B: Geschützte Landschaftsteile, Pflanzenschutzgebiet, Sonderschutzgebiet Tirol, Natura 2000 Habitatrichtlinie, Natura 2000 Vogelschutzrichtlinie
- Kategorie C: Geschützter Landschaftsraum, Landschaftsschutzgebiete
- Kategorie D: Naturparks, Naturgebilde (nur Salzburg), Naturdenkmal (nur Salzburg)

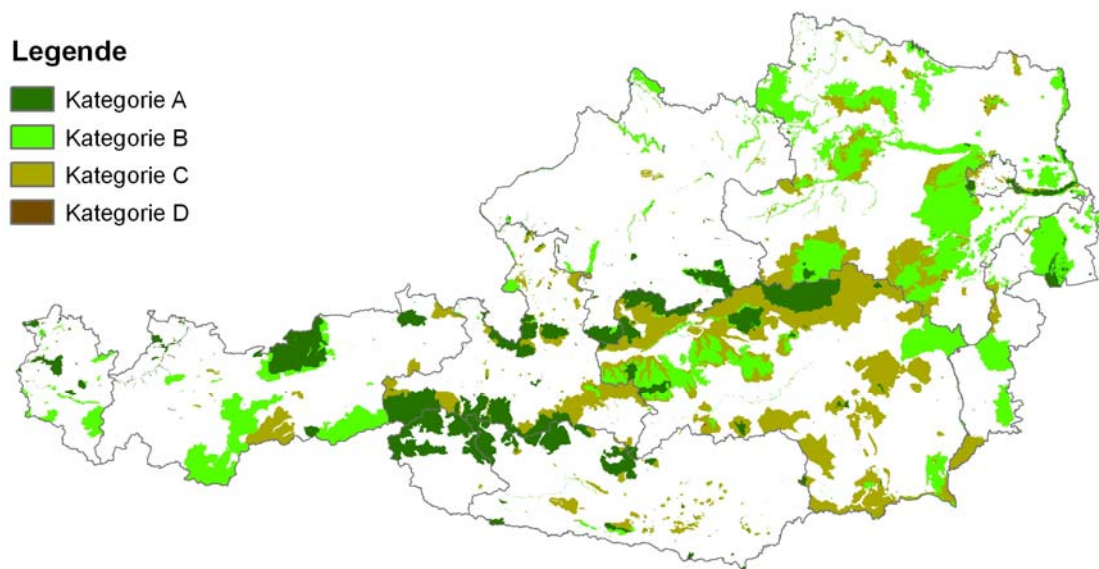


Abbildung 21: Schutzgebiete in Österreich

Anlagenbestand

Es wurde ein räumlich verorteter Datensatz zum aktuellen Windkraftanlagenbestand generiert. Die Basisdaten dazu wurden von der IG Windkraft und der Energiewerkstatt zur Verfügung gestellt.

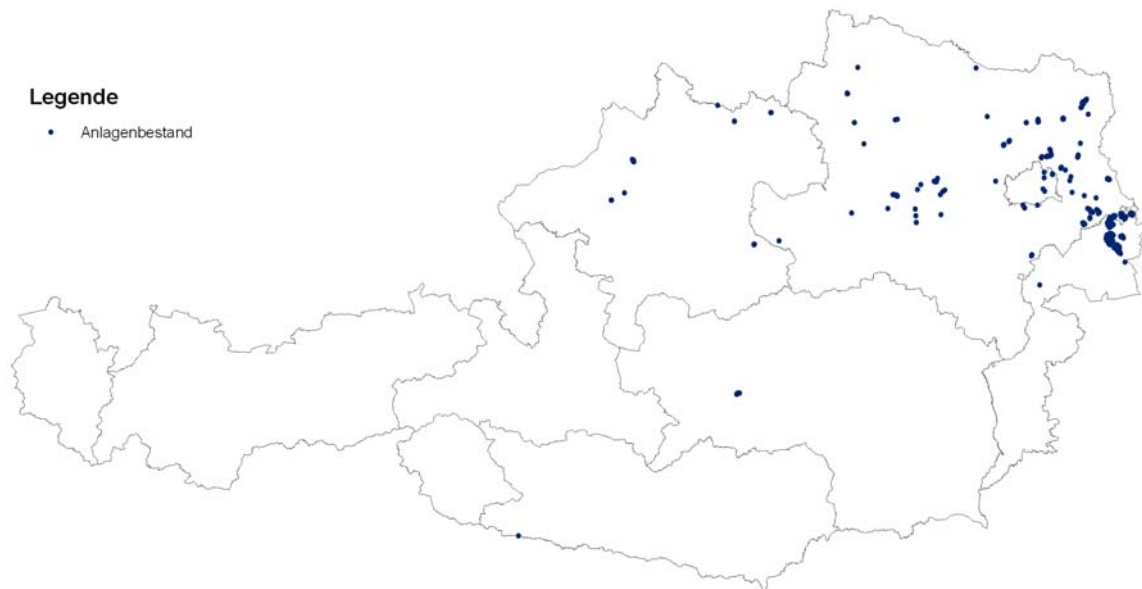


Abbildung 22: Anlagenbestand

Windfeldmodell

Einen weiteren Input in das Windpotenzialmodell stellt die im Rahmen des Projektes (AP3) erstellte Windkarte dar. Diese ist in einer räumlichen Auflösung von 100m x 100 m Rasterzellen für unterschiedliche Höhen verfügbar.

- *GIS-gestützte Potenzialabschätzung*

Es wurde eine räumlich aufgelöste Abschätzung des Windkraftpotenzials auf Bezirksebene für gesamt Österreich mittels Methoden der Geoinformatik durchgeführt, anhand derer relevante Faktoren auf Basis ihres räumlichen Bezugs zueinander in Beziehung gesetzt werden. Dazu wurde ein dynamisches geographisches Modell entwickelt, welches eine Verknüpfung von geographischen Gegebenheiten wie Landnutzung, Topographie, etc. mit technischen, physikalischen, rechtlichen und wirtschaftlichen Parametern und Kriterien ermöglicht.

Das Modell zur Berechnung des Windkraftpotenzials wurde als dynamische Web-GIS Applikation gestaltet. Damit hat der Nutzer die Möglichkeit einerseits die Windkraftanlagen hinsichtlich ihrer Leistungsklasse auszuwählen und andererseits auch die weiteren Kriterien zu Raumordnung, Technik, Wirtschaftlichkeit im Modell an seine Interessen und Bedürfnisse anzupassen.

Abbildung 23: zeigt den Aufbau der Web-GIS Applikation zur Berechnung von Szenarien der Windkraftpotenziale in Österreich. Der Bereich Datenverwaltung stellt dem Modell sämtliche

geographischen Inputdatensätze wie Topographie, Hangneigung, Landnutzung, Siedlungen, Verkehrswege, Schutzgebiete sowie Anlagenbestand und das Windfeldmodell zur Verfügung. Das WEB GUI (graphical user interface) stellt die Schnittstelle zum User dar und bietet die Möglichkeit zur Auswahl der gewünschten Kriterien und Parameter. Über das MAP GUI werden die Ergebnisse der Berechnung visualisiert. Die Berechnung und Darstellung der Windpotenzialszenarien erfolgt über das in der Abbildung gezeigte Softwareframework. Die Prozessierung der Inputdaten und der im WEB GUI gewählten Kriterien erfolgt hierbei über MapServer, während die Darstellung der Ergebnisse im MAP GUI mit Hilfe von GeoExt, OpenLayers und ExtJS umgesetzt wird.

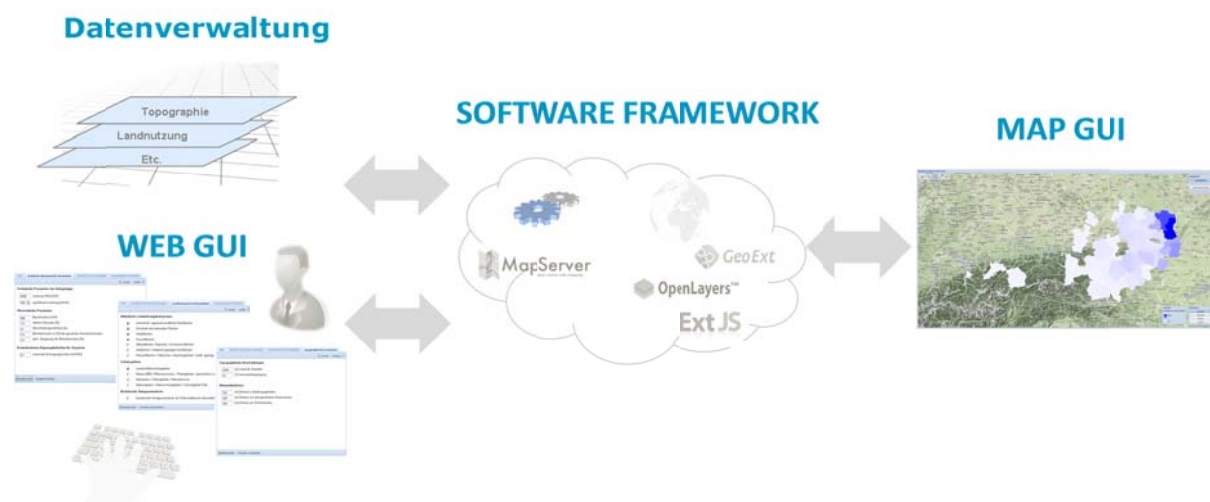


Abbildung 23: Dynamische Web-GIS Applikation

Zur dynamischen Auswahl der unterschiedlichen Kriterien wurde eine Online Web-Applikation entwickelt, die unterschiedliche Eingabemasken umfasst. In den Eingabemasken können jeweils Standardwerte verwendet werden, welche vom Projektteam im Rahmen von Expertenworkshops definiert wurden.

Der erste Eingabebereich umfasst die technisch-ökonomischen Parameter. Hier werden die technischen Parameter des Anlagentyps (Leistung kW und spez. Leistung W/m^2), die zu Grunde gelegten Kosten (Investitionskosten, Betriebskosten) und Einnahmen (durch drei unterschiedliche Szenarien zum Stromtarif) festgelegt.

Im zweiten Eingabebereich können jene Landnutzungskategorien, die für eine Installation von Windkraftanlagen herangezogen werden sollen ausgewählt werden. Je nach gewählten Leistungsklassen der Windkraftanlagen im ersten Eingabefeld können weitere Landnutzungsflächen automatisch vom Modell ausgeschlossen werden. Beispielsweise können Windkraftanlagen mit einer Leistung von < 2 MW nicht auf Waldflächen installiert werden. Zudem können hier auch die Schutzgebiete, welche für eine Installation von Windkraftanlagen zugelassen werden sollen, ausgewählt werden. Hier ist zu berücksichtigen, dass die Kategorie „Nationalparks / Naturschutzgebiete / Schutzgebiet Park“ vom System als nicht wählbar und automatisch ausgeschlossen definiert ist. Die

Kategorie „Naturparks / Naturgebilde / Naturdenkmal“ ist ebenfalls in der Applikation nicht vom Nutzer wählbar, wird aber vom System immer für die Installation von Windanlagen als möglich herangezogen. Eine weitere Auswahlmöglichkeit in dieser Eingabemaske betrifft die bestehenden Windkraftanlagenstandorte in Österreich. Wird hier die Option „bestehende Anlagenstandorte als Potenzialfläche behandeln“ ausgewählt berechnet das Modell eine „Repowering Situation“ für Österreich. Das bedeutet, dass alle Flächen als Potenzialflächen für neue Windkraftanlagen zur Verfügung stehen und bestehende Anlagen durch neue Anlagen ersetzt werden.

Die dritte Eingabemaske behandelt die Auswahl der topographischen Parameter. Dabei wird sowohl die maximal bebaubare Seehöhe als auch die maximale Hangneigung, in welcher Windkraftanlagen installiert werden können, festgelegt. Für Anlagen > 2,5 MW ist die Seehöhe im Modell mit 2.500 m begrenzt. In dieser Maske werden auch die Abstandskriterien zu Siedlungsgebieten, dem übergeordneten Straßennetz und dem Schienennetz definiert. Im Bereich der Siedlungsgebiete können Abstände zwischen 400 m und 2 km gewählt werden, der Standardwert ist abhängig vom Rotordurchmesser des gewählten Windanlagentyps (12 x Rotordurchmesser). Die Abstände zum Straßen- und Bahnnetz können zwischen 0 und 2 km gewählt werden, der Standardwert ist ebenfalls abhängig vom Rotordurchmesser der gewählten Windkraftanlage.

Basierend auf der in den drei Eingabemasken getätigten Auswahl wird eine Berechnung aller möglichen Standorte durchgeführt. Es werden somit alle, auf Grund der Auswahl zu Seehöhe, Hangneigung, Landnutzung, Schutzgebieten, Abstandskriterien zu Siedlungen, Straßen und Bahnnetzen, mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten und Wirtschaftlichkeit, nicht geeigneten Flächen ausgeschlossen. Anschließend wird eine Analyse hinsichtlich der maximal installierbaren Leistung und des erzielbaren energetischen Jahresertrages des jeweiligen gewählten Anlagentyps – unter Berücksichtigung von Mindestabständen zwischen Windkraftanlagen – durchgeführt. Der Jahresertrag wird hierbei in der jeweiligen Nabenhöhe des gewählten Windkraftanlagentyps ermittelt (Abbildung 20). Die Mindestabstände zwischen den Windkraftanlagen basieren auf dem Rotordurchmesser der jeweiligen Leistungsklasse.

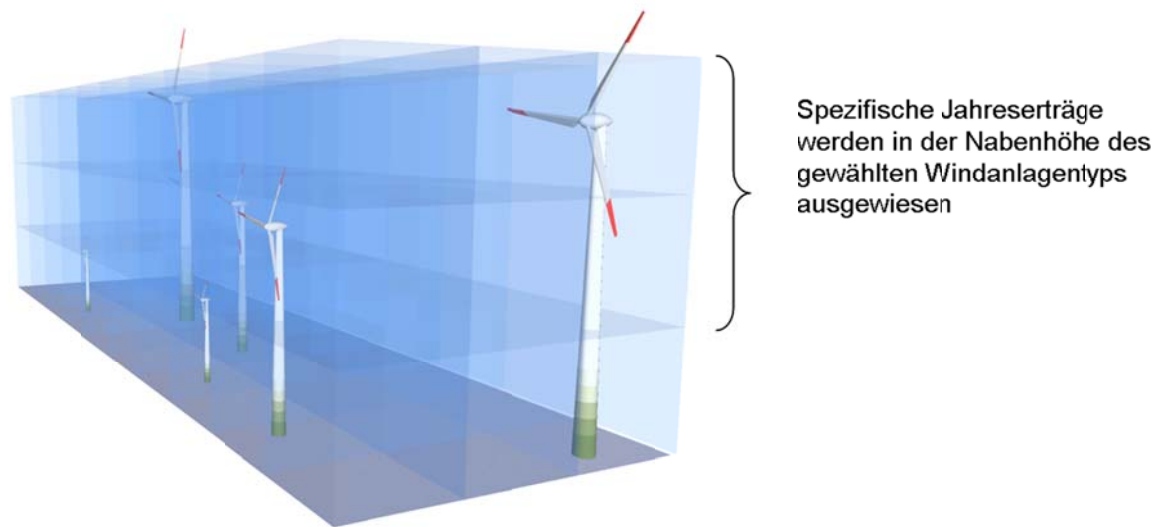


Abbildung 24: Ausweisung der spezifischen Jahreserträge

An folgendem Beispiel soll die bezirksweise Berechnung des Windpotenzials verdeutlicht werden:

In Abbildung 20 sind auf Basis des 100 m-Rasters (im Hintergrund dargestellt) beispielhaft nach oben beschriebenen Kriterien geeignete Standorte eingezeichnet, welche durch grüne und graue Anlagensymbole abgebildet sind. Die rot gefüllten Kreissymbole um diese Anlagenstandorte verdeutlichen den erforderlichen Mindestabstand zwischen Anlagen, welcher durch die Anlagenleistung (bzw. Rotordurchmesser) definiert ist. Zu erkennen ist, dass teilweise geeignete Anlagenstandorte innerhalb der Mindestabstände benachbarter Anlagen situiert sind. Um das unter dem Kriterium der Mindestabstände nutzbare Potenzial der ausgewiesenen Standorte zu ermitteln, muss eine Anlagenkonfiguration (bzw. Windparkkonfiguration) vorgegeben werden. Dies wurde im abgebildeten Beispiel erreicht, indem Anlagenstandorte so „beplant“ wurden, dass keine Konflikte zwischen Anlagen bezüglich des Mindestabstandes bestehen (grüne Anlagen). Unbeplante Anlagenstandorte sind in grau mit strichlierten Abstandskreisen visualisiert. Geht man im Beispiel von einer Anlagenleistung von 0.5 MW aus, so ergibt sich für alle beplanten Standorte ein Gesamtpotenzial von 2.5 MW installierbare Leistung.

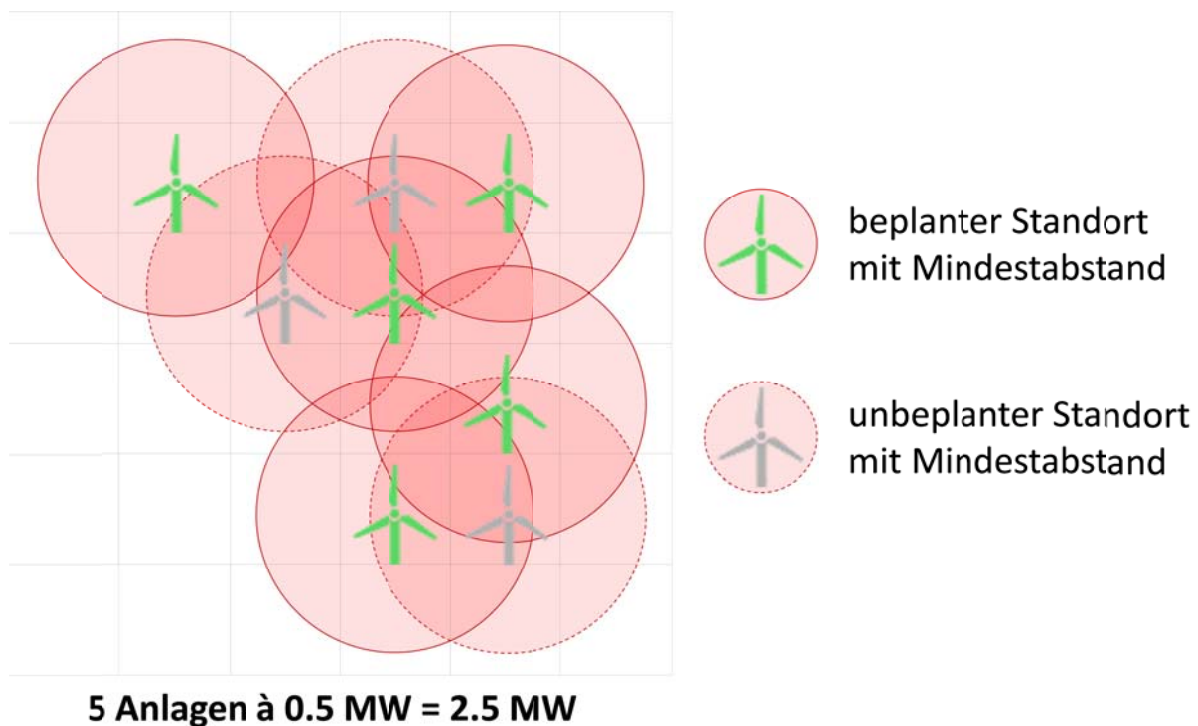


Abbildung 25: Potenzielle Anlagenstandorte

Die Überführung der dargestellten manuellen Beplanung von geeigneten Standorten in einen IT-basierten Aggregationsalgorithmus basiert auf der Gegebenheit, dass die Rotorfläche - und damit die Fläche des Abstandskreises direkt proportional zur Anlagenleistung sind. Abbildung 26 zeigt die geeigneten Standorte (blau) mit entsprechendem Abstandskriterium in Form von Rasterzellen. Hierbei entspricht die Leistung, welche durch eine Zelle repräsentiert wird der Anlagenleistung dividiert durch die Anzahl der erforderlichen Zellen pro Anlage (siehe rechte Darstellung, Abbildung 26). Durch Überlagerung der Abstands- bzw. Leistungsflächen werden bei (zu) dicht stehenden Anlagen Rasterzellen mehrfach überlagert. Addiert man die genutzten Zellen (rote Umrandung in Abbildung 26) unabhängig von der Anzahl der Überlagerungen, so erhält man die Leistung, die auf allen Standorten in einem Gebiet installiert werden kann. Für die fiktive Konstellation in Abbildung 26 (identisch zu Abbildung 25) ergibt dies 23 Zellen à 0.1 MW (5 Zellen pro 0.5 MW-Anlage) bzw. 2.3 MW. Da es für eine „reale“ Anlagenkonstellation grundsätzlich einer manuellen Planung basierend auf praktischer Erfahrung und Know-How eines Planers bedarf, kann dies durch einen automatisierten Ansatz nicht gänzlich abgedeckt werden. Die installierbare Leistung wird durch den beschriebenen Ansatz prinzipiell unterschätzt (bezüglich der maximalen Ausnutzung der Abstandskriterien), jedoch niemals überschätzt. Das so aggregierte bezirksweise Potenzial stellt somit einen Richtwert dar, der nahe an einer maximalen Ausnutzung liegt, mit dieser jedoch nicht ident ist.

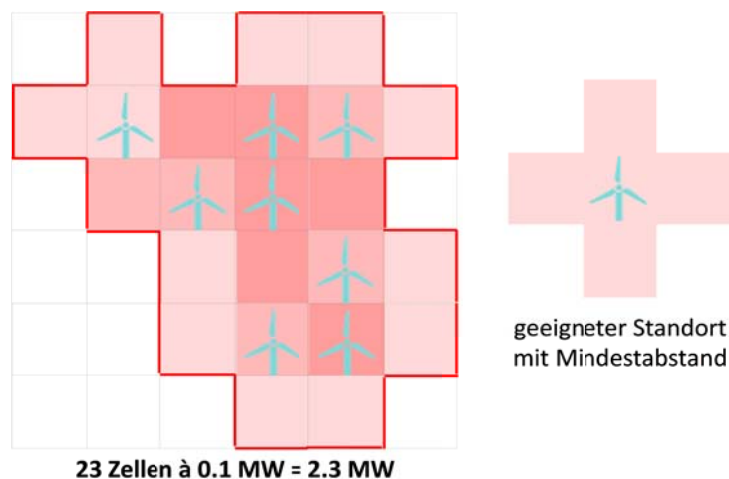


Abbildung 26: Geeignete Standorte basierend auf Abstandskriterium

Die Berechnung der (bezirksweisen) Winderträge erfolgt weitestgehend analog zur installierbaren Leistung. Aufgrund der Tatsache, dass an jedem Standort unterschiedliche Erträge bei gleicher installierter Leistung (durch das zu Grunde liegende Windfeldmodell) errechnet werden, bedarf es eines zusätzlichen Rechenschrittes zur Aggregation. Die Zellen eines geeigneten Standortes werden zunächst mit dem Wert des Jahresertrages am Standort dividiert durch die Anzahl der belegten Zellen. Bei der sukzessiven Aggregation (Summe über alle Zellen) geht bei überlagernden Zellen der Maximalwert ein, was eine Bevorzugung der ertragreicheren Standorte impliziert.

Die ermittelte installierbare Leistung sowie der daraus resultierende Jahresertrag wird auf Bezirksebene aggregiert ausgewiesen (Abbildung 27). Die Ergebnisse können neben der grafischen Darstellung auch in tabellarischer Form ausgewiesen werden. Es ist zu beachten, dass die Ergebnisse ein theoretisch maximal mobilisierbares Windkraftpotenzial für Österreich unter den Gesichtspunkten der technischen, räumlichen und wirtschaftlichen Gegebenheiten darstellen. Es können hierbei keinerlei gesellschaftliche oder politische Akzeptanzfaktoren berücksichtigt werden.

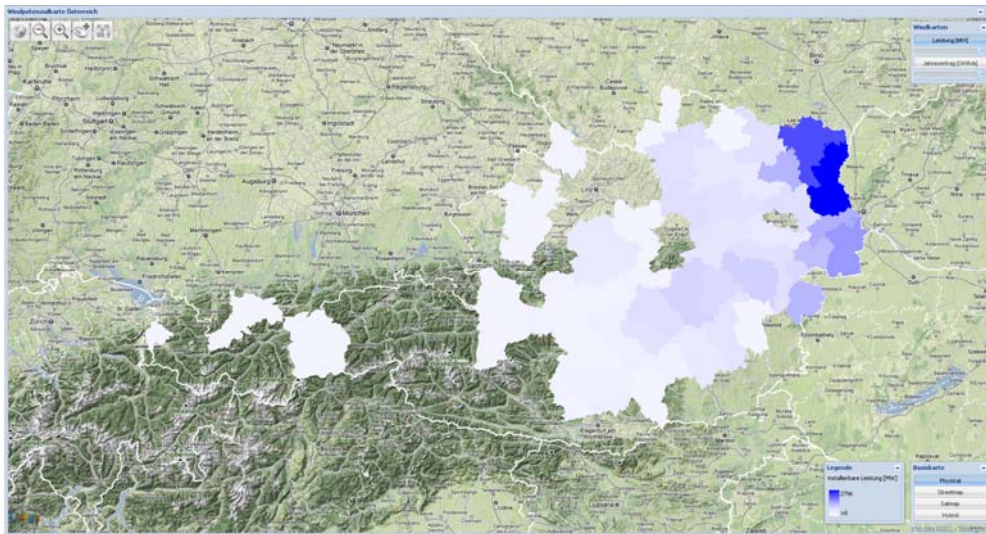


Abbildung 27: Ergebnisvisualisierung theoretisch maximal mobilisierbares Windpotenzial in Österreich in der Web-Applikation

2.5 Dissemination (AP 6)

Es wurde eine Projekthomepage zur allgemeinen Projektinformation sowie zur Zusammenführung und Publikation der Projektergebnisse erstellt. Die Website kann unter der Adresse www.windatlas.at erreicht werden. Auf der Website können die im Projekt entwickelten dynamischen Web-Applikationen zur Windkarte und der Windpotenzialberechnung abgerufen werden.

Die Windkarte für Österreich ist in der Applikation in Form von mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten in 50 und 100 m über Grund in einer Rasterauflösung von 100 m × 100 m verfügbar.

Die Webapplikation zur Potenzialermittlung von Windkraft in Österreich ist ebenfalls über die Website zugänglich. Die Applikation berechnet basierend auf dynamisch wählbaren Windturbinen-Leistungsklassen und einer Reihe an technischen, rechtlichen, naturräumlichen und wirtschaftlichen Kriterien das theoretisch maximal mobilisierbare Windkraftpotenzial in Österreich auf Bezirksbasis. Basierend auf den vom User gewählten Eingangskriterien zu technisch/wirtschaftlichen Aspekten, Landnutzung und Schutzgebieten sowie topographischen Parametern wird das Windpotenzial für gesamt Österreich auf Bezirksbasis ausgewiesen.

Die Forschungsergebnisse aus dem Projekt 'Windatlas und Windpotentialstudie Österreich' wurden in einem Dissemination Workshop vorgestellt. Die Veranstaltung stieß auf enormes Interesse in der österreichischen Windenergieszene.

3 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Winddaten

Aufgrund der verhältnismäßig hohen Unsicherheiten aus dem Ergebnis der dynamischen Modellierung kam der Aufbereitung der Daten aus Windmessstationen eine sehr hohe Bedeutung zu. Dementsprechend musste viel Zeit und Erfahrung für die Bereitstellung qualitativ hochwertiger (vorwiegend privater) Messdaten aufgewendet werden. Der meiste Aufwand und das größte Know-How flossen dabei in die Evaluierung der Daten, die Rückrechnung in die Modellierungsperiode 1981 bis 1990 und die Hochrechnung in Höhen von 100m über Grund ein.

In Summe konnte infolge einer umfassenden Sammlung und Aufbereitung geeigneter Windmessdaten (in Form von Weibull- Parametern [17]) eine ausgezeichnete Datengrundlage für die darauf aufbauende Windmodellierung geschaffen werden. Insbesondere die Verwendung von Windmessdaten aus Windenergieprojekten sowie von Ertragsdaten bestehender Windkraftanlagen brachte einen enormen Mehrwert hinsichtlich der Qualität des Ergebnisses.

Windmodellierung

Mit der Kopplung einer dynamischen Modellierung (MM5 Modell) und einem geo-statistischen Modell wurde ein neuartiger Ansatz verfolgt:

Durch die dynamische Initialisierung bei der dynamischen Modellierung, wurde das Konzept der stationären Strömung als klimatologisch relevantester Prozess bei bodennahen Luftströmungen bestätigt. Jedoch haben die beobachteten Modellfehler die Notwendigkeit einer Fehlerkorrektur deutlich gemacht. Durch die erfolgreiche Kopplung mit dem geo-statistischen Verfahren ist nicht nur eine effiziente Fehlerkorrektur erfolgt, es wurde auch ein Verfahren zur Untersuchung der Auswirkungen des Klimawandels auf bodennahe Luftströmungen geschaffen.

Das geo-statistische Downscaling zeigt eine starke Abhängigkeit von guten Messungen auf den für die Windenergie relevanten Höhen in 100 m über Grund oder gesicherten Extrapolationen mittels eines standardisierten Windprofils für Messungen die in Bodennähe durchgeführt werden. Messungen für Windenergieprojekte werden meistens an windreichen Standorten durchgeführt. An windarmen Gebieten wie zum Beispiel in Tälern fehlen häufig die Messungen in entsprechender Höhe, um gesicherte Aussagen machen zu können. Gerade im komplexen Gelände ist es wichtig viele Messungen zu haben, da dort die Windverhältnisse sehr variabel sind.

Windkarte

Im Projekt AuWiPot wurde ein Windatlas in 100 m × 100 m horizontaler Auflösung auf Höhenlevels zwischen 50 m und 130 m in 10 m Abständen erstellt. Da für die Bestimmung des Energiepotenzials mit der Häufigkeitsverteilung des Windes präzisere Erträge errechnet

werden können als mit der mittleren Windgeschwindigkeit, wurde als Novum nebst der mittleren Windstärke auch die A und k Parameter der Weibullverteilung bestimmt.

Durch die erstmalige Verschränkung einer numerischen Modellierung mit einem geostatistischen Ansatz konnte eine sehr geringe Unsicherheit in den Ergebnissen der Windkarte erreicht werden. Durch Berücksichtigung der bias-korrigierten MM5-Ergebnisse konnten auch in Gebieten wo nur wenige Windmessdaten bekannt waren verhältnismäßig hohe Genauigkeiten erzielt werden. Die Unsicherheitsanalyse hat gezeigt, dass die Dichte der eingeflossenen Stationen ein ähnliches Abbild zur Unsicherheit der Windkarte ergab. Die totale Unsicherheit zeigt mit 0.8 m/s ein besseres Resultat, als dies mit bisherigen rein geostatistischen Windkarten erreicht werden konnte.

Kriterien für die Berechnung des Windkraftpotentials

Im Nachhinein stellte sich die Entscheidung bei den beiden Expertenworkshops im kleinen Rahmen (< 10 Teilnehmer) zu diskutieren als sehr wertvoll heraus. Auf diese Art und Weise war gewährleistet, dass konstruktiv diskutiert und konkrete Ergebnisse erarbeitet werden konnten.

Dynamische Potentialmodellierung

Aufbauend auf den Ergebnissen zum theoretischen Winddargebot (in Form der Leistungsdichte des Windes für einen Raster von 100 m × 100 m) und den vorab definierten Kriterien wurde eine WebGIS Applikation programmiert, die es dem User erlaubt, anhand veränderbarer Einflussgrößen das in Österreich realisierbare Windenergiepotential zu simulieren. Neben der Berücksichtigung des Winddargebotes (in Form der Leistungsdichte) und technischer Bewertungskriterien (z.B. Anlagengröße in MW) fließen topographische Kriterien (wie maximal bebaubare Hangneigung) sowie Aspekte der Raumordnung (wie Abstände zu Siedlungen) und des Naturschutzes (u.a. Nationalparks, Natura2000-Flächen) in die Berechnung ein. Als Ergebnis wird für die jeweils vom Benutzer gewählten Einflussparameter das auf Bezirksebene aggregierte realisierbare Windenergiepotential dargestellt.

Eine fundamentale neue Herausforderung stellte dabei die Überführung konventioneller multikriterieller GIS-Analyseansätze in ein online basiertes integratives Softwareframework dar. Dies erforderte ein hohes Maß an Innovation und Pionierarbeit was nun in Folge weiteren – auch thematisch abweichenden – Projekten zugute kommt. Dies bezieht sich insbesondere auf die hochperformante Prozessierung von großen Datenmengen, was eine dynamische Generierung von individuellen Szenarien ‚on-the-fly‘ überhaupt erst erlaubt.

Hinsichtlich der Ergebnisse des realisierbaren Potentials ist es entscheidend festzuhalten, dass diese Werte jeweils das theoretische Maximum dieses Potentials darstellen, da zum einen Aspekte wie gesellschaftliche oder politische Akzeptanz nicht abgebildet und berücksichtigt werden können und des Weiteren der zugrunde gelegte GIS-Ansatz sämtliche errechneten Eignungszonen zur Gänze mit WKA "füllt".

Dissemination

Die Website (www.windatlas.at) stellt die Ergebnisse des Projektes vor. Sie beinhaltet insbesondere die im Projekt entwickelten Web-GIS-Applikationen zur Windkarte und dem Windkraftpotenzial. Zusätzlich wurde das Projekt beim AWES 2009, bei der EGU 2010 und der DEWEK 2010 sowie beim Firmenbeirat der IGW (Interessensgemeinschaft Windenergie) und beim BMVIT präsentiert. Bei einem abschließenden Dissemination Workshop präsentierten die Projektpartner die Ergebnisse, welche auf enormes Interesse der Windenergieszene stießen.

4 Ausblick und Empfehlungen

Die Stärken des Windatlas sind die Genauigkeit durch das Einfließen von vielen privaten Messungen und Ertragsdaten aus Windenergieprojekten, welche die Messung auf den interessanten Höhen durchgeführt haben.

Durch die fundierte Fehleranalyse der generierten Windkarten konnten die Stärken und Schwächen des kombinierten dynamischen/geo-statistischen Modellansatzes herausgearbeitet werden. Demnach sollten weiterführende Forschungs- und Entwicklungsarbeiten vor allem bei der dynamischen Modellierung (Modellentwicklung, die eine weitere Erhöhung der Auflösung rechtfertigt), dem geo-statistischen Interpolationsverfahren (z.B. Einführung eines topographieabhängigen quantile mapping zur Reduktion von Interpolationsfehlern, ...) durchgeführt werden.

Für die Erstellung der Windkarten haben folgende Bereiche Potenzial zur Weiterentwicklung:

- Horizontale Extrapolation von Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeit
- Horizontale und vertikale Extrapolation des Formparameters k der Weibull-Verteilung
- Einbezug der Windrichtung bzw. Windrose in die Windkarte
- Zugang zu neuen, hohen Messdaten für eine spätere Aktualisierung und damit weitere Verbesserung der Windkarte.

Hinsichtlich der Unsicherheiten der Ergebnisse ist ins besonders das Verhalten des k -Parameters zu nennen, bei welchem kaum Know-how bezüglich des Vertikalprofils vorhanden ist. Des Weiteren gibt es wenige Messungen in Tälern (respektive windarmen Gegenden) oder über großen Waldflächen in den windenergetisch relevanten Höhen über Grund. Aufgrund des geo-statistischen Ansatzes ist eine Aktualisierung der Windkarte (durch Berücksichtigung weiterer Messstationen) einfach durchzuführen.

Infolge der Möglichkeit einzelne Einflussgrößen (wie z.B. Vergütungstarif für Windenergie) zu verändern sind detaillierte Sensitivitätsanalysen dieser Größen in Hinblick auf das resultierende Windenergiepotential möglich.

Wie bereits oben erwähnt ist es entscheidend festzuhalten, dass die Ergebnisse der Potentialmodellierungen jeweils das theoretische Maximum darstellen. Bereits beim Projekt Dissemination Workshop in St. Pölten kam es zu intensiven Diskussionen in diesem Zusammenhang. Die hohen Potentiale überraschten einen Großteil der Zuhörerschaft und insbesondere die Bezeichnung ‚realisierbares‘ Potential wurde von vielen kritisiert, da das in der Praxis realisierbare Potential in der Praxis aufgrund gesellschaftspolitischer Aspekte (Landschaftsschutz, maximal tolerierbare Dichte von WKA,...) deutlich niedriger ausfallen wird. Als Konsequenz dieser Diskussion wurde vereinbart, die Ergebnisse der WebGIS-Applikation als ‚theoretisch maximal mobilisierbares‘ Potential zu bezeichnen. Zur Abschätzung von in der Praxis tatsächlich umsetzbarer Potentiale veranstaltet die IGW aufbauend auf den Ergebnissen des gegenständlichen Projektes einen Workshop mit einigen ausgewählten Experten der österreichischen Energiebranche. Ziel dieser

Neue Energien 2020 - 1. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – managed by Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft

Veranstaltung ist realistische Größen des bis 2020 und 2030 umsetzbaren Windenergiepotentials zu diskutieren. Die Ergebnisse werden im Anschluss auf der Projekthomepage www.windatlas.at publiziert.

5 Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 1: Ablaufschema der geo-statistischen Modellierung für die mittlere Windgeschwindigkeit. Das 2x2 km Gitter vom MM5 wird auf ein 100 m × 100 m Gitter interpoliert. Anschliessend werden einzelne Korrekturen angewendet.	12
Abbildung 2: Dichte der ins Modell eingeflossenen Stationen. Die Farbkodierung zeigt an, wie viele Stationen in einem Quadrat von 50 x 50 km Grösse verwendet wurden.	13
Abbildung 3: Die Topographie, wie sie im MM5 repräsentiert ist (oben links) und die Topographie wie sie im SRTM vorhanden ist (oben rechts). Die Darstellung unten zeigt die beiden Höhenmodelle übereinander gelegt. Täler sind im SRTM in der Regel tiefer und Bergspitzen höher als im MM5. Zusätzliche kleinräumige Erhebungen und Senken kommen im SRTM nun auch zum Vorschein.	14
Abbildung 4: Der Höhengradient dv/dz wurde bestimmt aus den MM5 Daten.	15
Abbildung 5: Abweichungen des MM5 ₁₀₀ zu Messdaten auf 100 m über Grund. Es zeigt sich eine Überschätzung des Modells.	15
Abbildung 6: Regionale relative Abweichung in 100 m über Grund welche zur Bias-Korrektur dient. 0% bedeutet keine Abweichung, +100% bedeutet doppelte Windgeschwindigkeit modelliert als gemessen. Deutlich grössere Abweichungen zeigen sich im komplexen Gelände der Alpen.	16
Abbildung 7: Die Bestimmung der Geländeform, wird mittels Differenzen von verschiedenen Glättungen des Geländes realisiert. Im Beispiel hier rot minus schwarz. Bei einer positiven Differenz ist es ein Berg, bei negativer Differenz ist es ein Tal...	17
Abbildung 8: Beispiel der aufsummierten Geländekorrekturen im Alpenraum. In den tief eingeschnittenen Tälern wird die Windgeschwindigkeit reduziert auf den Gipfeln durch den Speed-up Effekt erhöht.	18
Abbildung 9: Schematischer Ablauf der Unsicherheitsanalyse. Nacheinander werden Messdaten weggelassen (rotes Kreuz) und die Windgeschwindigkeit für diesen Punkt (grüner Kreis) modelliert und mit dem Wert der Originalkarte verglichen.	19
Abbildung 10: Konturlinien der Unsicherheit der mittleren Windgeschwindigkeit auf 100 m über Grund.	20
Abbildung 11: Jahreswindgeschwindigkeiten von ausgewählten 65 TAWES Stationen (linkes Bild) und einigen Klimastationen (rechtes Bild) der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG).	22

Abbildung 12: Median von mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten (10 m über Grund) von 14 durch ERA-40 angetriebenen Regionalen Klimamodellen im Alpenraum (Auflösung 25 km x 25 km) der Perioden 1971-1980 (links), 1981-1990 (mitte) und 1991-2000 (rechts).....	23
Abbildung 13: Simulierte Auswirkungen des Klimawandels auf den Druck auf Meeresniveau (links) und der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit (rechts), errechnet aus den Perioden 1961-1990 und 2071-2100. Die Resultate beziehen sich auf das Emissionsszenario A2 und wurden mit dem Rossby Centre regional Atmospheric-Ocean Model (RCOA) angetrieben von zwei globalen Klimamodellen, dem Modell ECHAM4/OPYC3 (oben) und HadAM3H (unten) durchgeführt. Von Rummukainen et al. [2004], modifiziert von Christensen [15].	23
Abbildung 14: Relative Änderung der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit (Periode 2041-2050 in Bezug auf Periode 1981-1990, Emissionsszenario A1B) aus dem reclip:more Datensatz. Das Modell MM5 wurde mit dem globalen Klimamodell ECHAM5 angetrieben. Nicht signifikante Änderungen sind grau maskiert [16] ..	24
Abbildung 15: Digitales Geländehöhenmodell – 100 m Raster (Quelle: BEV)	28
Abbildung 16: Hangneigung – 100 m Raster	28
Abbildung 17: Landnutzungsklassen im Projekt AuWiPot.....	30
Abbildung 18: Gebäuderasterdatensatz 100 m (Statistik Austria 2006).....	31
Abbildung 19: Straßennetz in Österreich (OSM).....	32
Abbildung 20: Bahntrassen in Österreich (OSM)	32
Abbildung 21: Schutzgebiete in Österreich	33
Abbildung 22: Anlagenbestand	34
Abbildung 23: Dynamische Web-GIS Applikation	35
Abbildung 24: Ausweisung der spezifischen Jahreserträge.....	37
Abbildung 25: Potenzielle Anlagenstandorte.....	38
Abbildung 26: Geeignete Standorte basierend auf Abstandskriterium.....	39
Abbildung 27: Ergebnisvisualisierung theoretisch maximal mobilisierbares Windpotenzial in Österreich in der Web-Applikation	40
Tabelle 1: Inputdaten für das geo-statistische Modell.	12
Tabelle 2: Energieertragsberechnungen mit unterschiedlicher Weibullverteilung bei gleich bleibendem Mittelwert der Windgeschwindigkeit.	21
Tabelle 3: Reklassifizierung CORINE Landcover für das Projekt AuWiPot	29

6 Literaturverzeichnis

-
- [1] Hantsch Stefan, Stefan Moidl, das realisierbare Windkraftpotenzial in Österreich bis 2020, St. Pölten, Juli 2007, Kurzstudie
 - [2] Dudhia J. (1993), A nonhydrostatic version of the Penn State/NCAR mesoscale model: Validation tests and simulation of an Atlantic cyclone and cold front. Mon. Wea. Rev., 121(5), 1493–1513.
 - [3] Windrad Counter Austria unter <http://www.igwindkraft.at/> (besucht am 30.06.2011)
 - [4] Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbaren-Energie-Gesetz (EEG) gemäß § 20 EEG, Kurzfassung Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/erfahrungsbericht_eeg.pdf
 - [5] Loibl, W., A. Beck, M. Dorninger et al. (2007): reclip:more – Research for Climate Protection: Model Run Evaluation. Final Report, Austrian. Research Centers systems research (ARC sys-res), Vienna, Austria, verfügbar unter: <http://foresight.ait.ac.at/SE/projects/reclip/> (August 2011).
 - [6] Loibl, W., H. Formayer, W. Schöner, H. Truhetz, I. Anders, A. Gobiet, G. Heinrich, M. Köstl, I. Nadeem, J. Peters-Anders, I. Schicker, M. Suklitsch, J. Züger (2011): Research for Climate Protection: Century Climate Simulations. Final Report Part A, Austrian Institute of Technology (AIT), Vienna, Austria, verfügbar unter: http://reclip.ait.ac.at/reclip_century/ (August 2011).
 - [7] Suklitsch, M., A. Gobiet, M. Themeßl, H. Truhetz (2011): ReCliS:NG – Next Generation Regional Climate Scenarios for the Greater Alpine Region (poster), International Conference on the Coordinated Regional Downscaling Experiment (CORDEX), Mar 20 – Mar 26 2011, Trieste, Italy, verfügbar unter: <http://www.wegcenter.at/relocim/> (Oktober 2011).
 - [8] Pielke, R. A., Sr. (2002). *Mesoscale Meteorological Modeling*. International Geophysics Series, Vol. 78, 2nd ed., Academic Press, San Diego, California, USA.
 - [9] Rabus, B. et. al (2003): The shuttle radar topography mission - a new class of digital elevation models acquired by space-borne radar, ISPRS J. Photogramm., 57, 241-262.
 - [10] Themeßl M., A. Gobiet, and A. Leuprecht (2011), Empirical-statistical downscaling and error correction of daily precipitation from regional climate models, Int. J. Climatol., 31 (10), 1530–1544, doi: 10.1002/joc.2168.
 - [11] Truhetz, H. und A. Gobiet (2011): Dynamisches Downscaling (oral, in German) – Ergebnispräsentation Windatlas und Windpotentialstudie Österreich, Apr 13, 2011, Austria Trend Hotel Metropol, St. Pölten, Austria.

-
- [12] Uppala, S., P. Kallesberg, A. Hernandez et al. (2004), ERA-40: ECMWF 45-years reanalysis of the global atmosphere and surface conditions 1957–2002, ECMWF News-letter 101, 2-21.
 - [13] Wieringa, J. (1988). Shapes of annual frequency distributions of wind speed observed on high meteorological masts, *Boundary-Layer Meteorology*, Vol. 47 (1), 85-110.
 - [14] Emeis S. (2001), Vertical variation of frequency distributions of wind speed in and above the surface layer observed by sodar, *Meteorologische Zeitschrift*, Vol. 10, No. 2, 141-149.
 - [15] Christensen, J. H., B. Hewitson, A. Busuioc, A. Chen, X. Gao, I. Held, R. Jones, R. Kolli, W.-T. Kwon, R. Laprise, V. M. Rueda, L. Mearns, C. Menéndez, J. Räisänen, A. Rinke, A. Sarr, and P. Whetton (2007). *Regional climate projections*. In: *Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, edited by S. Solomon, D. Qin, M. Manning, Z. Chen, M. Marquis, K. B. Averyt, M. Tignor, and H. L. Miller, Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
 - [16] Truhetz, H. (2010). High resolution wind field modelling over complex topography: analysis and future scenarios (Ph.D. Thesis). *Sci. Rep.* 32-2010, ISBN 978-3-9502940-0-2, Wegener Center Verlag Graz, Austria.
 - [17] Weibull, W. (1951). A statistical distribution function of wide applicability. *ASME Journal of Applied Mechanics*, 293-297.