

EF Nr. 210 334

Schlussbericht November 2001

FACTs

Windberechnungen am Beispiel des Gütsch

ausgearbeitet durch
Johannes Sander, Matteo Buzzi, Stefan Kunz
Meteotest
Fabrikstr. 14, 3014 Bern

Diese Arbeit ist im Auftrag des Bundesamtes für Energiewirtschaft und des Elektrizitätswerkes Ursern entstanden. Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichtes verantwortlich.

Zusammenfassung

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ziele, die im Rahmen des Projektes „FACTs: Framework for Application of CFD Models in Complex Terrain“ erreicht wurden.

Das Projekt „FACTs“ steht im engen Zusammenhang mit dem Projekt „Werkzeug zur Vorhersage der Windenergieproduktion im Gebirge: ‚V³-Toolbox‘ “ (BfE, Projektnr. 35 054, Vertragsnr. 74 806).

Mit der „V³-Toolbox“ wurde eine Anleitung erstellt, anhand der die langjährige Produktion von Energie aus den Windressourcen im gebirgigen Gelände ermittelt werden kann. Mit „FACTs“ wird am konkreten Beispiel einer Windkraftanlage auf dem Gütsch die langjährige zu erwartende Produktion von Windenergie im alpinen Gelände bestimmt.

Damit wird erstmals ein Gesamtkonzept dokumentiert, mit dem die langjährigen Erträge für Windenergieanlagen auch im Gebirge bestimmt werden können.

Das Konzept besteht aus drei Teilen:

1. Im ersten Schritt werden **Windstatistiken** erstellt. In ihnen sind die Windressourcen der letzten 10 Jahre in einer grossräumigen Umgebung um den Gütsch aufgearbeitet.
2. Im zweiten Schritt werden die Windverhältnisse am Standort der Windkraftanlage mit Hilfe eines **CFD-Modells** berechnet. Dabei werden in einer Umgebung von ca. 10 km um die Windkraftanlage die lokalen Winde aus typischen, klimatologischen Verhältnissen berechnet. Als Ergebnis erhält man die Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe an der geplanten Windkraftanlage, sowie weitere Informationen über die Turbulenzverhältnisse und andere wichtige Parameter, die für die langjährige Betriebssicherheit der Windkraftanlage relevant sind.
3. Im dritten Schritt wird die Energieproduktion für einen vorgegebenen Typ einer Windturbine berechnet.

Das Verfahren kann für jedes Gelände durchgeführt werden. Es wurde im alpinen Raum am Beispiel des Gütsch demonstriert. Dies zeigt insbesondere, dass das Verfahren auch für extrem schwierige, topografische und meteorologische Verhältnisse eingesetzt werden kann.

Abstract

This document reports the goals achieved with the project „FACTs: Framework for Application of CFD Models in Complex Terrain“.

The project „FACTs“ is closely related to the project „Werkzeug zur Vorhersage der Windenergieproduktion im Gebirge: ‚V³-Toolbox‘ “ (BfE, Projektnr. 35 054, Vertragsnr. 74 806).

While „V³-Toolbox“ presents a guide for the evaluation of the wind potential in mountainous areas, this report demonstrate its practical usage. For planning the wind power park at Gütsch mountain the long term wind resources will be evaluated.

Therewith „FACTS“ presents a integral concept for the evaluation of power production by wind turbines in mountainous areas.

The concept consists of three parts:

1. In a first step wind statistics are produced. These statistics are based on the wind resources of the last 10 years in an large area around Gütsch mountain.
2. The second step provides the wind conditions at the site of the wind turbine. Therefore a CFD-model will be used to calculate the local wind speed in an area of about 10 km around the wind turbine. Typical climatological conditions serve as input for the CFD-model. The result are wind speed at hub height of the wind turbine and other parameters like turbulence which serve for the long-term operational safety of the wind turbine.
3. The last step is used to calculate the production of energy for a specific wind turbine at the proposed site.

This concept may be used for any area, not only for alpine topography. It has been realised for the Gütsch mountain, which is located in the Swiss central Alps. The application of the concept onto the extreme topographical and meteorological conditions found at Gütsch mountain shows, that the concept may be used for any other site.

Résumé

Dans le rapport ci-présent, les buts sont décrits qui ont été atteints dans le cadre du projet „FACTs: Framework for Application of CFD Models in Complex Terrain“ („environnement-cadre pour l'application de modèles CFD dans du terrain complexe“).

Le projet FACTs est étroitement lié au projet „Werkzeug zur Vorhersage der Windenergieproduktion im Gebirge: ‚V³-Toolbox‘ “ (OFEN, projet no. 35 054, contrat no. 74 806).

Avec la „V³-Toolbox“ („boîte à outils“), il existe un guide pour estimer à long terme la production d'énergie d'une installation éolienne en montagne. Dans le projet FACTs, la productivité d'un site a été estimée à l'aide de ce guide très concrètement pour le Gütsch dans les hautes Alpes.

Pour la première fois il existe donc un concept intégral pour évaluer les revenus énergétiques à long terme pour des installations éoliennes en montagne.

Ce concept est composé de trois parties:

1. Des **statistiques du vent** sont établies dans la première partie. Elles représentent les ressources du vent dans les 10 dernières années dans toute la région autour du Gütsch.
2. Ensuite dans la deuxième partie, la situation du vent au site même est calculé à l'aide d'un **modèle CFD**. Les vents locaux sont modélisés dans un périmètre d'environ 10 km autour du site, à base des conditions climatiques de la région. Les résultats sont d'abord les vitesses du vent au niveau de la nacelle et des informations sur les turbulences, ainsi que d'autres paramètres importants pour assurer à long terme la productivité de l'installation prévue.
3. Enfin dans la troisième partie, la **production d'énergie** est calculée pour un type d'éolienne précis.

Ce procédé peut être emprunté dans n'importe quel terrain. Il a été choisi pour l'exemple du Gütsch dans les Alpes, ce qui prouve notamment ses possibilités dans des conditions topographiques et météorologiques extrêmement difficiles.

Inhaltsverzeichnis

ZUSAMMENFASSUNG	1
ABSTRACT	2
RÉSUMÉ	3
INHALTSVERZEICHNIS	4
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	6
1 AUSGANGSLAGE	7
2 ZIELE DER ARBEIT	8
3 LÖSUNGSWEG	9
4 HAUPTERGEBNISSE	11
5 BERECHNUNG DER ENERGIEPRODUKTION IM GEBIRGE	13
5.1 LANGJÄHRIGE WINDSTATISTIK	13
5.1.1 Einsatzgebiete	13
5.1.2 Modelldetails	14
5.1.3 Windstatistik Europa	16
5.1.4 Windstatistik Alpenraum	18
5.1.5 Vergleich mit Messungen	20
5.2 BERECHNUNG DER WINDVERHÄLTNISSE IN KOMPLEXER TOPOGRAPHIE	27
5.2.1 Modellbeschreibung „MISKAM“	27
5.2.2 Modellergebnisse mit „MISKAM“	28
5.2.3 Modellbeschreibung „CFX“	29
5.2.4 Modellberechnungen mit „CFX“	30
5.3 LANGJÄHRIGES ENERGIEPOTENTIAL	33
5.4 FEHLERQUELLEN	39
6 OFFENE PROBLEME	41
7 LITERATURVERZEICHNIS	42
8 ANHANG: ANALYSE VON MESSUNGEN DER SMA-STATION „GÜTSCH“	43

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Ablaufschema zur Bestimmung des langjährigen Windpotentials einer Windkraftanlage.	9
Abbildung 2: Europäische Windkarte für 1990 – 1999.....	17
Abbildung 3: Windrose über den Zentralalpen.....	18
Abbildung 4: Windkarte der Schweiz für Januar 2001.	18
Abbildung 5: Windpotential der Schweiz für Januar 2001.	19
Abbildung 6: Windrose für Januar und Februar 2001 über dem Gütsch.....	20
Abbildung 7: Windgeschwindigkeit in Basel (Raster 25 km).....	21
Abbildung 8: Windgeschwindigkeit in Basel (Raster 2 km).....	21
Abbildung 9: Windgeschwindigkeit für Neuenburg (Raster 25 km).....	22
Abbildung 10: Windgeschwindigkeit in Neuenburg (Raster 2 km).	22
Abbildung 11: Windgeschwindigkeit am Napf (Raster 25 km).	23
Abbildung 12: Windgeschwindigkeit am Napf (Raster 2 km).	23
Abbildung 13: Windgeschwindigkeit am Chasseral (Raster 25 km).....	24
Abbildung 14: Windgeschwindigkeit am Chasseral (Raster 2 km).....	24
Abbildung 15: Windgeschwindigkeit am Gütsch (Raster 25 km).	25
Abbildung 16: Windgeschwindigkeit am Gütsch (Raster 2 km).	25
Abbildung 17: Berechnete und gemessene Monatsmittel der Windgeschwindigkeit.	26
Abbildung 18: Vertikale Windprofile berechnet mit dem Modell „MISKAM“.	29
Abbildung 19: Vertikales Profil der Windgeschwindigkeit am SMA Mast bei Südwind. Links: bis 150m über Grund. Rechts: bis 1000 m über Grund.	31
Abbildung 20: Vertikale Profile der Windgeschwindigkeit bei Südwind: Links SMA Mast; Rechts: an der Windkraftanlage.....	31
Abbildung 21: Vertikale Profile der Windgeschwindigkeit bei Nordwind. Links: SMA Mast, Rechts: bei der Windkraftanlage.....	32
Abbildung 22: Vertikales Profil der Turbulenz an der Windkraftanlage. Links: bei Südwind, rechts: bei nördlicher Anströmung des Gütsch.	33
Abbildung 23: Leistungskurve einer 850 kW Windkraftanlage.....	37
Abbildung 24: Jahresproduktion an Energie einer 850 kW Windkraftanlage auf dem Gütsch.	38

1 Ausgangslage

Die Produktionsstandorte von Windenergieanlagen erobern mit zunehmender Tendenz den gebirgigen oder sogar alpinen Raum. Das finanzielle Risiko solcher Grossprojekte wird mit Abschätzungen der vorhandenen Windressourcen wesentlich gemindert. Bis heute sind diese Abschätzungen im Gebirge und insbesondere im alpinen Raum nur mit aufwändigen Messkampagnen und empirischen Verfahren möglich. Diese zeigen aber häufig nur unzulänglich Resultate. Das Bundesamt für Energie, BfE, und das EW Ursem haben daher *METEOTEST* aufgefordert, ein neues Verfahren, mit dem die Windverhältnisse im Gebirge zuverlässig berechnet werden können, zur Produktionsreife zu entwickeln und am Standort Gütsch zu verifizieren.

2 Ziele der Arbeit

Die folgenden Ziele sollten mit der Arbeit verfolgt werden:

1. Die Windressourcen der letzten 10 Jahre werden in einer grossräumigen Umgebung um den Gütsch mit einem Wettermodell ermittelt. Die Winde werden auf einem Raster von ca. 7 km aufbereitet. Daraus wird eine Karte mit den langfristig zu erwartenden Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe erstellt.
2. Aus den vorher genannten klimatologischen Verhältnissen werden für die typischen Windverhältnisse in einer kleinen Umgebung um die Windkraftanlage die lokalen Winde mit einem noch anzupassendem, kommerziellem CFD-Programm (Computational Fluid Dynamics) berechnet.
3. Für den Standort Gütsch wird das entwickelte Verfahren angewandt und die langfristig zu erwartende Energieproduktion am geplanten Standort für einen vorgegebenen Typ einer Windturbine berechnet.

3 Lösungsweg

Das Ziele dieser Arbeit ist es, detaillierte Kenntnisse des langjährigen Windpotentials am Standort einer Windkraftanlage zu erhalten. Das folgende Schema zeigt, wie dabei vorgegangen werden sollte.

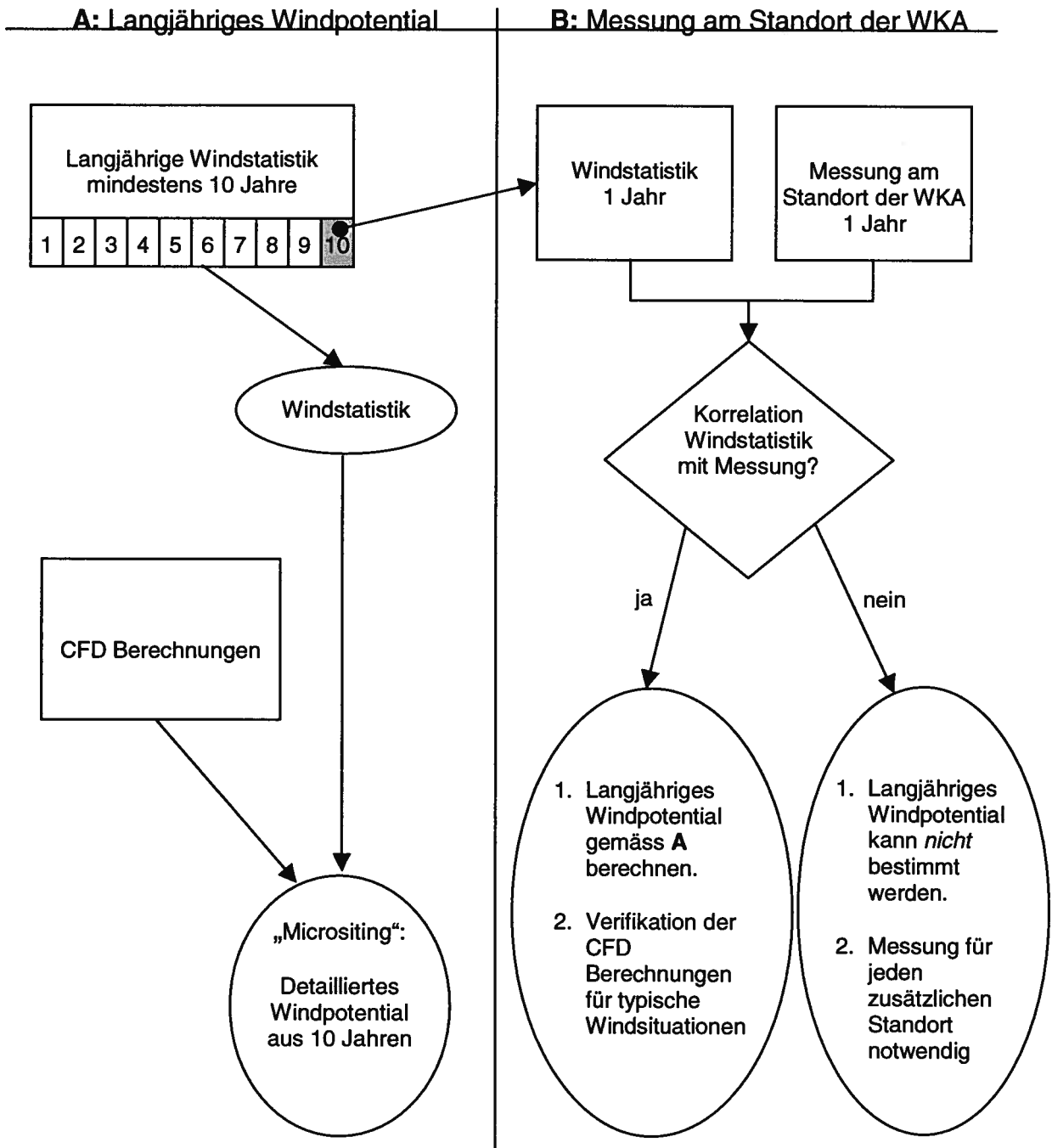


Abbildung 1: Ablaufschema zur Bestimmung des langjährigen Windpotentials einer Windkraftanlage.

Im Projekt FACTs wurde das langjährige Windpotential am Standort des Gütsch gemäss Ablauf **A** berechnet. Dabei sind 3 Schritte notwendig:

1. Es wurde eine Windstatistik ermittelt, die Winddaten aus 10 Jahren enthält. Die Statistik entspricht einer Windrose, in der die Häufigkeiten, Stärken und Richtungen des Windes enthalten sind. Geplant war, die Windstatistik mit Hilfe eines Wetterprognosemodells zu berechnen. Dies hätte es erlaubt, das gesamte Verfahren, wie es in **A** aufgezeigt ist, ausschliesslich mit Berechnungen durchzuführen. Aufgrund von zeitlichen Verzögerungen war dies aber nicht möglich. Stattdessen wurde die Windstatistik aus Windmessungen der SMA-Station „Gütsch“ aus den Jahre 1990 – 2000 ermittelt. Mit dem Wetterprognosemodell wurde die Windrose nur für wenige Monate des Jahres 2001 berechnet. Für diesen kurzen Zeitraum konnten die Berechnungen mit Messungen verglichen werden.
2. Im zweiten Schritt wurden für einige typische Windsituationen am Gütsch eine sehr detaillierte Berechnung der Windverhältnisse mit einem CFD-Modell durchgeführt. Daraus wurde die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe und an der Position der Windkraftanlage berechnet.
3. Im dritten Schritt wurde aus den Häufigkeiten des Windes und den Windgeschwindigkeiten, die mit dem CFD-Modell berechnet wurden, die potentiell zur Verfügung stehende Windenergie in Nabenhöhe an der Windkraftanlage bestimmt.

Um die Gesamtplanung der Windkraftanlage auf dem Gütsch zu gewährleisten, wurden zusätzliche Vorabklärungen ausgeführt. Es wurde ein zweites CFD-Modell eingesetzt um die Windverhältnisse in einem Umkreis von wenigen 100 m um die Windkraftanlage im Voraus abzuschätzen. Zudem wurden die Messungen aus der SMA-Station „Gütsch“ genutzt, um eine grobe Vorabschätzung der zu erwartenden Energieproduktion an der Windkraftanlage bereit zu stellen.

4 Hauptergebnisse

Die Berechnung des langjährigen Windpotentials einer Windkraftanlage geschieht in drei Schritten:

1. Bereitstellen einer langjährigen Windstatistik
2. Bestimmung der Windverhältnisse in Nabenhöhe an der Position der Windkraftanlage
3. Berechnung des Windpotentials aus der Windstatistik und den Windverhältnissen in Nabenhöhe.

Die Berechnung einer **Windstatistik** für den Gütsch wird mit dem Wetterprognosemodell „ETA“ durchgeführt. Ein Wettermodell erfasst nicht einen einzigen Punkt, sondern berechnet flächendeckend die Windverhältnisse. Die berechnete Windstatistik kann daher für einen grossen Raum genutzt werden.

Die mittleren Windgeschwindigkeiten, die in der Windstatistik enthalten sind, können in **Windkarten** dargestellt werden. In **Windrosen** wird die Häufigkeit der Windgeschwindigkeiten in Windklassen von jeweils 1 m/s Breite nach Windrichtung dargestellt.

Zunächst wurde für ganz Europa die Windverhältnisse der Jahre 1990 – 1999 auf einem groben Raster von ca. 25 km ($1/4^\circ$ Breite und Länge) berechnet. Damit wird die grossräumige Wettersituation vollständig erfasst. Geplant war, dass gleichzeitig die Winde für den Raum um den Gütsch mit einem Raster von 7 km berechnet werden sollten.

Aus den Erfahrungen von Wetterprognosen wurde jedoch klar, dass für den Alpenraum ein wesentlich feineres Raster notwendig ist, um die Windverhältnisse in den engen Tälern zu erfassen. Für den Raum um den Gütsch musste ein Raster von ca. 2 km bzw. $1/50^\circ$ genutzt werden. Dies bedingt aber, dass ein wesentlich komplizierteres Wetterprognosemodell eingesetzt wird, das erheblich mehr Rechenzeit beansprucht. Aus diesem Grunde konnte für den Alpenraum und insbesondere für den Gütsch die Windstatistik nur für wenige Monate im Jahr 2001 berechnet werden.

Es werden die Berechnungen der Windstatistiken für Europa und den Alpenraum dargestellt. Für beide konnten Vergleiche mit den Messungen aus dem schweizerischen Messnetz durchgeführt werden. Die Vergleiche zeigen, dass die Grösse des Raster, mit der die Topografie dargestellt wird, für die Qualität von Windkarten eine wichtige Rolle spielt. Je feiner das Raster, desto detaillierter werden die Windkarten. Lokale Effekte, die für eine einzelne Windkraftanlage bekannt sein müssen, können nur mit einem genügend feinem Raster berechnet werden.

In steiler Topografie, die im alpinen Raum normalerweise anzutreffen ist, muss für die Begutachtung der Windverhältnisse an Windkraftanlagen ein komplexes Strömungsmodell (**CFD-Modell**) eingesetzt werden. Messungen alleine können nur unmittelbar am Messpunkt genutzt werden, da sich die Windverhältnisse schon wenige Meter vom Messpunkt weg stark ändern können. Insbesondere kann man im Gebirge nicht von einem einzigen Messpunkt auf das gesamte vertikale Profil der Windgeschwindigkeit schliessen.

Für den Gütsch wurden zwei Modelle genutzt. Mit dem Modell „MISKAM“ wurde versucht die Windverhältnisse um die Kuppe des Gütsch zu berechnen. Dies ist nicht ausreichend. Die Winde werden durch die komplizierte Topografie im Unkreis von ca. 20 km um den Gütsch sehr stark kanalisiert. Es wurde daher mit dem CFD-Modell CFX-4, AEA Technology, der Wind in einem Gebiet von ca. 20 km x 20 km um den Gütsch berechnet. Das Gelände um den Gütsch wird mit einem Raster zwischen 5 m - 100 m auf Grundlage der digitalen Karten der Landestopografie dargestellt. Zusätzlich wird die Bodennutzung bereitgestellt. Das CFD-Modell berechnet die Winde über der gegebenen Topografie aus Winden, die an den Rändern des Untersuchungsgebietes vorgegeben werden. Insgesamt wurden 24 Windsituationen betrachtet und die Windgeschwindigkeit, sowie die Windrichtung in Nabenhöhe am Standort der Windkraftanlage gespeichert.

Beim Gütsch treten topografische Effekte vor allem bei südlichen Anströmungen auf. Dabei entsteht ein starker „speed-up“, der das vertikale Profil der Windgeschwindigkeit auf dem Gütsch stark beeinflusst. Bei Nordwind sind topografische Effekte bis in Höhen von 100 m kaum merkbar.

Die Abschätzung der jährlich produzierten **Windenergie** für eine Windkraftanlage mit 850 kW maximaler Leistung wurde mit Ergebnissen aus Messungen und Rechnungen durchgeführt. Dabei wurde aus der langjährigen Messreihe, die für den Mast der SMA vorhanden ist, die Häufigkeitsverteilung der Winde bestimmt. Aus den Rechnungen mit dem CFD-Modell wurden die tatsächlichen Geschwindigkeiten an der Windkraftanlage berechnet. Die zu erwartende Windenergie aus einer 850 kW Anlage ergibt sich dann als Kombination aus Messung und Rechnung.

Für einen Standort auf dem Gütsch wurde eine mittlere Jahresproduktion von 1368 MWh für eine Windkraftanlage mit 850 kW maximaler Leistung berechnet. (Dies entspricht 1610 Volllaststunden der Anlage oder einer Auslastung von 18%.) Dabei wurde angenommen, dass die Anlage bestmöglich ausgelastet ist und keine Verluste in der Anlage auftreten.

5 Berechnung der Energieproduktion im Gebirge

Im folgenden werden zunächst die Berechnung einer Windstatistik erläutert, anschliessend die Ergebnisse aus den CFD-Rechnungen dargestellt und abschliessend die Berechnung der Energieproduktion für eine typische Anlage mit 850 kW maximaler Leistung durchgeführt.

5.1 Langjährige Windstatistik

5.1.1 Einsatzgebiete

Für der Planung von Windkraftanlagen wird, als eine der wichtigsten Grundlagen, eine langjährige Windstatistik genutzt, die die Windgeschwindigkeit, die zugehörige Windrichtung, sowie deren Häufigkeiten, an einem ausgewählten Standort beinhaltet. Mit Kenntnis der Windverhältnisse kann dann der potentielle Energieertrag einer Windkraftanlage berechnet werden.

In der Vergangenheit wurden die langjährigen Winde von nationalen meteorologischen Instituten gemessen und die Messdaten konnten gekauft werden. Fast immer werden die Messungen an Orten erhoben, die weit von der Windanlage entfernt sind. Daher führte man in unmittelbarer Umgebung der geplanten Windkraftanlage kurzfristige, meist einjährige oder halbjährige Messungen durch und konnte anhand von Schätzmethoden (MCP: measure correlate predict) mit Hilfe der nationalen Messnetze den langjährig zu erwartenden Windertrag bestimmen.

Mit Wettermodellen, wie sie routinemässig für die Prognose des Wetters eingesetzt werden, lassen sich die Windverhältnisse aber auch für die Vergangenheit berechnen. Berechnet man die Wetterverhältnisse der Vergangenheit, gewinnt man langjährige Winddaten, ähnlich denen der nationalen Messnetze. Der Vorteil liegt darin, dass die Berechnungen auch für die Gebiete unmittelbar bei den geplanten Windkraftanlagen durchgeführt werden. Damit steht ein künstliches „Mess“-netz zur Verfügung, dass wesentlich dichter ist als jedes andere Messnetz.

Windstatistiken lassen sich auch für Länder herstellen, in denen keine langjährigen Messungen durchgeführt werden. Dies ist insbesondere für den Einsatz in industriellen Schwellenländern oder Entwicklungsländern von grosser Bedeutung.

Ein anderes Einsatzgebiet sind Länder, die zwar ein nationales Wetternetz besitzen, das aber aufgrund von politischen Wirren oder finanziellen Nöten nicht ausreichend gewartet werden kann oder wo die Messungen aus anderen Gründen keine ausreichende Qualität aufweisen.

Mangelnden Qualität oder mangelnden Homogenität der Messdaten ist bei Winddaten, die aus Wetterprognosemodellen berechnet werden nicht vorhanden.

Dennoch, berechnete Windstatistiken sollten Messungen vor Ort nicht ersetzen. Wie jede andere Wetterprognose, unterliegen die notwendigen Berechnungen systematischen Fehlereinflüssen. Diese müssen auf ein minimales Niveau gesenkt werden, damit die Zuverlässigkeit einer Windstatistik offensichtlich wird.

Aus diesem Grunde müssen die Berechnungen von Windstatistiken folgende Mindestmerkmale aufweisen:

1. Die Modelle, mit denen die Winddaten berechnet werden, müssen wissenschaftlich publiziert und validiert sein, damit ein möglichst grosses Fachwissen gewährleistet ist.
2. Die berechneten Winddaten sollten an einzelnen, ausgewählten Orten mit vorhandenen Messungen aus den nationalen Messnetzen verglichen werden.

5.1.2 Modelldetails

Das zur Erstellung der Windstatistiken verwendete Wetterprognosemodell „ETA“ ist ein meso-skaliges Prognosemodell, dass vom NCEP (National Centers for Environmental Prediction, USA) zur freien Verfügung gestellt wird. Das Modell ist in der Lage, auf einem PC Wetterprognosen zu berechnen. Die Wetterprognosen werden auf einem Raster berechnet, das zwischen 1 km – 100 km breit sein kann. Für jede Rasterzelle werden verschiedene meteorologische Werte berechnet: Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Temperatur, Druck, Feuchte, Regen und Anderes. Ist ein feines Raster von weniger als 5 km gewünscht, muss die sogenannte nicht-hydrostatische, meso-skalige Variante des Prognosemodells eingesetzt werden. Das ETA Modell ist in beiden Versionen frei erhältlich.

Eine Anleitung zur Nutzung des ETA-Modells, sowie der Zugang zum Programm und zu ausführlichen Informationen über das Programm, ist über das Internet verfügbar. Vom NCEP wird eine Internetseite für das ETA-Modell betrieben. Dort ist auch beschrieben, wo und wie man alle notwendigen Eingabedaten, wie Topographie, Temperatur, Feuchte, Meerestemperatur, Schneebedeckung etc. beschaffen kann, die für eine tägliche Prognoserechnung notwendig sind.

Die Adresse der Internetseite lautet:

http://sgi62.wwb.noaa.gov:8080/wrkstn_eta/.

Für die Berechnung einer Prognose muss der Nutzer des ETA-Programms Temperatur, Feuchte, Geopotential und Windgeschwindigkeiten

bereitstellen. Um den Wind und das Wetter der Vergangenheit nachzurechnen, wurden hierfür speziell vorbereitete meteorologische Daten des NCAR benutzt. Diese Daten beinhalten meteorologische Beobachtungen der WMO (World Meteorological Organisation). Die Beobachtungen wurden mit einem speziellen Wetterprognosemodell durch das NCAR auf eine homogene Qualität gebracht. Damit wurden Re-analyses Daten produziert, die Wetterdaten global zur Verfügung stellen. Diese Re-analyses Daten besitzen eine hervorragende Qualität und sind, da sie mit einem einzigen Modell berechnet wurden, sehr homogen. Aufgrund der erzielten Qualität dienen Re-analyses Daten in erster Linie der Forschung und zu Klimastudien.

Re-analyses Daten des NCAR stehen über das Internet zur freien Verfügung. Die Daten decken die gesamte Erde in einem Raster von 2,5 Grad ab. Sie sind seit 1948 für jeden Tag in einem 6-Stunden Intervall erhältlich.

Der Zugang zu den Daten, sowie eine ausführliche Dokumentation findet man in der Internetseite

<http://www.cdc.noaa.gov/cdc/reanalysis/>.

Um Windkarten zu berechnen wird das ETA-Modell mit den Re-analyses Daten für einen täglichen Re-cast („Nachhersage“) betrieben. Der Re-cast beginnt um 18 Uhr des Vortages. Bis 0:00 Uhr wird das Modell ohne Analyse des Windes gestartet. Ab 0:00 Uhr werden die Windfelder analysiert und in Klassen der Windrichtung und der Windgeschwindigkeit eingeteilt. Der Re-cast endet um 24:00 Uhr des selben Tages. Danach beginnt der Re-cast des nächsten Tages, wiederum um 18:00 Uhr des Vortages. Für die Berechnung der Winde eines Tages muss das Modell also 30 Stunden überdecken.

Eine Windstatistik sollte die statistische Verteilung des Windes aus mindestens 10 Jahren enthalten, damit möglichst viele klimatologischen Phänomene in die Statistik einfließen können. Um eine Windstatistik von 10 Jahren zu erstellen, muss das Modell für jeden einzelnen Tag aus diese Zeit das Wetter berechnen. Der wesentliche Nachteil dieser Methode ist der erhebliche Rechenaufwand. Mit den heute verfügbaren Rechnern benötigt man ca. 6 Monate Rechenzeit, um eine Windkarte mit einem Raster von 25 km für ganz Europa zu erstellen.

Ein anderes Vorgehen ist es, nur ausgewählte Tage zu berücksichtigen. Zwar kann man damit erheblich Rechenzeit einsparen, allerdings garantiert dieses Vorgehen nicht, dass alle relevanten Windereignisse für die Windanalyse berücksichtigt werden. Dieses Verfahren ist insbesondere dort problematisch, wo verschiedene Windregimes innerhalb des Rechengebietes auftreten oder wenn extreme Wetterereignisse wie z. B. starke Stürme auftreten, die oftmals nur einen Tag andauern.

Windstatistiken, die für die Abschätzung des Energiepotentials von Windkraftanlagen eingesetzt werden, sollten extreme Windereignisse vollständig erfassen. Die Windstatistiken sollten zudem die Winde aus mindestens 10 Jahren berücksichtigen. Je grösser die Datenbasis einer Statistik ist, desto besser werden die Schätzungen des nutzbaren Windpotentials. Darüber hinaus kann das Risiko von Sturmschäden bis hin zum Totalausfall einer Windkraftanlage aus einer Böenhäufigkeit abgeschätzt werden.

5.1.3 Windstatistik Europa

Mit dem Wetterprognosemodell ETA wurden für die Jahre 1990 – 1999 die Winde in ganz Europa berechnet. Das Wettermodell ETA wurde an verschiedenen Universitäten entwickelt und wird für wissenschaftliche Zwecke und für routinemässige Wetterprognosen weltweit eingesetzt. Das Modell ist vielfach in wissenschaftlichen Publikationen beschrieben und getestet worden.

Für die Berechnung der Windstatistik werden vorhandene Wetterdaten genutzt, die speziell für die Nutzung von Wetterprognosemodellen vom NCAR/NCEP (National Center for Atmospheric Research, Boulder, USA) aufbereitet wurden. Diese sog. Re-analyses Daten umfassen mehr als 30 Jahre und sind für jeden Ort auf der Welt verfügbar. Sie dienen als Eingabedaten für das Wetterprognosemodell. Da die Re-analyses Daten nur auf einem Raster von ca. 250 km zur Verfügung stehen, wird mit dem Wetterprognosemodell ein „down-scaling“ durchgeführt. Damit können für einen beliebigen Zeitraum in einem beliebigen Gebiet der Erde die Winddaten auf einem Raster von wenigen Kilometern berechnet werden.

Die Abbildung 2 zeigt die berechneten Windgeschwindigkeiten in einer Höhe von 50 m über Grund für ganz Europa während den Jahren 1990 - 1999. Das Raster der Daten beträgt ca. 25 km. Diese Karte wurde mit dem Wetterprognosemodell „ETA“ berechnet. Die Farbskala gibt die Windgeschwindigkeit in m/s an.

Die Windkarte wurde mit 2 PC's berechnet, die mit den schnellsten Prozessoren bestückt sind, die zur Zeit verfügbar sind. Der Rechenaufwand beträgt fast 3 Monate.

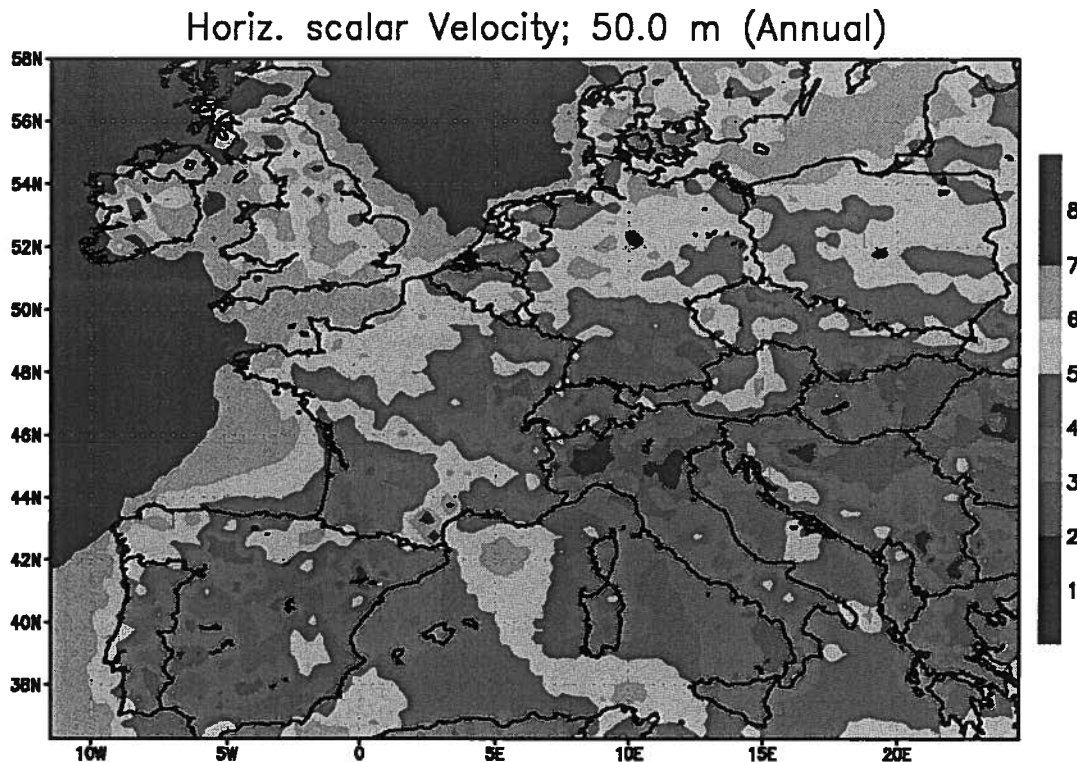


Abbildung 2: Europäische Windkarte für 1990 – 1999.

Für jedes Rastergebiet stehen die Windrose und die statistische Verteilung der Windgeschwindigkeit (Weibull Parameter) zur Verfügung. Abbildung 3 zeigt eine Windrose in 50 m über Grund. Die Windrose gibt die mittlere jährliche Windverteilung über einem Gebiet von 25 km x 25 km über den zentralen Alpen am Gütsch an. Aufgrund des grossen Rasters, in dem sich die topografischen Verhältnisse nur grob widerspiegelt, kann der Wind nur in den Gebirgszügen kanalisiert werden, die mindestens 25 km breit sind. Daher ist in diesem groben Raster auch keine Windrose zu erwarten, die der Kanalisierung des Windes in den engen Tälern der Alpen gerecht wird. Diese Windkarte und die Windrosen sind daher geeignet um eine Vorauswahl von Standorten zu treffen. Die Karten sind mit dem europäischen Windatlas vergleichbar, der für erste planerische Zwecke hervorragendes Datenmaterial liefert. Im Vergleich zum europäischen Windatlas zeigt die Karte die Windverhältnisse aber wesentlich detaillierter.

Velocity rose at Lat= 46.75/Lon =8.5 (Annual; 50.0)

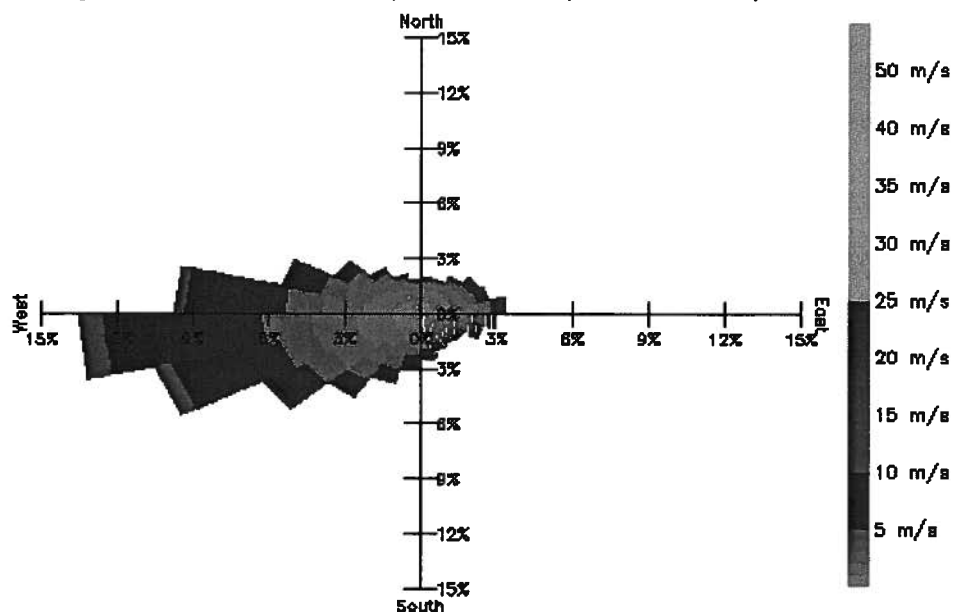


Abbildung 3: Windrose über den Zentralalpen.

5.1.4 Windstatistik Alpenraum

In einem zweiten Schritt wurde für das Jahr 2001 eine Karte für den Schweizer Alpenraum erstellt, mit einem sehr feinen Raster von etwa 2 km. Abbildung 4 zeigt die Windgeschwindigkeit in 50 m über Grund für Januar 2001. Die Farbskala gibt die Windgeschwindigkeit in m/s an.

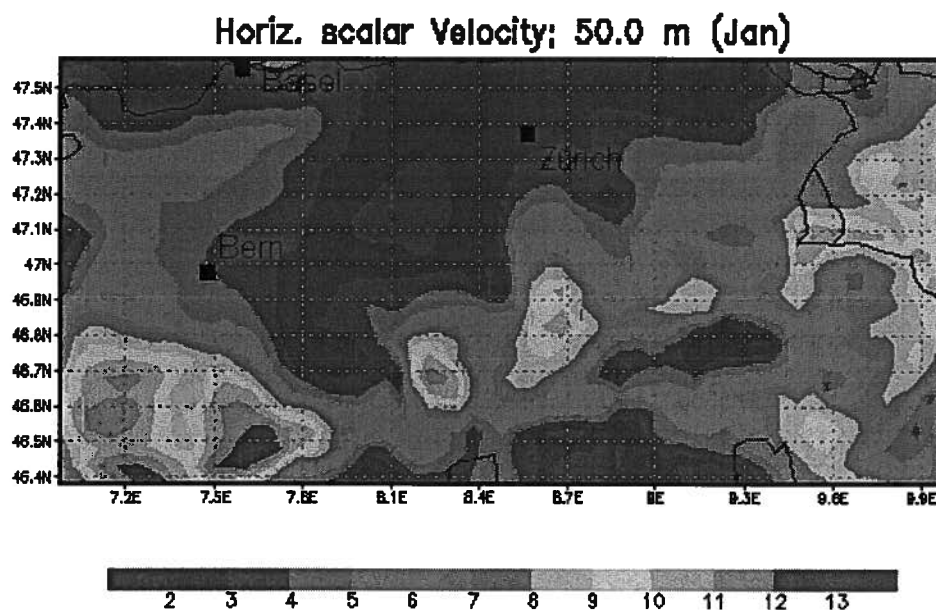


Abbildung 4: Windkarte der Schweiz für Januar 2001.

Gleichzeitig wurde die zur Verfügung stehende Windenergie berechnet. Dazu muss neben der Windgeschwindigkeit auch die Dichte der Luft mitberücksichtigt werden. Abbildung 5 zeigt das Windpotential der Schweiz für Januar 2001 in 50 m Höhe über Grund. Die Farbskala gibt das Windpotential in W/m^2 an.

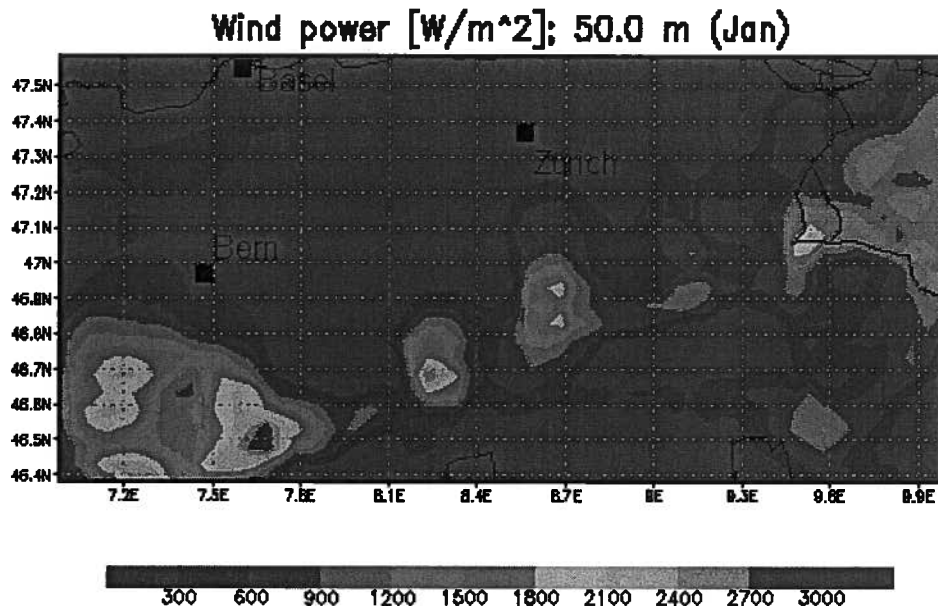


Abbildung 5: Windpotential der Schweiz für Januar 2001.

Aus der Windkarte und der Karte des Windpotentials wird deutlich, dass für die Planung von Windkraftanlagen im alpinen Raum die Windgeschwindigkeit nicht ausreicht, sondern dass eine Karte des Windpotentials ein wesentlich bessere Grundlage für die planerische Sicherheit gibt.

Für den Gütsch wurde für Januar und Februar 2001 je eine Windrose berechnet, die in Abbildung 6 dargestellt sind. Die Windrosen überdecken ein Gebiet von etwa 2 km x 2 km und zeigen die Windverhältnisse in einer Höhe von 700 mbar (ca. 2950 m. ü. M.). Deutlich wird nun die Kanalisierung der Windrichtung sichtbar, wie man sie aufgrund der Nord-Süd Ausrichtung der Täler am Gütsch erwarten würde.

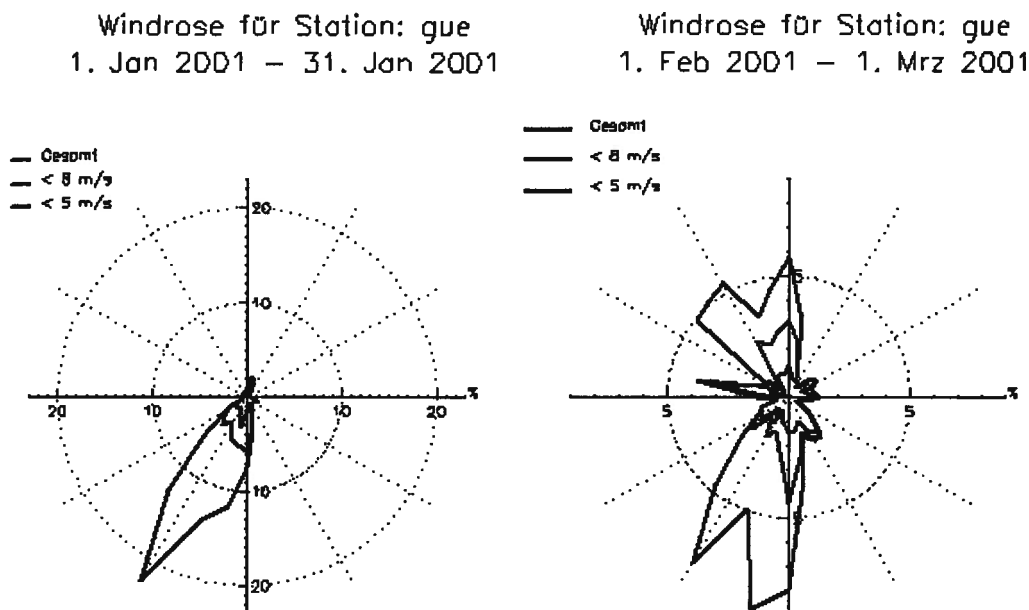


Abbildung 6: Windrose für Januar und Februar 2001 über dem Gütsch.

5.1.5 Vergleich mit Messungen

Im folgenden werden einzelne Stationen der Windkarte mit Messungen aus dem schweizerischen A-Netz der Meteo Schweiz verglichen. Der Vergleich wurde für das Jahr 2001 durchgeführt. Im groben Raster von 25 km wurde die mittlere Windgeschwindigkeit zwischen 11 Uhr bis 13 Uhr mit den Messdaten verglichen. Im Raster von 2 km wurden der Tagesgang der Windgeschwindigkeit an den Stationen des A-Netzes erfasst.

Ausgewählt wurden 5 Orte, die verschiedenen Einflüssen unterliegen:

1. Basel (316 m. ü. M.): Flaches Gelände. Die Winde um Basel sind durch die grossräumige Topografie des Rheingrabens und des Schwarzwaldes kanalisiert.
2. Neuenburg (485 m. ü. M.): Vorland zum Mittelgebirge. Die Winde um Neuenburg sind durch die angrenzenden Jurahügel geprägt.
3. Napf (1406 m. ü. M.): Höhenlage in einem Mittelgebirge. Die Winde um den Napf werden durch die umgebenden Hügelketten des Emmental geleitet. Dessen Einfluss ist auch noch auf dem Napf mässig spürbar.
4. Chasseral (1599 m. ü. M.): Ausgeprägte Höhenlage. Winde auf dem Chasseral unterliegen kaum noch den umgebenden Gebirgsketten, sondern werden der freien Atmosphäre zugerechnet.

5. Gütsch (2287 m. ü. M.): Extreme topografische Verhältnisse des Hochgebirges, die Winde werden durch ein enges Tal stark kanalisiert.

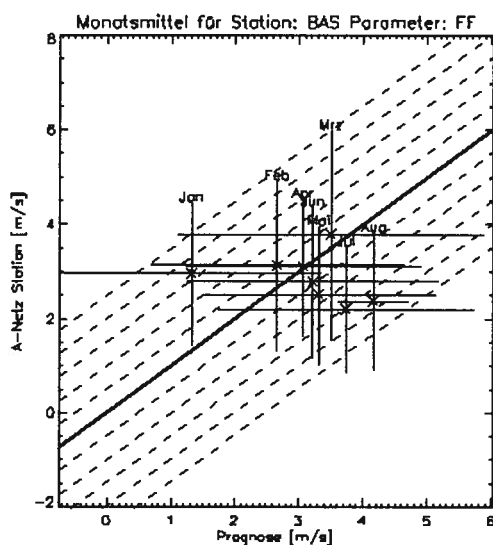


Abbildung 7: Windgeschwindigkeit in Basel (Raster 25 km).

Abbildung 7 zeigt die Windgeschwindigkeit in Basel für Januar – August 2001. Es werden die Messwerte aus dem A-Netz (vertikale Achse) mit den berechneten Werten aus der Windkarte (horizontale Achse) verglichen. Die Windkarte hat ein Raster von 25 km x 25 km. Monatsmittel sind mit einem „x“ gekennzeichnet. Die senkrechten und wagrechten Balken zeigen die Standardabweichung der gemessenen und berechneten Daten. Innerhalb einer Standardabweichung liegen mehr als 66 % aller Werte eines Monats. Liegen die Werte auf der Diagonalen (fette Linie), dann stimmen die berechneten Werte mit den gemessenen Werten überein. Die gestrichelten Linien zeigen eine Abweichung von jeweils 0.5 m/s.

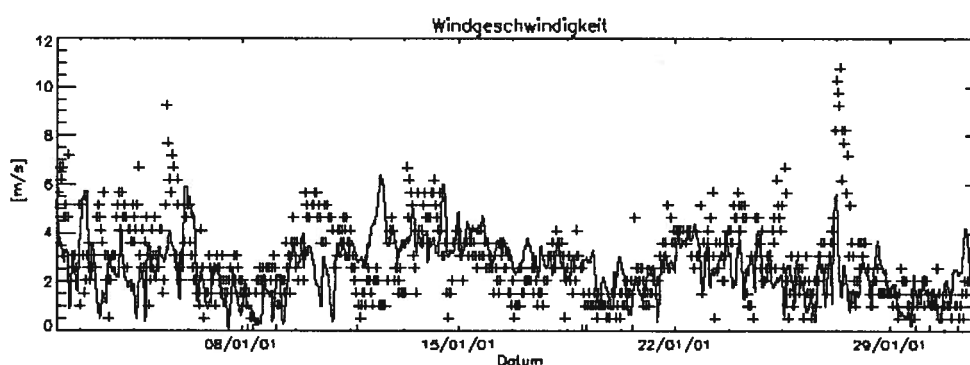


Abbildung 8: Windgeschwindigkeit in Basel (Raster 2 km).

In Abbildung 8 ist der Verlauf der Windgeschwindigkeit für Januar 2001 in Basel dargestellt. Die Kreuze markieren Stundenmittelwerte aus den Messungen der SMA, die durchgezogene Linie zeigt die berechneten Windgeschwindigkeiten. Im Monatsmittel wurde eine Windgeschwindigkeit

von 2.9 m/s durch die SMA gemessen, berechnet wurde eine Geschwindigkeit von 2.6 m/s. Die Differenz von 0.3 m/s zwischen dem gemessenen und dem berechneten Wert kann verschiedene Ursachen haben. Zum einen könnten lokale Hindernisse oder kleinräumige Hügel, die nicht im Raster von 2 km x 2 km erfasst wurden die Windgeschwindigkeit beeinflussen. Zum anderen könnten sowohl messtechnische Probleme oder die Qualität des Wettermodells die Unterschiede hervorrufen.

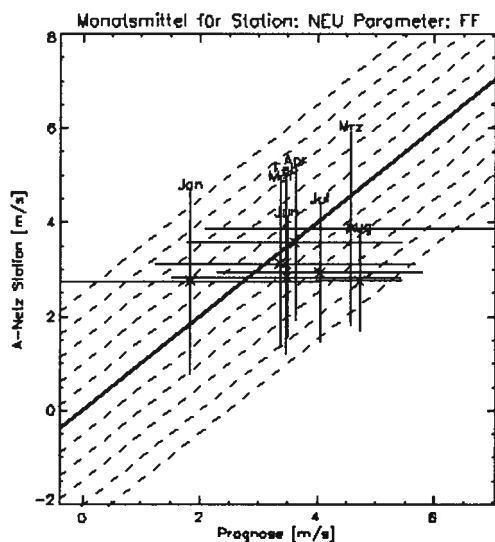


Abbildung 9: Windgeschwindigkeit für Neuenburg (Raster 25 km).

In Abbildung 9 sind für Neuenburg die Windgeschwindigkeiten aus den Messungen der SMA mit den berechneten Werten aus einem Raster der Windkarte von 25 km verglichen.

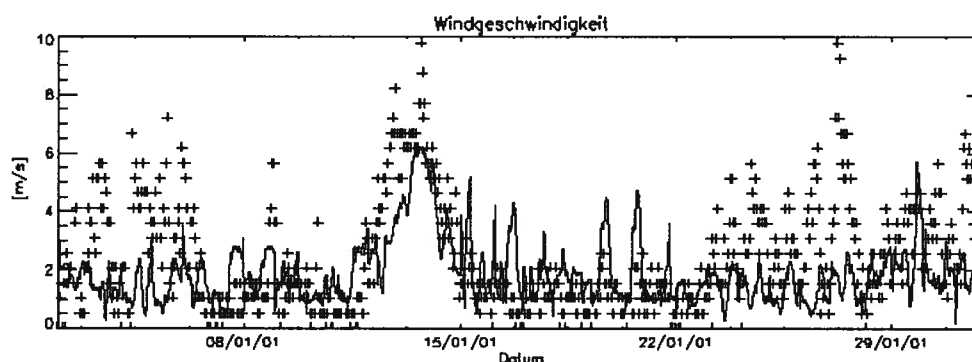


Abbildung 10: Windgeschwindigkeit in Neuenburg (Raster 2 km).

Abbildung 10 zeigt die berechnete Windgeschwindigkeit für Neuenburg in einem Intervall von ca. 7 Sekunden. Das Raster beträgt 2 km x 2 km. Die Kreuze sind Stundenwerte, die an der A-Netz Station der SMA gemessen

wurden. Im Monatsmittel wurde eine Windgeschwindigkeit von 2.3 m/s gemessen und 1.9 m/s berechnet.

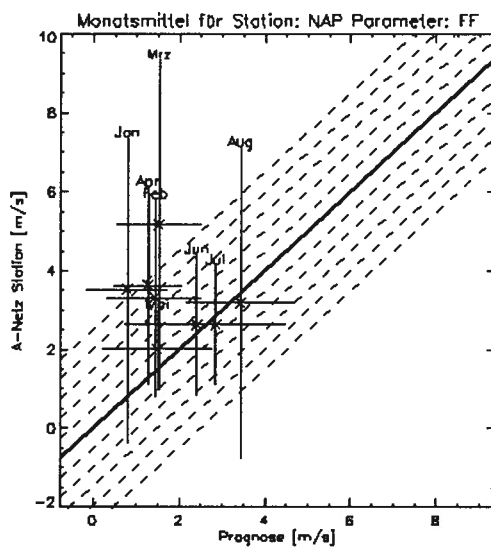


Abbildung 11: Windgeschwindigkeit am Napf (Raster 25 km).

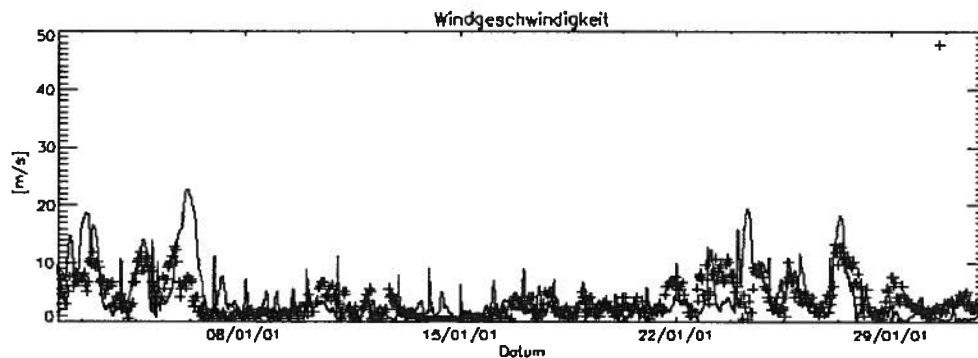


Abbildung 12: Windgeschwindigkeit am Napf (Raster 2 km).

Die Messung zeigt am Ende des Monats einen Stundenwert von fast 50 m/s. Dieser Wert ist nicht glaubwürdig. Im Monatsmittel wurde auf dem Napf eine Windgeschwindigkeit von 3.6 m/s gemessen und 3.3 m/s berechnet.

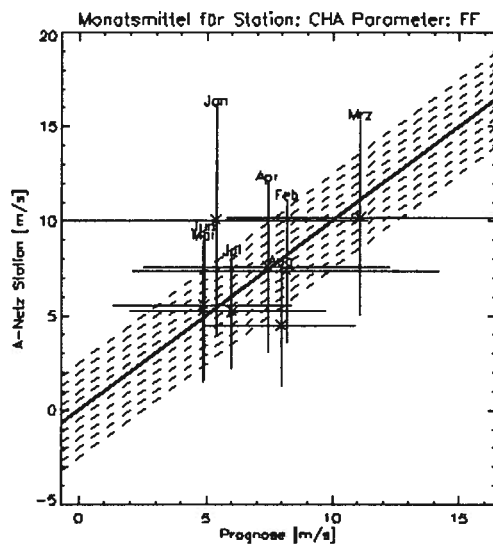


Abbildung 13: Windgeschwindigkeit am Chasseral (Raster 25 km).

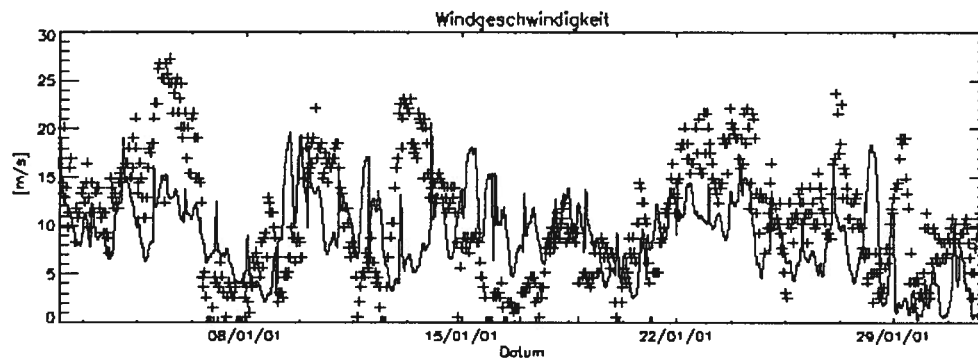


Abbildung 14: Windgeschwindigkeit am Chasseral (Raster 2 km).

Auf dem Chasseral wurde im Januar 2001 ein Monatsmittel von 10.8 m/s gemessen, berechnet wurde ein Wert von 8.7 m/s. Diese Differenz muss zu einem grossen Teil auf die Position des Messsensors zurückgeführt werden. Das Messgerät wurde unmittelbar vor einem Sendemast installiert. Daher muss man davon ausgehen, dass der Windschatten des Mastes die Messung stark verändert. Dabei kann sowohl weniger Wind gemessen werden (Windschatten) oder aber, aufgrund von Wirbelaktivität, auch stärkere Winde an der Messeinrichtung auftreten, die ohne den Sendemast nicht vorhanden wären.

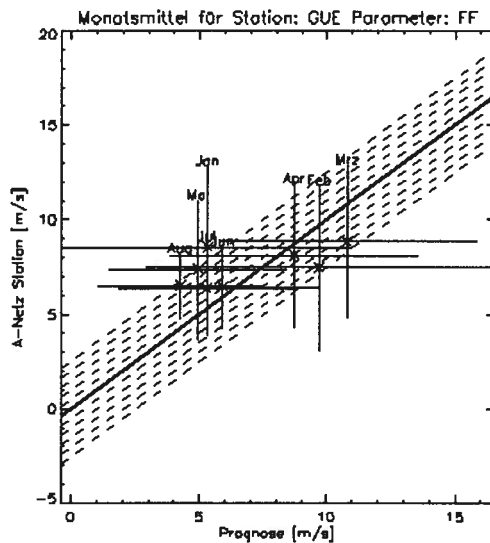


Abbildung 15: Windgeschwindigkeit am Gütsch (Raster 25 km).

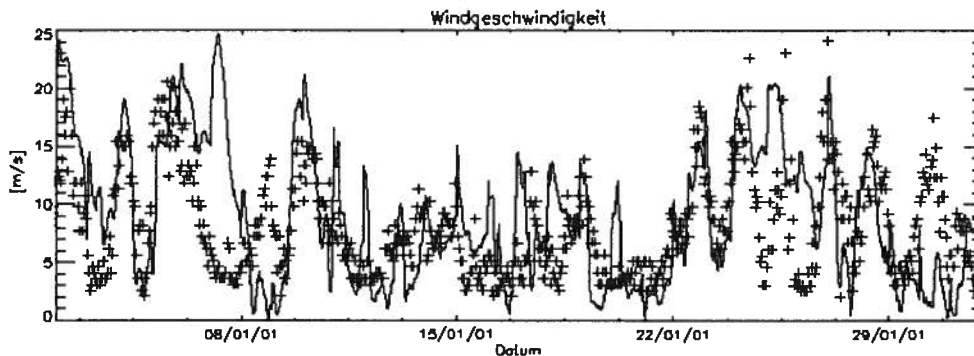


Abbildung 16: Windgeschwindigkeit am Gütsch (Raster 2 km).

In der folgenden Tabelle sind die Messungen und Berechnungen für Monatsmittelwerte im Januar und Februar 2001 zusammengefasst. Die Abweichungen zwischen den Messwerten und den Berechnungen betragen an den Stationen in wenig komplexer Topografie bis zu 0.5 m/s und in der alpinen Lagen des Gütsch ist ein Unterschied von 1 m/s festzustellen. Am Chasseral ist hingegen ein Unterschied von fast 2 m/s zu beobachten, der aber auf eine unzulängliche Messreihe zurückgeführt werden kann.

Unklar bleibt, ob die Unterschiede der Windgeschwindigkeit in Messfehlern bei den SMA-Stationen, oder in der ungenauen Berechnung mit dem Wettermodell zu begründen sind.

Monatsmittel der Windgeschwindigkeit in 2001 [m/s]										
SMA: Messung an SMA-Station MT: Berechnung										
	Basel		Neuenburg		Napf		Chasseral		Gütsch	
	SMA	MT	SMA	MT	SMA	MT	SMA	MT	SMA	MT
Januar	2.9	2.6	2.3	1.9	3.6	3.3	10.8	8.7	8.1	9.1
Februar	2.7	2.1	2.8	2.3	3.9	3.9	9.5	8.2	8.5	8.9

Abbildung 17: Berechnete und gemessene Monatsmittel der Windgeschwindigkeit.

Der Vergleich von Messdaten aus dem Messnetz der SMA mit den berechneten Windgeschwindigkeiten zeigt, dass ein numerisches Wettermodell in der Lage ist, Windkarten mit ausreichender Genauigkeit zu berechnen. Bei genügend feinem Raster stimmen die gemessenen Werte mit den berechneten Werten auf 0.5 m/s überein.

5.2 Berechnung der Windverhältnisse in komplexer Topographie

In den Zwischenberichten (*METEOTEST 2000: Zwischenbericht FACTs; METEOTEST 2000: Zwischenbericht V³-Toolbox*) wurde festgestellt, dass einfache Modelle wie WASP bereits in einer Mittelgebirgstopografie, wie die des Jura, keine verlässlichen Resultate berechnen können. Der Grund liegt in der vereinfachten Physik, die diesen Rechenmodellen zugrunde liegen. In komplexer Topografie sind die physikalischen Bedingungen noch schwieriger. Daher muss ein Rechenmodell auch auf besseren physikalischen Grundlagen beruhen. Dieses wird von vielen kommerziellen CFD-Modellen geboten. Leider ist damit ein wesentlich höherer Rechenaufwand verbunden. Zudem ist die Bedienung der CFD-Modelle nur durch Experten möglich.

Im Projekt FACTs wurden zwei unterschiedliche CFD-Modelle benutzt, um die Windströmungen über den Gütsch zu berechnen.

Zum einen wurde das Modell „MISKAM“ eingesetzt. Das numerische Modell „MISKAM“ wurde am Institut für Physik der Atmosphäre der Universität Mainz entwickelt. Es ist ein Strömungsmodell, das für die kleinräumige Prognose der Windverteilungen in Stadtgebieten eingesetzt wird. Die Berechnungen mit „MISKAM“ wurden von *METEOTEST* durchgeführt.

Als zweites Modell wurde vom CSCS¹ (Swiss Center for Scientific Computing der ETH Zürich) ein wesentlich komplizierteres CFD-Modell eingesetzt. Das CSCS verfügt über das kommerzielle CFD-Modell „CFX-4“. Mit diesem Modell konnte das CSCS die Winde in der Umgebung des Gütsch sehr detailliert berechnen. Alle Rechnungen mit „CFX-4“ wurden von der Gruppe „Industrial Collaborations“ des CSCS durchgeführt.

5.2.1 Modellbeschreibung „MISKAM“

„MISKAM“ ist ein dreidimensionales, nicht-hydrostatisches Strömungsmodell. Es ermöglicht die explizite Behandlung der Topographie in Form von rechtwinkligen Blockstrukturen. Bei der Berechnung von Windfeldern können die Effekte bei unterschiedlicher Bodenbeschaffenheit über Rauigkeitslänge berücksichtigt werden. Dies erfolgt durch eine Klassifizierung in 6 Rauigkeitsklassen von 1 cm, 5 cm, 10 cm, 25 cm, 50 cm und 100 cm. Als weitere Grösse kann die thermische Schichtung berücksichtigt werden. Sie wird als konstant betrachtet und mit dem vertikalen Gradienten der potentiellen Temperatur vorgegeben. Der Einfluss der thermischen

¹ Centro Svizzero di Calcolo Scientifico - Swiss Center for Scientific Computing (CSCS)
Galleria 2, Via Cantonale, CH-6928 Manno, Tel.: ++41-(0)91- 610 8211; e-mail:
info@cscs.ch; Internet: <http://www.cscs.ch>

Schichtung besteht in einer Reduktion des turbulenten Austausches bei stabilen, sowie einer Intensivierung bei labilen Verhältnissen.

Für die Modellierung mit „MISKAM“ wurden mehrere Versuche mit unterschiedlichen Diskretisierungsgittern durchgeführt: einerseits ein Gitter mit einer konstanten horizontalen Auflösung von 100 m Breite und andererseits ein Gitter mit einer variablen Auflösung von 10 m in der Nähe der WKA und der SMA-Messstation bis zu 150 m Breite in der weiteren Umgebung. In der Vertikalen wurde für beide Fälle eine Variable Auflösung ausgewählt. Damit stehen in den Höhen von ca. 900 m bis 1700 m ü. M. alle 50 m die Windgeschwindigkeit und Windrichtung zur Verfügung. Im Bereich der Windkraftanlage wurde das Raster zwischen 1700 m - 3000 m ü. M auf 25 m verengt und darüber wieder auf 50 m erweitert.

Die Wahl des Gitters beeinflusst direkt die Auflösung der Topographie. Die Topographie setzt sich nämlich aus vielen rechtwinkligen Blockstrukturen zusammen.

Es muss betont werden, dass das Modell „MISKAM“ nicht für den Einsatz in extremer Topografie eines Gebirges entwickelt wurde. Bei einer Anfrage an die Forschungsgruppe der Universität Mainz wurde vor allem die steile Topografie als mögliche Ursache für falsche Prognosen beim Einsatz des Modells genannt.

5.2.2 Modellergebnisse mit „MISKAM“

Die Berechnungen mit dem Modell „MISKAM“ verliefen auch weitestgehend unbefriedigend. Das Modell zeigte sich sehr empfindlich gegen Änderungen der Bodenrauigkeit und brachte unterschiedliche Ergebnisse, je nachdem welches Gitter genutzt wurde. Gitterabhängige Ergebnisse deuten darauf hin, dass die Topografie nicht genügend genau abgebildet ist. Rechnungen mit einer sehr detaillierten Topografie des Gütsch sind mit dem Modell „MISKAM“ nicht möglich, da die vorhandenen Computer nicht genügend grosse Speicherkapazitäten besitzen.

Grundsätzlich spiegelt das Modell ein Strömungsverhalten vor, dass zu wenig von der Topografie beeinflusst ist. Die Winde am Standort der Windkraftanlage unterscheiden sich in diesem Modell bei Nordwind und Südwind kaum. Dies ist in Abbildung 18 dargestellt. Die Abbildung zeigt die Ergebnisse aus zwei Rechnungen, die unter identischen Bedingungen durchgeführt wurden. Nur die Windrichtung wurde geändert. Die Windgeschwindigkeit in 4000 m beträgt 20 m/s.

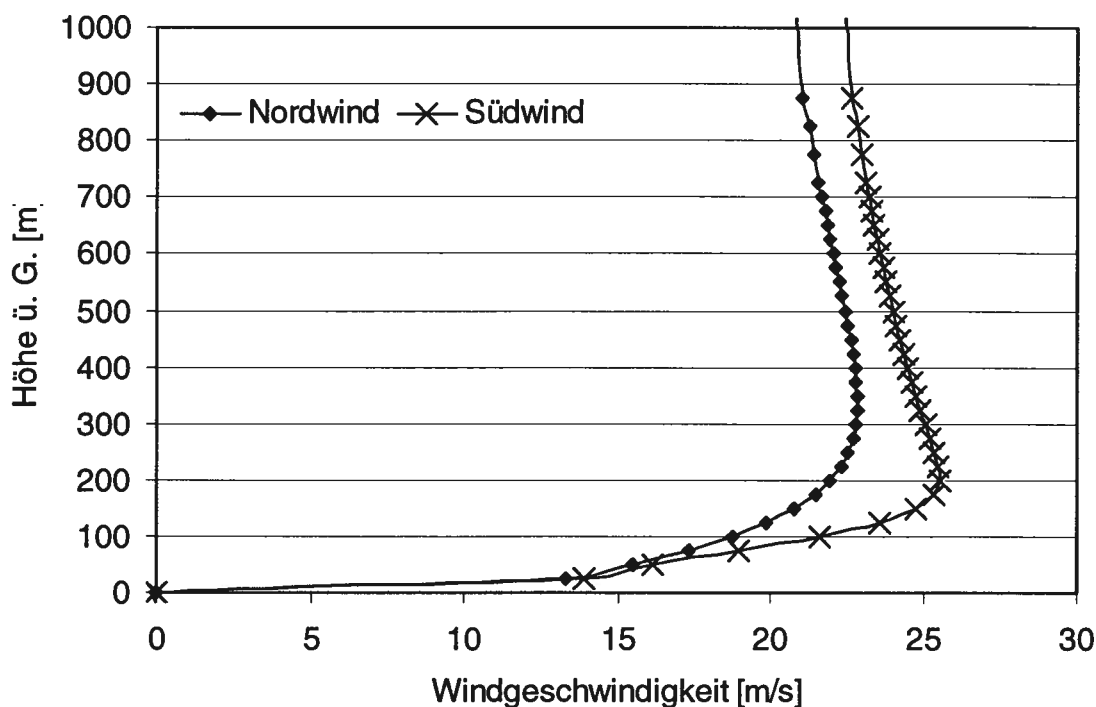


Abbildung 18: Vertikale Windprofile berechnet mit dem Modell „MISKAM“.

Die vertikalen Profile zeigen eine Form, die den Formeln der „Meteonorm Wind“ entsprechen. Dabei liegt der Rauigkeitsparameter zwischen $\alpha = 0.1$ – 0.3 . Erst nachdem die Rechenergebnisse des CSCS vorlagen, konnte man sehen, dass die vertikalen Windprofile einen wesentlich anderen Verlauf annehmen.

Die Berechnungen mit „MISKAM“ wurden nicht weitergeführt. Es war klar, dass die Überströmung der Topografie des Gütsch nur mit einem Modell berechnet werden kann, das in der Lage ist, die Topografie in unmittelbarer Umgebung der Windkraftanlage mit einem Gitter nachzubilden, mit dem die steilen Höhenunterschiede auf wenige Meter genau abgebildet werden können.

5.2.3 Modellbeschreibung „CFX“

CFX ist ein Computermode der Firma AEA Technologies, das zur Berechnung von Strömungen eingesetzt wird. Für meteorologische Bedingungen wurde das Modell von Montavon (Montavon, 1994) angepasst und auf spezifische Bedingungen in steiler Topografie durch das CSCS erweitert. Das Modell ist damit in der Lage, turbulente Strömungen in Bodenähe in extremer Topografie zu berechnen. Dazu werden die Navier-Stokes Gleichungen unter den Annahmen eines „weakly compressible fluid“ gelöst. Die Turbulenz wird durch ein k-epsilon Modell berechnet, wie es Montavon (Montavon, 1994) in ihrer Arbeit beschrieben hat.

Die Berechnungen wurden für die Topografie um den Gütsch durchgeführt. Dazu wurde ein Raster erstellt, das in der Nähe des Standortes der Windturbine eine Auflösung bis zu 5 m in der Horizontalen und bis zu 3 m in der Vertikalen besitzt. Datengrundlage sind Karten im Massstab 1:10'000 und das topografische Modell der Landestopografie. In einem Umkreis von ca. 300 m um die Windturbine wurde die Karte neu digitalisiert und so eine bestmögliche topografische Höheninformation gewonnen. Im weiteren Umkreis wurden die Höheninformationen aus dem digitalen Höhenmodell (DHM 25) der Landestopografie genutzt.

Zusätzlich müssen Werte für die Bodenrauigkeit zur Verfügung gestellt werden. Hierzu wurde die Bodennutzung aus der vorliegenden Karte mit dem Landesindex der Bodennutzung der Schweiz gekoppelt. Anhand der Bodennutzung wurde dann auf die Bodenrauigkeit geschlossen. Dieses gekoppelte Verfahren erlaubt es, die Bodenrauigkeit in einem Raster von wenigen Metern zu erfassen.

5.2.4 Modellberechnungen mit „CFX“

In den folgenden Figuren sind vertikale Profile der Windgeschwindigkeit beim Mast der SMA und an der Position, an der die Windkraftanlage errichtet werden soll, dargestellt. Der Mast ist ungefähr 300 m von der geplanten Windkraftanlage entfernt. Es wird eine typische Situation bei südlicher Anströmung des Gütsch und bei Nordwind erläutert.

Abbildung 19 zeigt das Profil der Windgeschwindigkeit am Standort des SMA Mastes bei schwachem Wind aus Süden (durchgezogene Linie), sowie die Standardabweichung des Windes (Querbalken). In den Raum des Gütsch strömt ein Wind mit 9.5 m/s in 6000 m Höhe aus 189 N ein. Aus der Abbildung sieht man, dass die Windgeschwindigkeit bis in eine Höhe von etwa 20 m über Grund zunimmt und dann bis in eine Höhe von 500 m wieder abnimmt. Dies wird ausschliesslich durch die Strömung des Windes über die Topografie verursacht. In flachem Gelände würde man eine exponentielle Zunahme des Windes erwarten, wie es in der „Meteonorm Wind“ (Bundesamt für Energiewirtschaft, 1990) ausgeführt ist. Zum Vergleich wurde in die Abbildung 19 auch das Windprofil eingetragen, dass man im flachen, offenen Gelände erwarten würde (gestrichelte Linie). Es wurde so bestimmt, dass die Windgeschwindigkeit in 10 m über Grund mit den berechneten Werten übereinstimmt. Dabei wurde eine Bodenrauigkeit für offenes Gelände angenommen. Das Geschwindigkeitsprofil berechnet sich dann mit dem Exponenten $\alpha = 0.14$.

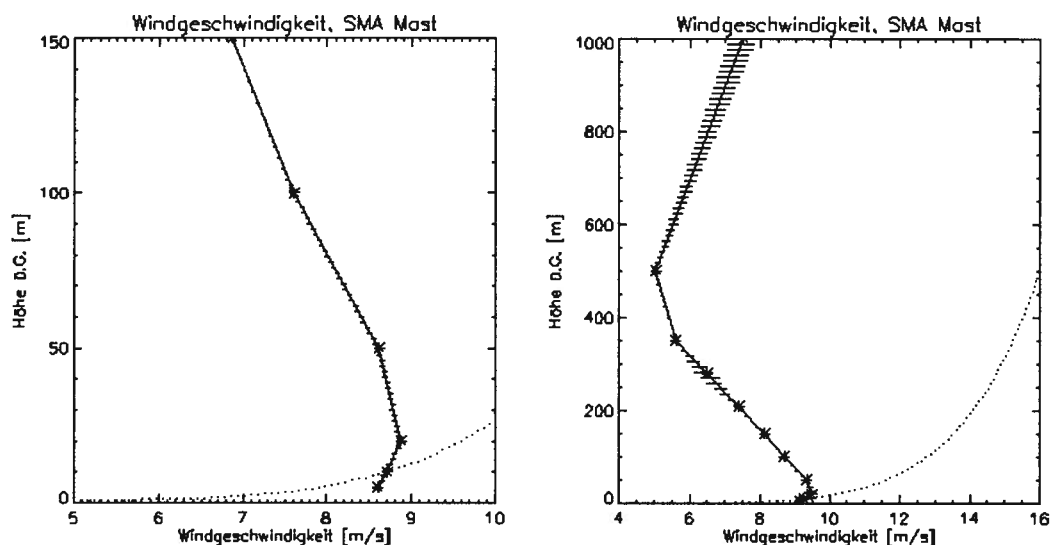


Abbildung 19: Vertikales Profil der Windgeschwindigkeit am SMA Mast bei Südwind. Links: bis 150m über Grund. Rechts: bis 1000 m über Grund.

In Abbildung 20 sind die Windgeschwindigkeit sowohl beim Mast der SMA Station, als auch bei der Windkraftanlage für einen starken Südwind dargestellt. (Einströmung mit 16 m/s Windgeschwindigkeit in 6000 m Höhe aus 205 N.) Man erkennt, dass die Winde sich oberhalb von 20 m über Grund an beiden Stationen ähnlich verhalten. Bei der Windkraftanlage ist jedoch die Abnahme der Windgeschwindigkeit weniger ausgeprägt als beim SMA Mast. Auffällig ist der starke Anstieg des Windes in Bodennähe.

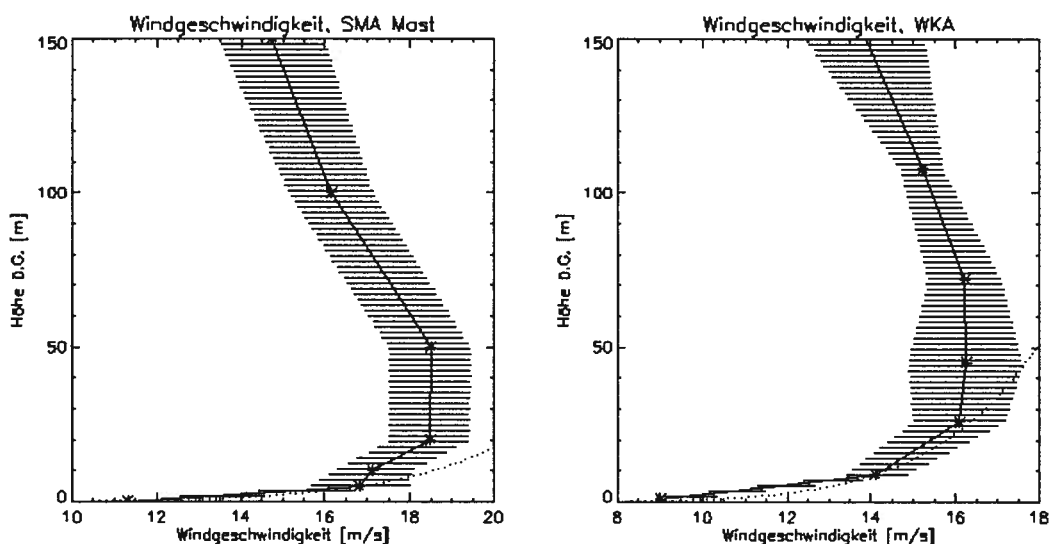


Abbildung 20: Vertikale Profile der Windgeschwindigkeit bei Südwind: Links SMA Mast; Rechts: an der Windkraftanlage.

Eine völlig andere Situation tritt bei Nordwinden auf. Wie aus Abbildung 21 ersichtlich wird, ist hier der Einfluss der Topografie kaum noch spürbar. In Abbildung 21 ist beispielhaft das Windprofil eingetragen, das berechnet wurde, wenn in 6000 m eine Windgeschwindigkeit von 12 m/s und

Windrichtung 0 N herrscht. Das Windprofil folgt im wesentlichen der gestrichelten Linie, das einem theoretischen Windprofil, ohne topografische Hindernisse, entspricht.

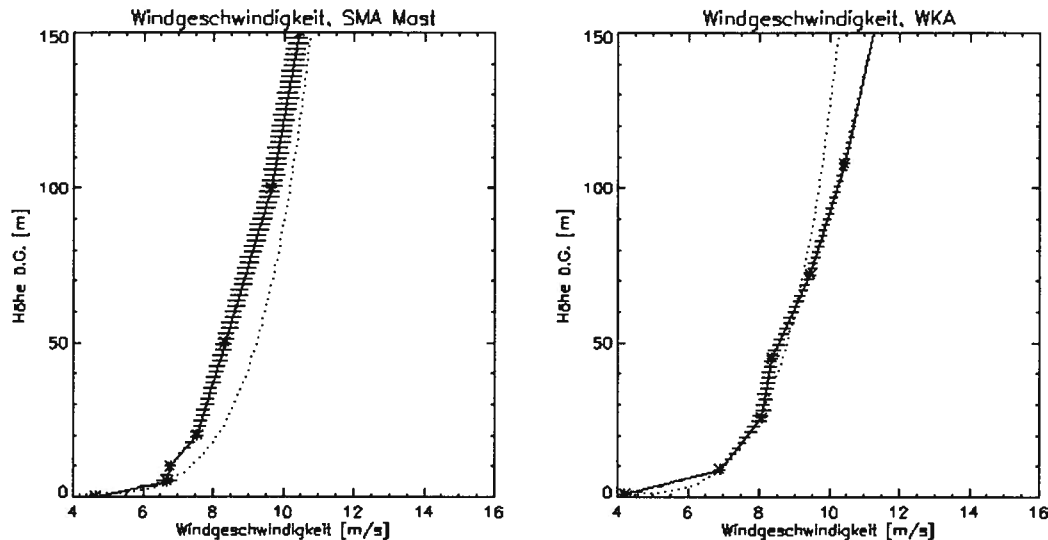


Abbildung 21: Vertikale Profile der Windgeschwindigkeit bei Nordwind. Links: SMA Mast, Rechts: bei der Windkraftanlage.

Aus anderen Berechnungen, die mit unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten und Windrichtungen durchgeführt wurden, ergeben sich für die Gewinnung von Windenergie am Gütsch folgende Konsequenzen:

1. Die Windgeschwindigkeiten zwischen 20 m bis 70 m über Grund variieren bei Südwinden um weniger als 0.5 m. Dies ergeben Rechnungen mit Anströmungen in 6000m Höhe von 146 N, 160 N, 180 N, 189 N, 194 N, 197 N, 200 N, 208 N und Windgeschwindigkeiten zwischen 1 m/s bis 19 m/s.
2. Bei Südwind sind Abschätzungen, die auf einer herkömmlichen Extrapolation basieren, falsch. Würde man die Messungen, die an der SMA Station in 10 m Höhe erhoben wurden, auf Nabenhöhe an der Windkraftanlage extrapolieren, dann würde man zu grosse Windgeschwindigkeit erhalten. Mit einer solchen Methode erhält man einen Verstärkungsfaktor von $(45\text{m} / 10\text{m})^{0.14} = 1.23$, also etwa 25% mehr Wind in 45 m Höhe als in 10 m Höhe. Gemäss den Rechnungen bleibt der Wind aber etwa gleich stark.
3. Da sich die Windgeschwindigkeit im Bereich der Flügel nur sehr wenig ändert, reduziert sich die Scherbelastungen auf die Windkraftanlage erheblich. Dies hat evtl. positive Auswirkungen auf die Lebensdauer der Anlage.
4. Bei Nordwind nimmt die Windgeschwindigkeit mit zunehmender Höhe zu, wie man es auch im Flachland erwarten würde.

Die Berechnungen lassen auch eine Abschätzung der Turbulenz zu. Wie man aus Abbildung 22 entnehmen kann, nimmt auch die Turbulenz bei südlichen Winden mit zunehmender Höhe ab, bei Nordwind aber (aufgrund zunehmender Windscherungen) zu. In Abbildung 22 ist links das Profil der Turbulenz gezeigt bei Anströmung des Gütsch mit Wind von 9.5 m/s aus 189 N in 6000 m und rechts bei Wind von 12.0 m/s aus 0 N.

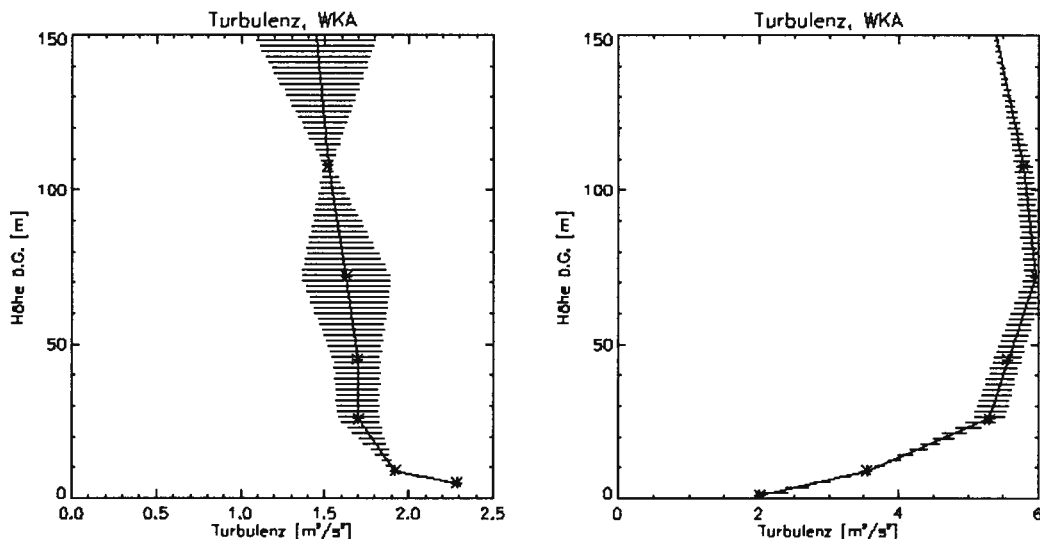


Abbildung 22: Vertikales Profil der Turbulenz an der Windkraftanlage. Links: bei Südwind, rechts: bei nördlicher Anströmung des Gütsch.

5.3 Langjähriges Energiepotential

Um das langjährige Energiepotential einer Windkraftanlage zu bestimmen, muss die Häufigkeit mit denen einzelne Windgeschwindigkeiten an der Windanlage auftreten, bekannt sein. Kennt man die Leistungsaufnahme der Windkraftanlage, dann bestimmt sich die Energie E, die die Anlage im Laufe eines Jahres produziert, aus der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit v.

$$E = \frac{1}{2} \int_{r_{WKA}} \rho \cdot v^3 dt$$

In der Formel bezeichnet E die im Laufe eines Jahres produzierte Energie, v ist die Windgeschwindigkeit im Verlauf eines Jahres, ρ die Luftdichte, r_{WKA} die Leistungskennlinie der Windkraftanlage und t die Zeit.

Auf dem Gütsch, in 2290 m über Meer, beträgt die mittlere Dichte der Luft 0.983 kg/m^3 , bei einer Temperatur, die im Jahresmittel etwa 0.4 °C warm ist.

Für die Leistungskurve wurde eine Windkraftanlage angenommen, die bis zu 850 kW Leistung abgeben kann. Je nach Windgeschwindigkeit ändert sich die abgegebene Leistung, wie es in Abbildung 23 dargestellt ist. Die Leistungskurve wird von den Produzenten der Windkraftanlage zur Verfügung gestellt.

Mit dem CFD-Modell wurden 22 verschiedene Windsituationen berechnet. In der folgenden Tabelle sind die Resultate aufgelistet. Als Vorgabe für eine Rechnung wurde jeweils die Windgeschwindigkeit v_{6000} und Windrichtung dd_{6000} in 6000 m Höhe angegeben. Dann wurde die Rechnung durchgeführt und aus den Ergebnissen die Windgeschwindigkeit und Windrichtung an der SMA Station in 10 m über Grund, v_{SMA} , dd_{SMA} , und an der Windkraftanlage in 45 m über Grund, v_{WKA} , dd_{WKA} ermittelt. Ausserdem ist der Schätzwert der Geschwindigkeit angegeben, die man aus einer Extrapolation der Geschwindigkeit an der SMA Station auf Nabenhöhe von 45 m erhält: $v_{extra} = v_{SMA} (45/10)^{0.14}$. Nur bei wenigen Anströmrichtungen stimmt der Wert mit der berechneten Geschwindigkeit v_{WKA} überein.

Vorgaben		Ergebnisse				Schätzwert
v_{6000} [m/s]	dd_{6000} [-]	v_{SMA} [m/s]	dd_{SMA} [-]	v_{WKA} [m/s]	dd_{WKA} [-]	v_{extra} [m/s]
19.50	146.00	15.83	140.62	15.16	137.33	19.54
10.40	160.00	10.30	135.53	10.20	131.09	12.71
5.40	160.00	6.43	162.91	6.25	163.34	7.94
10.40	170.00	10.30	135.53	10.20	131.09	12.71
19.50	170.00	19.21	160.44	18.83	156.53	23.72
13.50	180.00	15.86	158.48	14.77	153.90	19.58
19.50	180.00	22.69	160.72	20.93	156.11	28.01
9.50	189.00	9.25	148.48	9.45	145.85	11.42
9.50	189.00	8.71	148.62	8.81	145.40	10.75
5.40	194.00	6.40	168.94	6.31	168.14	7.90
5.40	197.00	3.80	167.63	3.95	156.13	4.69
16.00	205.00	17.13	203.38	16.26	207.09	21.14
10.40	208.00	12.05	197.09	11.94	199.27	14.88
12.00	20.00	6.81	336.19	10.06	338.57	8.40
4.00	20.00	2.64	5.19	2.80	346.65	3.26
10.40	210.00	12.19	199.62	12.03	201.37	15.05
12.00	340.00	10.19	296.98	12.33	307.18	12.58
4.00	340.00	3.49	339.78	4.16	333.12	4.31
12.00	360.00	6.79	357.39	8.35	352.67	8.38
16.00	360.00	15.43	5.50	14.82	2.84	19.05
4.00	360.00	1.76	338.30	1.99	331.82	2.17

Aus der Analyse der gemessenen Winde an der SMA Station wurde die prozentuale Häufigkeit des Windes pro Windrichtung und Windgeschwindigkeit berechnet. Die Verteilung ist in der folgenden Tabelle dargestellt. Die **fett** gedruckten Angaben zeigen die häufigsten Windgeschwindigkeiten / Windrichtungen. **Grün** unterlegte Kästchen deuten darauf hin, dass für diese Windklasse eine Rechnung durchgeführt wurde.

Windrichtung																						Windgeschwindigkeit											
210-220	200-210	190-200	180-190	170-180	160-170	150-160	140-150	130-140	120-130	110-120	100-110	90-100	80-90	70-80	60-70	50-60	40-50	30-40	20-30	10-20	0-10												
0.053	0.051	0.063	0.182	0.026	0.056	0.056	0.055	0.063	0.055	0.053	0.055	0.238	0.036	0.101	0.117	0.097	0.169	0.127	0.138	0.174	1.706												
0.122	0.142	0.137	0.193	0.120	0.149	0.141	0.128	0.103	0.115	0.125	0.114	0.241	0.164	0.232	0.263	0.250	0.285	0.378	0.417	0.496	0.530												
0.230	0.205	0.204	0.243	0.210	0.257	0.200	0.184	0.118	0.138	0.138	0.140	0.215	0.181	0.219	0.265	0.312	0.391	0.608	0.673	0.859	1.140												
0.273	0.339	0.321	0.402	0.324	0.400	0.360	0.262	0.214	0.190	0.199	0.202	0.245	0.209	0.249	0.322	0.334	0.455	0.659	0.950	1.262	1.844												
0.261	0.360	0.420	0.574	0.539	0.603	0.514	0.376	0.272	0.260	0.216	0.247	0.299	0.281	0.387	0.366	0.319	0.368	0.631	1.000	1.453	2.350												
0.175	0.262	0.352	0.538	0.656	0.742	0.594	0.391	0.246	0.170	0.174	0.187	0.241	0.243	0.319	0.234	0.189	0.264	0.523	0.833	1.125	2.177												
0.110	0.184	0.271	0.482	0.703	0.771	0.659	0.340	0.145	0.096	0.077	0.099	0.159	0.178	0.210	0.135	0.099	0.200	0.451	0.670	0.868	1.464												
0.090	0.160	0.248	0.423	0.750	0.819	0.603	0.298	0.083	0.046	0.045	0.051	0.087	0.116	0.140	0.098	0.056	0.128	0.358	0.558	0.688	0.944												
0.067	0.140	0.220	0.415	0.717	0.820	0.558	0.245	0.048	0.023	0.022	0.027	0.048	0.060	0.075	0.052	0.029	0.072	0.260	0.426	0.501	0.681												
0.060	0.114	0.199	0.338	0.649	0.767	0.505	0.225	0.029	0.013	0.010	0.014	0.022	0.034	0.035	0.023	0.023	0.026	0.155	0.273	0.355	0.480												
0.048	0.080	0.157	0.279	0.567	0.719	0.431	0.183	0.023	0.008	0.006	0.007	0.007	0.021	0.021	0.013	0.007	0.011	0.077	0.144	0.214	0.335												
0.040	0.061	0.113	0.223	0.460	0.614	0.360	0.144	0.011	0.002	0.004	0.002	0.004	0.008	0.012	0.004	0.002	0.006	0.036	0.084	0.117	0.187												
0.026	0.042	0.078	0.173	0.329	0.477	0.288	0.108	0.009	0.002	0.002	0.003	0.005	0.001	0.004	0.001	0.001	0.002	0.017	0.042	0.071	0.114												
0.017	0.030	0.050	0.107	0.247	0.391	0.195	0.083	0.004	0.002	0.004	0.002	0.002	0.001	0.000	0.000	0.000	0.001	0.010	0.019	0.043	0.069												
0.008	0.017	0.028	0.063	0.181	0.322	0.154	0.058	0.004	0.002	0.001	0.001	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	0.002	0.008	0.020	0.046												
0.004	0.008	0.022	0.048	0.130	0.230	0.110	0.048	0.002	0.001	0.002	0.001	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.001	0.004	0.005	0.009	0.027												
0.002	0.007	0.015	0.030	0.105	0.168	0.085	0.039	0.003	0.001	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.001	0.002	0.003	0.021												
0.001	0.003	0.010	0.025	0.073	0.137	0.072	0.025	0.001	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	0.001	0.001	0.001	0.003												
0.000	0.002	0.005	0.017	0.064	0.096	0.053	0.016	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.002	0.002	0.005												
0.000	0.003	0.004	0.010	0.057	0.075	0.043	0.010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.001	0.001	0.001	0.003												
0.000	0.001	0.002	0.008	0.048	0.054	0.036	0.009	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.001	0.001												
0.000	0.000	0.002	0.006	0.040	0.049	0.029	0.004	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000												
0.000	0.001	0.001	0.004	0.035	0.044	0.029	0.003	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000												
0.000	0.001	0.001	0.005	0.029	0.038	0.023	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001												
0.000	0.000	0.001	0.003	0.028	0.026	0.017	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000												
0.000	0.001	0.000	0.004	0.018	0.020	0.015	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000												
0.000	0.000	0.000	0.002	0.017	0.017	0.008	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000												
0.000	0.000	0.000	0.003	0.011	0.010	0.012	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000												
1.59	2.21	2.92	4.80	7.14	8.87	6.16	3.24	1.38	1.13	1.08	1.15	1.82	1.53	2.01	1.90	1.72	2.38	4.30	6.25	8.27	14.14												
																					Total												

		Windrichtung														
	Total	350-360	340-350	330-340	320-330	310-320	300-310	290-300	280-290	270-280	260-270	250-260	240-250	230-240	220-230	
0-1	4.7	0.512	0.039	0.027	0.031	0.040	0.024	0.031	0.030	0.106	0.013	0.027	0.034	0.039	0.059	
1-2	6.5	0.716	0.101	0.070	0.073	0.061	0.049	0.071	0.056	0.098	0.053	0.061	0.066	0.081	0.088	
2-3	9.1	0.910	0.153	0.097	0.088	0.064	0.041	0.052	0.050	0.073	0.066	0.076	0.079	0.116	0.127	
3-4	12.4	1.260	0.226	0.109	0.050	0.041	0.026	0.033	0.032	0.046	0.041	0.073	0.094	0.116	0.208	
4-5	14.3	1.376	0.231	0.069	0.030	0.016	0.021	0.014	0.021	0.021	0.028	0.043	0.074	0.110	0.188	
5-6	12.4	1.238	0.171	0.042	0.010	0.005	0.004	0.004	0.005	0.006	0.009	0.016	0.027	0.063	0.122	
6-7	9.4	0.763	0.083	0.019	0.005	0.005	0.003	0.002	0.002	0.002	0.005	0.008	0.012	0.029	0.069	
7-8	7.4	0.413	0.044	0.011	0.004	0.002	0.003	0.001	0.002	0.001	0.003	0.004	0.010	0.019	0.048	
8-9	5.9	0.278	0.029	0.008	0.003	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.002	0.003	0.008	0.015	0.032	
9-10	4.6	0.201	0.021	0.008	0.004	0.001	0.000	0.001	0.000	0.000	0.001	0.003	0.005	0.007	0.022	
10-11	3.6	0.149	0.020	0.009	0.003	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.002	0.004	0.008	0.017	
11-12	2.7	0.110	0.016	0.007	0.002	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	0.003	0.006	0.014	
12-13	1.9	0.081	0.015	0.008	0.003	0.001	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	0.002	0.002	0.010	
13-14	1.4	0.062	0.011	0.005	0.002	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	0.002	0.007	
14-15	1.0	0.040	0.009	0.004	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	0.003	
15-16	0.7	0.027	0.007	0.002	0.001	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	
16-17	0.5	0.016	0.005	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
17-18	0.4	0.012	0.002	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
18-19	0.3	0.004	0.001	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
19-20	0.2	0.004	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
20-21	0.2	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
21-22	0.1	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
22-23	0.1	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
23-24	0.1	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
24-25	0.1	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
25-26	0.1	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
26-27	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
27-28	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
		8.18	1.19	0.50	0.31	0.24	0.17	0.21	0.20	0.36	0.22	0.32	0.42	0.61	1.02	
Windgeschwindigkeit																

Mit den Ergebnissen aus den 22 CFD-Rechnungen wurde eine bi-lineare Interpolation auf alle Windklassen von 0 – 27 m/s und 0 – 360 Grad durchgeführt. Mit der Häufigkeitsverteilungen, die aus einer Analyse der langjährigen Winde aus der A-Netz Station „Gütsch“ bekannt war, konnte dann die Energieproduktion berechnet werden.

Als Anlagentyp wurde eine Windkraftanlage mit 850 kW maximaler Leistung ausgewählt. Die Anlage hat eine Leistungskennlinie, die in Abbildung 23 dargestellt ist.

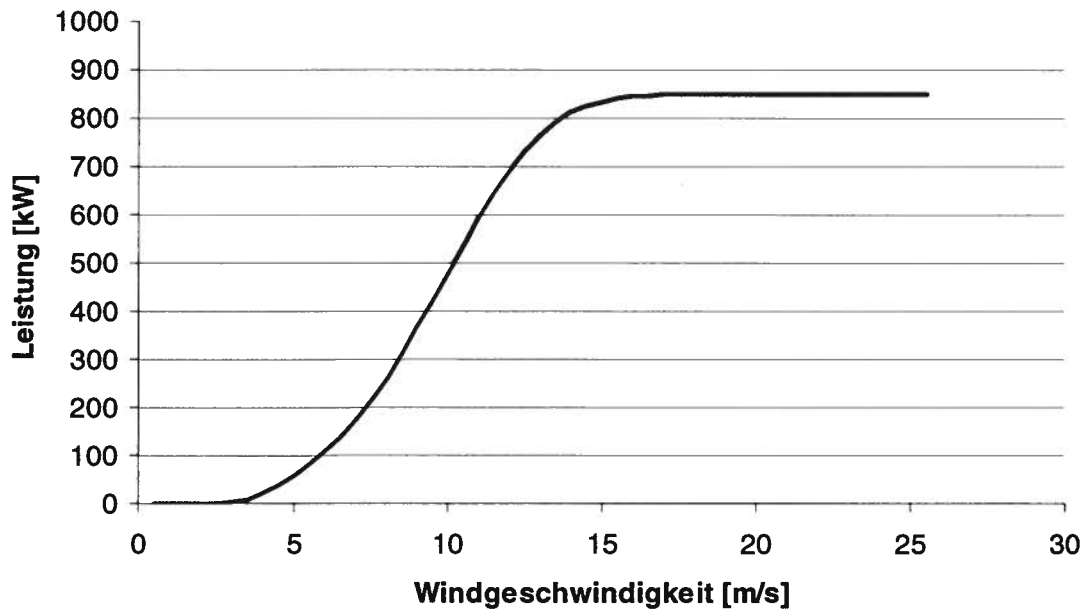


Abbildung 23: Leistungskurve einer 850 kW Windkraftanlage.

Insgesamt ergab sich eine mittlere Jahresproduktion von 1368 MWh pro Jahr für diesen Typ der Windkraftanlage. Die Verteilung der Energieproduktion auf die einzelnen Windrichtungen kann der Abbildung 24 entnommen werden.

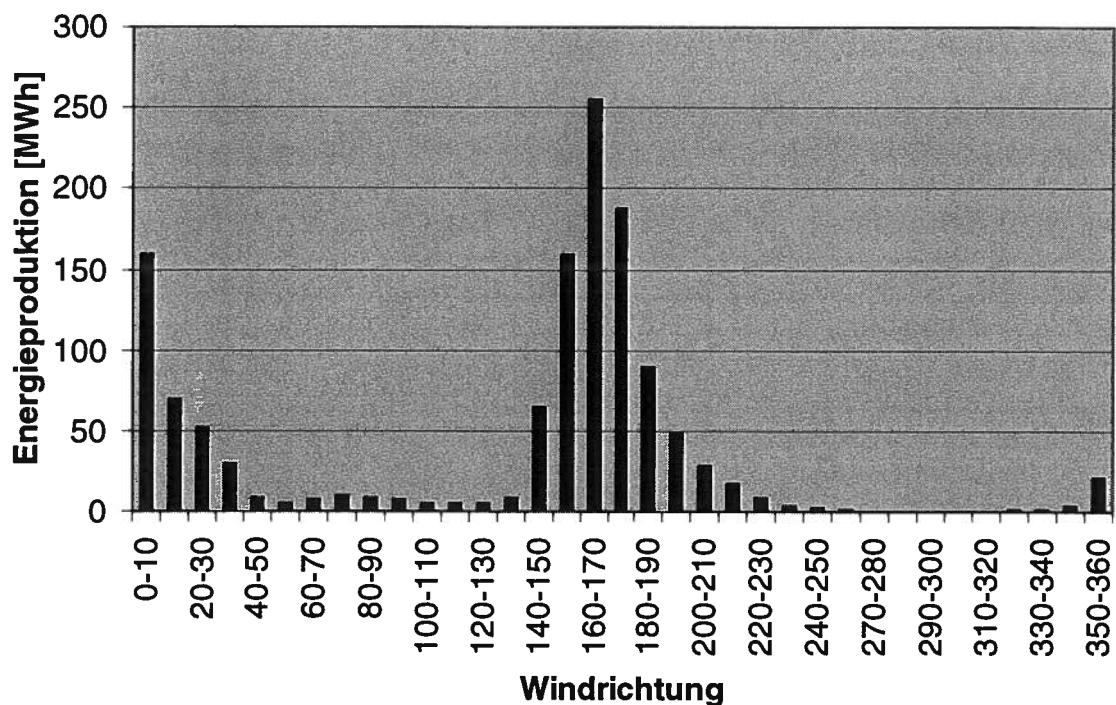


Abbildung 24: Jahresproduktion an Energie einer 850 kW Windkraftanlage auf dem Gütsch.

In der Vorstudie, (siehe Anhang) wurde eine mittlere Jahresproduktion von 1926 MWh ermittelt. Dort wurde die Produktion aus einer Extrapolation der Windgeschwindigkeit auf 45 m Höhe berechnet. Zugrunde lagen Messungen, die am SMA Mast in 10 m Höhe gewonnen wurden. Der Unterschied erklärt sich daraus, dass bei der Extrapolation die topografischen Verhältnisse nicht berücksichtigt werden können. Wie die CFD-Rechnungen gezeigt haben, sind diese Effekte vor allem bei Südwind sehr stark. Sie führen dazu, dass die Windgeschwindigkeit mit zunehmender Höhe *nicht* zunimmt.

Dies zeigt, dass die Extrapolation mit einer einfachen Formel im Gebirge *nicht* anwendbar ist. Eine genauere Schätzung kann man entweder mit Messungen erreichen, die unmittelbar am Standort der geplanten WKA in Nabenhöhe durchgeführt werden oder mit CFD-Modellen, die die Winde für ein grösseres Gebiet berechnen können.

5.4 Fehlerquellen

Die Berechnungen der Jahresproduktion einer Windkraftanlage mit 850 kW maximaler Leistung ergab eine Energieproduktion von 1368 MWh pro Jahr.

Diese Berechnungen unterliegen verschiedene Fehlerquellen:

1. Die Angaben die Topografie sind aus digitalen Karten entnommen worden. In einem Umkreis von ca. 500 m um die Windkraftanlage wurden zusätzlich Karten im Massstab 1:5000 genutzt. Dort beträgt die Genauigkeit der Höhenangaben etwa 2.5 m in einem horizontalen Raster von 5 m. Trotz dieser äusserst genauen kartografischen Darstellung sind aufgrund des sehr steilen Geländes, das zusätzlich noch grosse Felsblöcke aufweist, Hindernisse nicht erfasst worden, die eventuell das Windregime in Bodennähe beeinflussen.
2. Die Beschaffenheit der Oberfläche wurde aus dem Bodenkataster entnommen, das auf einem Raster von 200 m digital vorliegt. Analog zur Topografie wurde es in der unmittelbaren Umgebung zur Windkraftanlage mit den vorliegenden Karten ergänzt. Damit ergab sich eine Auflösung bis zu 5 m. Den verschiedenen Typen der Bodennutzung wurden Rauigkeitslängen zugeordnet. Diese Rauigkeitslängen entscheiden darüber, wie die Windgeschwindigkeit in den untersten, bodennahen Luftschichten abnehmen. Bei glatten Böden, wie z. B. Strassen nimmt die Windgeschwindigkeit in wenigen Metern über Grund sehr schnell ab, bei groben Oberflächen, wie in städtischen Gebieten oder über Schotterhalden ist auch noch in grösseren Höhen eine Abnahme des Windes zu beobachten. Der Wert der Rauigkeitslänge kann nur geschätzt werden. Er hat aber starken Einfluss auf die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe.
3. Das CFD- Modell nutzt eine empirische Formel um den Einfluss der Rauigkeitslänge auf das Windprofil zu berücksichtigen. Diese Formeln werden in vielen Bereichen erfolgreich eingesetzt. Sie wird bei der Konstruktion von Flugzeugen oder Wasserturbinen bei der Berechnung von Meeresströmungen, des Klimas oder in Wettervorhersagemodellen genutzt. Obwohl diese Formeln der Turbulenzparametrisierung dem besten Wissen das heute vorhanden ist entsprechen, sind sie die grösste Fehlerquelle beim Einsatz von Computernmodellen.
4. Eine weitere Fehlerquelle beim Einsatz von CFD-Modellen sind die sog. „Randbedingungen“. Sie beschreiben, wie der Wind am Rand in das Untersuchungsgebiet einbläst. In den vorliegenden Berechnungen wurde ein Windprofil genutzt, dass aus wissenschaftlichen Beobachtungen abgeleitet wurde. Der Einfluss des Windprofils mit dem der Wind in das Untersuchungsgebiet einströmt sollte gering sein, wenn das Untersuchungsgebiet gross genug ist. Jedoch ist man aus Rechenzeitgründen bestrebt, das Gebiet so klein als möglich zu halten. Daher wählt man

einen Kompromiss aus Rechenzeit und Grösse des Untersuchungsgebietes.

5. Es hat sich gezeigt, dass die Windgeschwindigkeit in 50 m Höhe über steilem Gelände praktisch nicht vorhersagbar ist, auch wenn Messungen in 10 m Höhe vorliegen. Nur ein aufwendiges CFD-Modell kann dies leisten. Um die Jahresproduktion einer Windkraftanlage zu berechnen, muss man aber die Häufigkeit der Windgeschwindigkeiten aus allen Windrichtungen und über einen grossen Geschwindigkeitsbereich kennen. Dies würde zu mehr als 200 Berechnungen (12 Klassen für die Windrichtung, 20 Klassen für die Windgeschwindigkeit) führen, was aus Kostengründen nicht durchführbar ist. Daher beschränkte man sich auf 24 Berechnungen. Zum Einen konnte die Zahl der Berechnungen auf wenige Windklassen beschränkt werden, da die Winde am Gütsch sehr stark in Nord-Süd-Richtung kanalisiert sind. Pro Windklasse wurden 2 - 3 Berechnungen mit verschiedenen Windgeschwindigkeiten durchgeführt. Für die dazwischen liegenden Windgeschwindigkeiten wurde ein "linearer Trend" (lineare Interpolation) berechnet. Hierin liegt vermutlich die grösste Fehlerquelle. Die Windgeschwindigkeit und Richtung in Nabenhöhe ändert sich stark („nicht-linear“) wenn der anströmende Wind nur wenig seine Richtung oder Geschwindigkeit ändert. Das angewandte Verfahren muss daher als ein Kompromiss zwischen Kosten und Nutzen betrachtet werden.

6 Offene Probleme

Die Berechnung der Energieproduktion einer Windkraftanlage kann verschiedenen Fehlerquellen unterliegen.

Neben den genauen Kenntnissen der Topografie können Hindernisse das Windfeld an der Windkraftanlage stark beeinflussen. Zu dem spielt bei der Berechnung der Windfelder die Beschaffenheit der Oberfläche eine wichtige Rolle. Sowohl Hindernisse, als auch die Oberflächenbeschaffenheit mussten aus Begehungen gewonnen und in digitale Karten eingetragen werden.

Weitere Fehlerquellen sind die, von einem CFD-Modell genutzten empirische Formeln, die den Einfluss der Rauigkeit des Erdbodens auf das Windprofil bestimmen. Diese Formeln entsprechen dem besten Wissen das heute vorhanden ist. Auch die Randbedingungen, die festlegen, wie der Wind in das Untersuchungsgebiet einströmt sind mögliche Fehlerquellen.

Um die genannten Einflüsse auf die Berechnung festzustellen und Angaben über die Rechenfehler machen zu können, müssten Vergleichsdaten aus Messungen genutzt werden. Diese waren für die Berechnungen der Energieproduktion am Gütsch nicht vorhanden.

Es hat sich gezeigt, dass die Berechnung der Energieproduktion im alpinen Raum sehr schwierig und aufwändig ist. Mit den Rechnungen sind hohe Kosten verbunden. Es wurde daher versucht, einen optimalen Kompromiss zwischen Kosten und Nutzen zu erreichen, indem die Zahl der Rechnungen möglichst gering gehalten wurde. Ein abschliessender Nachweis, dass sich das Ergebnis wesentlich ändern würden, wenn ein erheblich grösserer Rechenaufwand betrieben wird, kann daher nicht gegeben werden.

7 Literaturverzeichnis

Bundesamt für Energiewirtschaft, 1990: **Meteonorm Wind**, Leitfaden für den Windenergieplaner. Bezug durch Infosolar, Postfach 311, 5200 Brugg, Schweiz.

METEOTEST, 2000: FACTs: Zwischenbericht im Auftrag des Bundesamtes für Energie.

METEOTEST, 2000: V3-Tools: Zwischenbericht im Auftrag des Bundesamtes für Energie.

C. Montavon, 1994: Wind Potential Evaluation over Complex Terrain by Means of a Numerical Model: Application to one Site in the Swiss Jura Mountains. Dissertation, Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne.

J. Sander, S. Kunz, J. Remund: Das Konzept "V³-TOOLBOX" Berechnung des Windpotentials im Gebirge. DEWEK, Deutsche Windenergie Konferenz, Wilhelmshaven, 7./8. Juni 2000.

C. A. Toomer, V. Deshpande, M. C. Barbato: Computational Fluid Dynamics Projects at the Industrial Collaboration Group of CSCS. Präsentation am 8th CFD Day. ETH Zürich, 22. Januar 2001

J. Sander, S. Kunz, C. Toomer: Study of Windpotential in Complex Terrain. EWEC, European Wind Energy Conference, Kopenhagen, 2.–6. Juli 2001 2001.

J. Sander, S. Kunz: How to Build Global Wind Maps. EWEC, European Wind Energy Conference, Kopenhagen, 2.–6. Juli 2001.

C. A. Toomer, J. Sander: Numerical Flow Simulations over Highly Mountainous Terrain for Wind-Potential and Pollution Studies. 1st SIAM-EMS Conference, Applied Mathematics in our Changing World, 2. - 6. September 2001, Berlin, Deutschland.

8 Anhang: Analyse von Messungen der SMA-Station „Gütsch“

Im Anhang werden die Winddaten aus der SMA-Station „Gütsch“ analysiert und andere, für die Abschätzung des Windpotentials und für den Betrieb der Anlage, wichtige Parameter bestimmt. Diese Ergebnisse wurden bereits am 20. 3. als Zwischenbericht den Planern des EW Ursem zur Verfügung gestellt.

Der Anhang enthält die folgenden Ergebnisse:

1. Weibull-Parameter in Nabenhöhe
2. Windrose
3. Luftdichte auf Höhe der Windkraftanlage
4. Mittlere Jahrestemperatur
5. Turbulenz
6. Geländerauhigkeit
7. Böenspitzen
8. Modellierung der Strömung über der Felsnase neben der Windkraftanlage
9. Einfluss des Reliefs auf die Strömung
10. Energieproduktion
11. Vereisung

Projekt WKA Gütsch

Meteorologische Kenndaten für Planung und Evaluation der Anlage
S.Kunz, M.Buzzi, METEOTEST, Bern, den 20.03.01

ÜBERSICHT

1. Weibull-Parameter Berechnung für Nabenhöhe

Messung SMA-Station Jahre 1991-2000	z [m]	Vmittel	A [m/s]	k
	10	5.94	6.66	1.69
Umrechnung auf Nabenhöhe				
	44			
Shear-Factor α (konservative Annahme)	0.14	7.31	8.20	1.69 < Empfohlener Wert für Leistungsberechnung
Shear-Factor α (optimistische Annahme)	0.17	7.64	8.57	1.69

2. Windrose

folgt grafische Darstellung

3. Luftdichte auf Höhe der Anlage (vgl. Leitfaden für die Schweiz S.8)

Höhe der Anlage über Meer [m]	2290	
mittlere Luftdichte auf Höhe der Anlage [kg/m ³]	0.983	
mittlere Luftdichte auf Meereshöhe [kg/m ³]	1.247	Prozentuale Abnahme zur Meereshöhe
		21%

4. Temperatur

Jahresmittel [°C]	0.4
Mittel im Juli [°C]	8.9
Mittel im Januar [°C]	-5.9

5. Turbulenz

Turbulenzintensität ist nicht direkt gemessen, jedoch relative Böenspitze vgl. Worksheets (5.1, 5.2).
Anhand der Häufigkeiten der rel. Böenspitzen wurden die Turbulenzintensitäten berechnet.

Mittlere Turbulenzintensität bei 15 m/s	0.14
Standardabweichung der Turbulenzintensität bei 15 m/s	0.06
Charakteristische Turbulenzintensität (I15) gemäss IEC 61400-1	0.20

6. Geländerauhigkeit

von Felsen durchsetztes Gelände; Rauigkeitslänge z0 zwischen 0.05 - 0.50

7. Böenspitzen und Referenzgeschwindigkeit

1sec Werte gemessen, 15-Jahres Maxima liegen alle unter 70m/s (63, 61, 59, 52 m/s); Worksheet 7
Referenzwindgeschwindigkeit Vref. (10 min. Wert, Maximum 1990-2000): 45.1 m/s

8. Modellierung der Strömung über Felsnase neben Turm

Felsnase bei Turm hat kaum Einfluss auf das Windfeld (um Größenordnung kleiner als Einfluss des Turmes selber)

9. Einfluss des Reliefs auf die Strömung

Das starke Relief bewirkt eine geländefolgende Schräganströmung des Rotors. (vgl. Worksheet "Strömung" mit Testrechnung zur Illustration)

10. Energieproduktion (Beispiel VESTAS V52-850 kW, 104.2 dB(A), Luftdichte=1.06)

Durchschnittlich 1'926 MWh/Jahr.

Annahmen und benutzte Leistungskurve: Worksheet 10.1

Häufigkeitsverteilung der Energieproduktion in den Windgeschwindigkeitsklassen: Worksheet 10.2

Häufigkeitsverteilung der Energieproduktion in den Windrichtungsklassen: Worksheet 10.3

Energieproduktion pro Monat: Worksheet 10.4

11. Vereisung

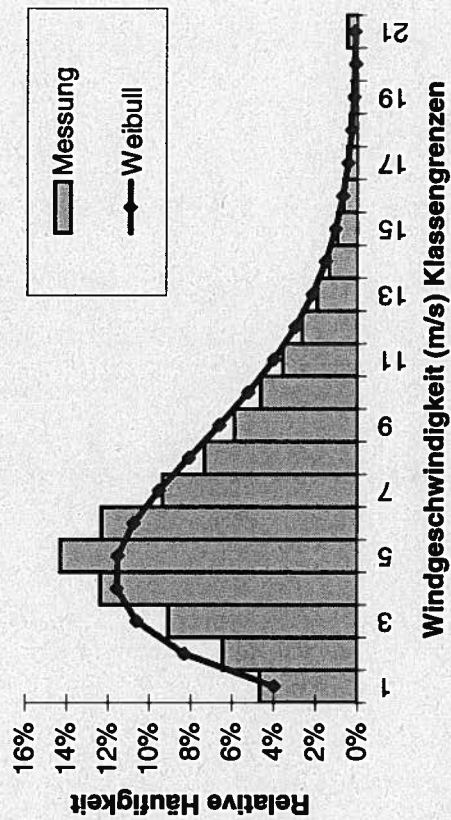
Gemäss Leitfaden (S.23): an 30-60 Tagen im Jahr besteht ein Vereisungsrisiko

Gemäss unsere Rechnungen besteht das Vereisungsrisiko bei 15.5 % der Zeit

Dabei wird etwa 15.4 % der Energieproduktion verloren: Worksheet 11.1 und 11.2

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	1. Weibull-Parameter Berechnung für Nabenhöhe											
2												
3	FF Klasse	FF Klasse	Häufigkeit	B*C	B*C^3	Weibull						
4	m/s	Mittelwert	[]			Summe	Dichte					
5	0-1	0.5	4.67%	0.02	0.01	4.0%	4.0%					
6	1-2	1.5	6.46%	0.10	0.22	12.3%	8.3%					
7	2-3	2.5	9.10%	0.23	1.42	22.9%	10.6%					
8	3-4	3.5	12.38%	0.43	5.31	34.5%	11.6%					
9	4-5	4.5	14.32%	0.64	13.05	46.0%	11.5%					
10	5-6	5.5	12.34%	0.68	20.53	56.8%	10.8%					
11	6-7	6.5	9.38%	0.61	25.76	66.3%	9.5%					
12	7-8	7.5	7.36%	0.55	31.05	74.4%	8.1%					
13	8-9	8.5	5.91%	0.50	36.29	81.1%	6.6%					
14	9-10	9.5	4.64%	0.44	39.78	86.3%	5.2%					
15	10-11	10.5	3.59%	0.38	41.56	90.3%	4.0%					
16	11-12	11.5	2.67%	0.31	40.61	93.3%	3.0%					
17	12-13	12.5	1.94%	0.24	37.89	95.5%	2.2%					
18	13-14	13.5	1.37%	0.18	33.71	97.0%	1.5%					
19	14-15	14.5	0.98%	0.14	29.88	98.1%	1.1%					
20	15-16	15.5	0.69%	0.11	25.69	98.8%	0.7%					
21	16-17	16.5	0.51%	0.08	22.91	99.2%	0.5%					
22	17-18	17.5	0.38%	0.07	20.37	99.5%	0.3%					
23	18-19	18.5	0.27%	0.05	17.10	99.7%	0.2%					
24	19-20	19.5	0.21%	0.04	15.57	99.8%	0.1%					
25	20-24	22.5	0.51%	0.11	58.09	100.0%	0.1%					
26	Kontrollwerte		0.9968	5.94	518.45		100.0%					
27												
28			BC/BC^3		2.47							
29												
30	A=	6.66										
31	k=	1.69										
32												
33												
34	Bestimmung der Weibull-Parameter A, k mittels iterativem Verfahren											
35	durch optimale Approximation an das 1. Und 3. Moment der Verteilung											
36	(Bestmögliche Anpassung an Mittelwert und Energieinhalt)											

Häufigkeitsverteilung



Meteo-Station Gütsch (ANETZ); 10Min. Werte 1991-2000; 10 m.ü.G
 Empirische Häufigkeit (blau); Berechnung Weibull Parameter

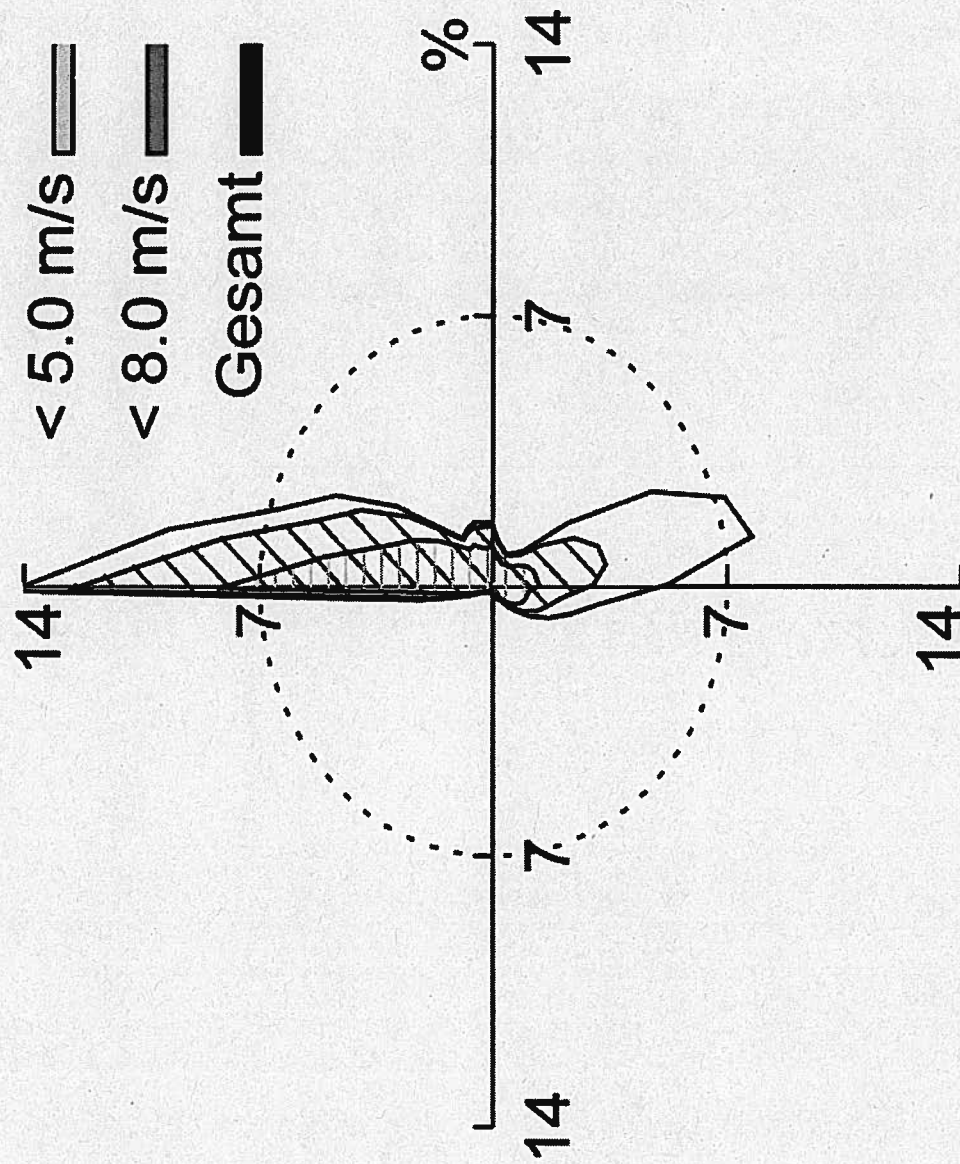


S.Kunz METEOTEST, Bern 16.2.2001

Weibull Parameter

2. Windrose

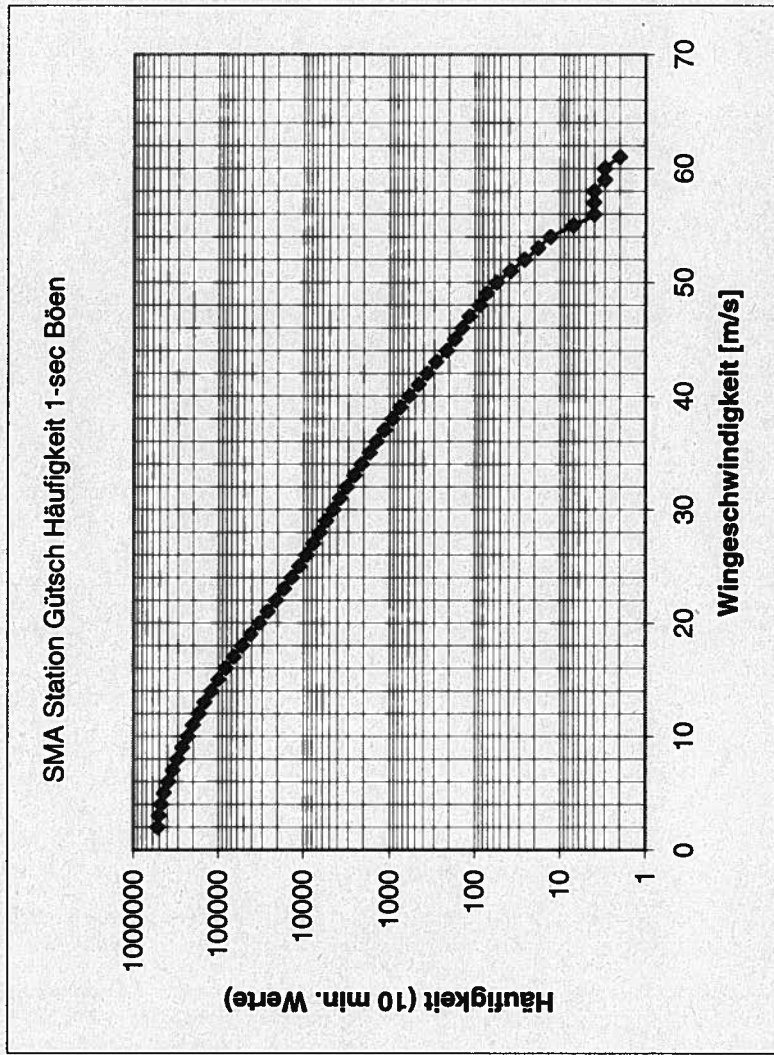
Windrose Gütsch, Januar 1991 - Dezember 2000



Windrose

7. Gütsch 1-sec Böenspitzen 1991-2000

Vmax Obergrenze	Häufigkeit: Anzahl Werte oberhalb Vmax
2	515874
3	504339
4	473843
5	436863
6	391540
7	345381
8	303321
9	264957
10	230033
11	199171
12	170960
13	145147
14	121661
15	100561
16	81677
17	65492
18	52097
19	41078
20	32510
21	25944
22	20849
23	16792
24	13588
25	11099
26	9182
27	7665
28	6442
29	5425
30	4516
31	3747
32	3107
33	2552
34	2105



Höchsten bis 1999 gemessenen Böenspitzen

Jahr	Geschwindigkeit [m/s]
1983	63
1994	61
1990	59
1982	52

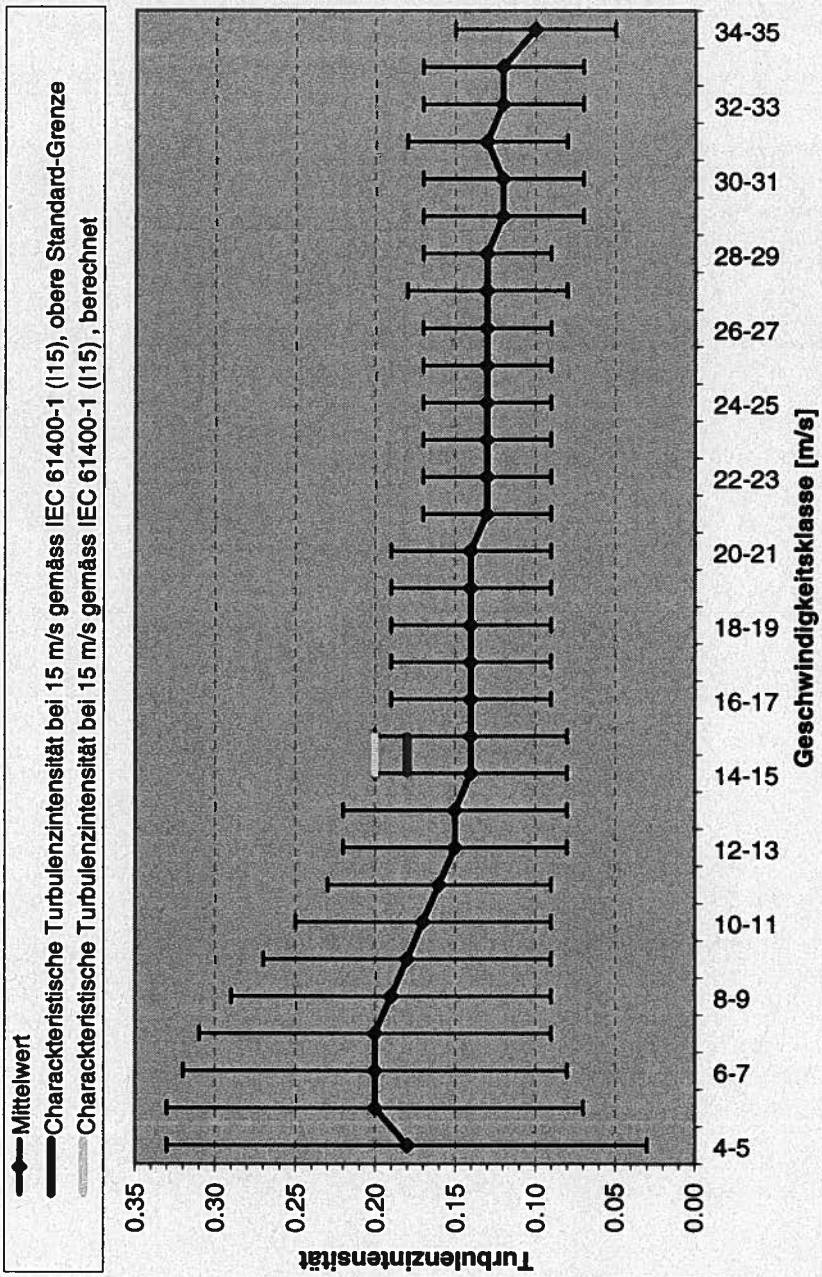
Böenspitzen

SMA-Station Gütsch ANETZ 1991-2000; Basis: 10min Werte Mittelwert und 1-sec Böenspitze der Windgeschwindigkeit

Turbulenz 6

Häufigkeitsverteilung der Turbulenzintensität in 0/00;																			
Mittelwert und Standardabweichung der Turbulenzintensität innerhalb der Klassengeschwindigkeiten																			
Turbulenzintensität (geschätzt aus rel. Böenspitze : 1/3)																			
Geschwindigkeit Klasse [m/s]	Turbulenzintensität															Statistik der Turbulenzintensität			
	0-0.05	0.05-0.1	0.1-0.15	0.15-0.2	0.2-0.25	0.25-0.3	0.3-0.35	0.35-0.4	0.4-0.45	0.45-0.5	0.5-0.55	0.55-0.6	0.6-0.65	0.65-0.7	St.Abw.	Mittel	min	max	I15
4-5	18.210	24.670	30.290	23.000	14.730	9.250	6.530	4.380	3.080	2.120	1.670	1.250	0.920	0.690	0.15	0.18	0.00	1.55	0.33
5-6	6.280	20.350	29.930	22.370	13.770	9.190	6.030	4.780	3.160	2.260	1.580	1.080	0.760	0.430	0.13	0.20	0.00	1.41	0.33
6-7	1.480	12.700	25.030	17.730	11.350	8.010	5.810	3.990	2.690	1.680	1.090	0.720	0.420	0.300	0.12	0.20	0.00	1.19	0.32
7-8	0.520	9.540	19.860	14.750	9.070	6.780	4.880	3.330	2.020	1.130	0.700	0.330	0.160	0.100	0.11	0.20	0.02	1.12	0.31
8-9	0.420	8.030	17.270	11.780	7.390	5.570	3.700	2.220	1.210	0.550	0.310	0.170	0.090	0.040	0.10	0.19	0.03	1.13	0.29
9-10	0.260	7.050	14.540	9.830	5.730	3.790	2.410	1.280	0.660	0.260	0.160	0.080	0.040	0.030	0.09	0.18	0.03	0.92	0.27
10-11	0.160	6.360	12.730	7.380	4.120	2.490	1.350	0.620	0.280	0.140	0.070	0.030	0.020	0.010	0.08	0.17	0.02	0.75	0.25
11-12	0.090	5.250	10.460	5.490	2.530	1.490	0.680	0.340	0.140	0.070	0.040	0.020	0.010	0.000	0.07	0.16	0.03	0.80	0.23
12-13	0.060	3.980	7.900	3.850	1.820	0.930	0.400	0.190	0.090	0.030	0.020	0.010	0.000	0.010	0.07	0.15	0.01	0.74	0.22
13-14	0.040	2.990	5.580	2.960	1.150	0.510	0.210	0.110	0.080	0.030	0.020	0.000	0.000	0.000	0.07	0.15	0.01	0.83	0.22
14-15	0.030	2.060	4.160	2.200	0.750	0.320	0.140	0.070	0.020	0.010	0.010	0.010	0.000	0.000	0.06	0.14	0.02	0.58	0.20
15-16	0.040	1.410	3.030	1.560	0.520	0.190	0.090	0.020	0.010	0.010	0.010	0.000	0.000	0.000	0.06	0.14	0.02	0.69	0.20
16-17	0.020	0.960	2.420	1.110	0.310	0.130	0.050	0.020	0.010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.05	0.14	0.02	0.46	0.19
17-18	0.020	0.650	1.840	0.870	0.290	0.090	0.020	0.010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.05	0.14	0.02	0.48	0.19
18-19	0.020	0.510	1.240	0.660	0.160	0.040	0.020	0.010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.05	0.14	0.02	0.62	0.19
19-20	0.030	0.330	1.070	0.530	0.110	0.010	0.010	0.000	0.000	0.000	0.010	0.000	0.000	0.000	0.05	0.14	0.01	0.81	0.19
20-21	0.030	0.230	0.820	0.410	0.110	0.020	0.010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.05	0.14	0.01	0.54	0.19
21-22	0.020	0.170	0.760	0.290	0.070	0.020	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.04	0.13	0.01	0.29	0.17
22-23	0.030	0.160	0.650	0.260	0.050	0.010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.04	0.13	0.01	0.39	0.17
23-24	0.020	0.150	0.560	0.200	0.040	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.04	0.13	0.00	0.31	0.17
24-25	0.010	0.150	0.400	0.170	0.040	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.04	0.13	0.01	0.33	0.17
25-26	0.020	0.090	0.320	0.120	0.020	0.010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.04	0.13	0.00	0.31	0.17
26-27	0.010	0.080	0.240	0.080	0.010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.04	0.13	0.01	0.27	0.17
27-28	0.010	0.080	0.190	0.070	0.010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.05	0.13	0.00	0.38	0.18
28-29	0.010	0.040	0.130	0.060	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.04	0.13	0.00	0.26	0.17
29-30	0.020	0.050	0.110	0.040	0.010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.05	0.12	0.00	0.26	0.17
30-31	0.010	0.040	0.090	0.020	0.000	0.010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.05	0.12	0.00	0.34	0.17
31-32	0.010	0.010	0.050	0.020	0.010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.05	0.13	0.01	0.25	0.18
32-33	0.010	0.020	0.030	0.020	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.05	0.12	0.01	0.21	0.17
33-34	0.010	0.020	0.020	0.020	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.05	0.12	0.01	0.19	0.17
34-35	0.000	0.010	0.020	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.05	0.10	0.01	0.18	0.15

Mittlere Turbulenzintensität und Standardabweichung

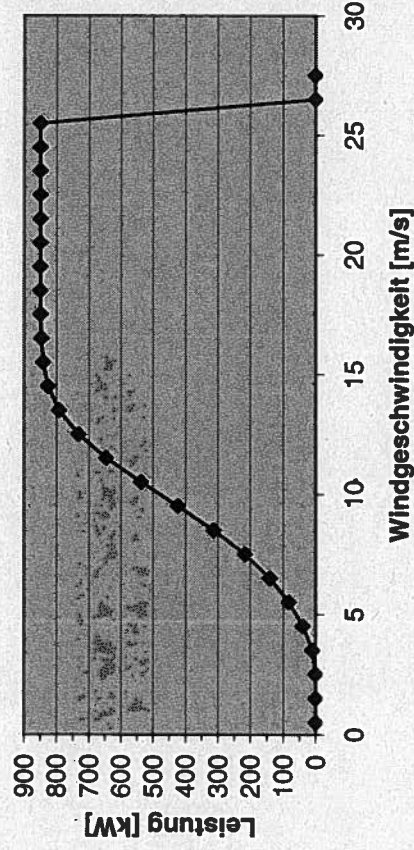


10. Energieproduktion: Beispiel " VESTAS V52-850 kW, 104.2 dB(A), Luftdichte=1.06"

Die Energieproduktion wurde anhand der verfügbaren 10 min. Werte der Windgeschwindigkeit bei der SMA-Gütsch umgerechnet auf Nabenhöhe berechnet. Dabei wurde das Shear-Factor 0.14 und die Leistungskurve" VESTAS V52-850 kW, 104.2 dB(A), Luftdichte=1.06" benutzt. Um die niedrigere Luftdichte zu berücksichtigen, wurde an alle Energiewerte schlussendlich 10% abgezogen.

10.1 Leistungskurve

Leistungskurve



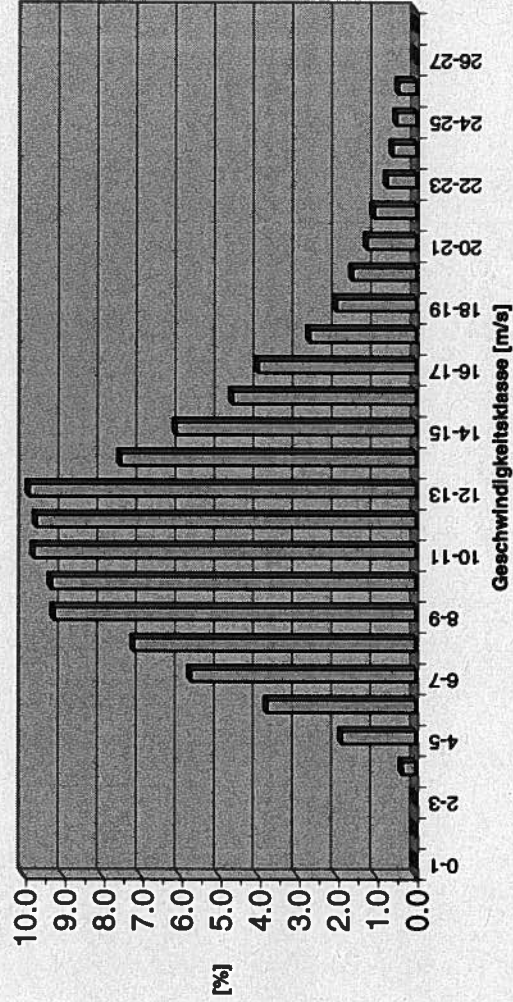
10.2 Häufigkeitsverteilung der Energieproduktion in den Windgeschwindigkeitsklassen

Energieproduktion auf Nabenhöhe in den Geschwindigkeitsklassen: Zeitabschnitt 1991-2000

Geschwindigkeit Klasse [m/s]	Energieproduktion [MWh/Jahr]	%
---------------------------------	---------------------------------	---

0-1	0.00	0.0
1-2	0.00	0.0
2-3	0.00	0.0
3-4	6.37	0.3
4-5	35.96	1.9
5-6	72.79	3.8
6-7	110.32	5.7
7-8	138.57	7.2
8-9	177.96	9.2
9-10	179.23	9.3
10-11	187.75	9.7
11-12	186.65	9.7
12-13	190.24	9.9
13-14	145.44	7.6
14-15	117.82	6.1
15-16	89.97	4.7
16-17	77.38	4.0
17-18	52.01	2.7
18-19	38.84	2.0
19-20	30.97	1.6
20-21	23.87	1.2
21-22	20.49	1.1
22-23	14.23	0.7
23-24	11.31	0.6
24-25	9.51	0.5
25-26	8.70	0.5
26-27	0.00	0.0
27-28	0.00	0.0
	1'926.39	100.0

Energieproduktion in den Geschwindigkeitsklassen (1991-2000)



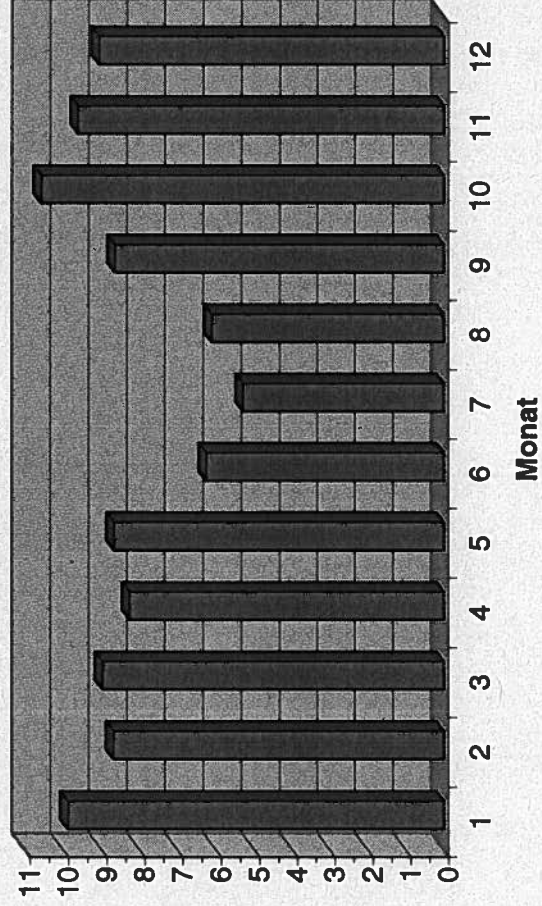
10.3 Häufigkeitsverteilung der Energieproduktion in den Windrichtungsklassen

Energieproduktion in den Windrichtungsklassen: 1991-2000

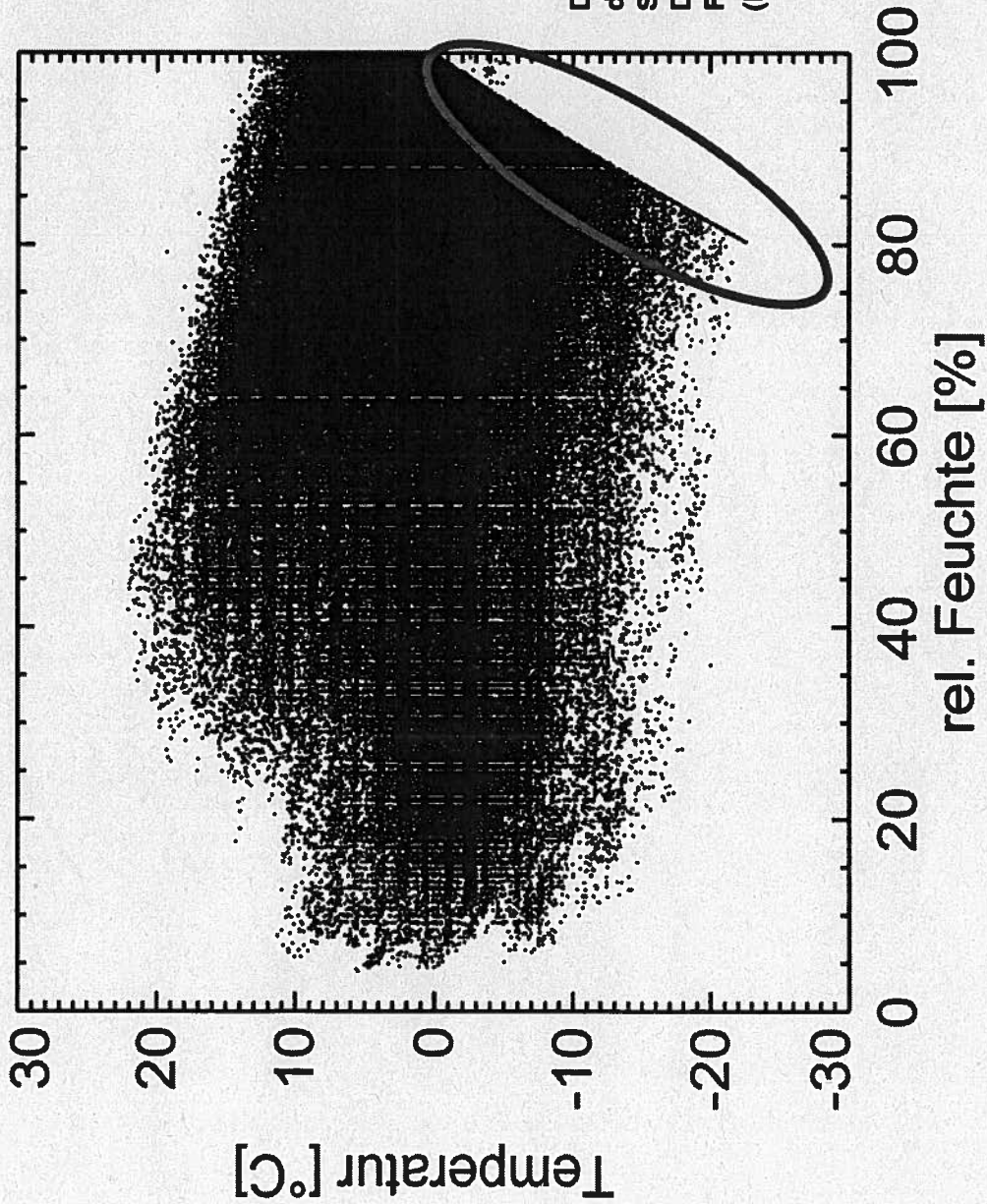
Windrichtungsklasse [°]	Produktion [%]
0-10	0.5
10-20	0.5
20-30	0.5
30-40	0.5
40-50	0.5
50-60	0.5
60-70	0.5
70-80	0.5
80-90	0.5
90-100	0.5
100-110	0.5
110-120	0.5
120-130	0.5
130-140	0.5
140-150	4.5
150-160	10.0
160-170	17.0
170-180	12.5
180-190	12.5
190-200	6.0
200-210	3.5
210-220	2.0
220-230	1.5
230-240	1.0
240-250	0.5
250-260	0.5
260-270	0.5
270-280	0.5
280-290	0.5
290-300	0.5
300-310	0.5
310-320	0.5
320-330	0.5
330-340	0.5
340-350	0.5

Monatliche Energieproduktion auf Nabelhöhe (1991-2000)

Monatliche Energieproduktion: 1991-2000



11.1 Temperatur und Luftfeuchte



Die relative Luftfeuchte bezieht sich bei der SMA-Messungen am Gütsch auf die Sättigungsdampfdruck über Wasser. Darum wird unter 0°C nie 100% rel. Feuchte erreicht.
(Datenquelle MeteoSchweiz)

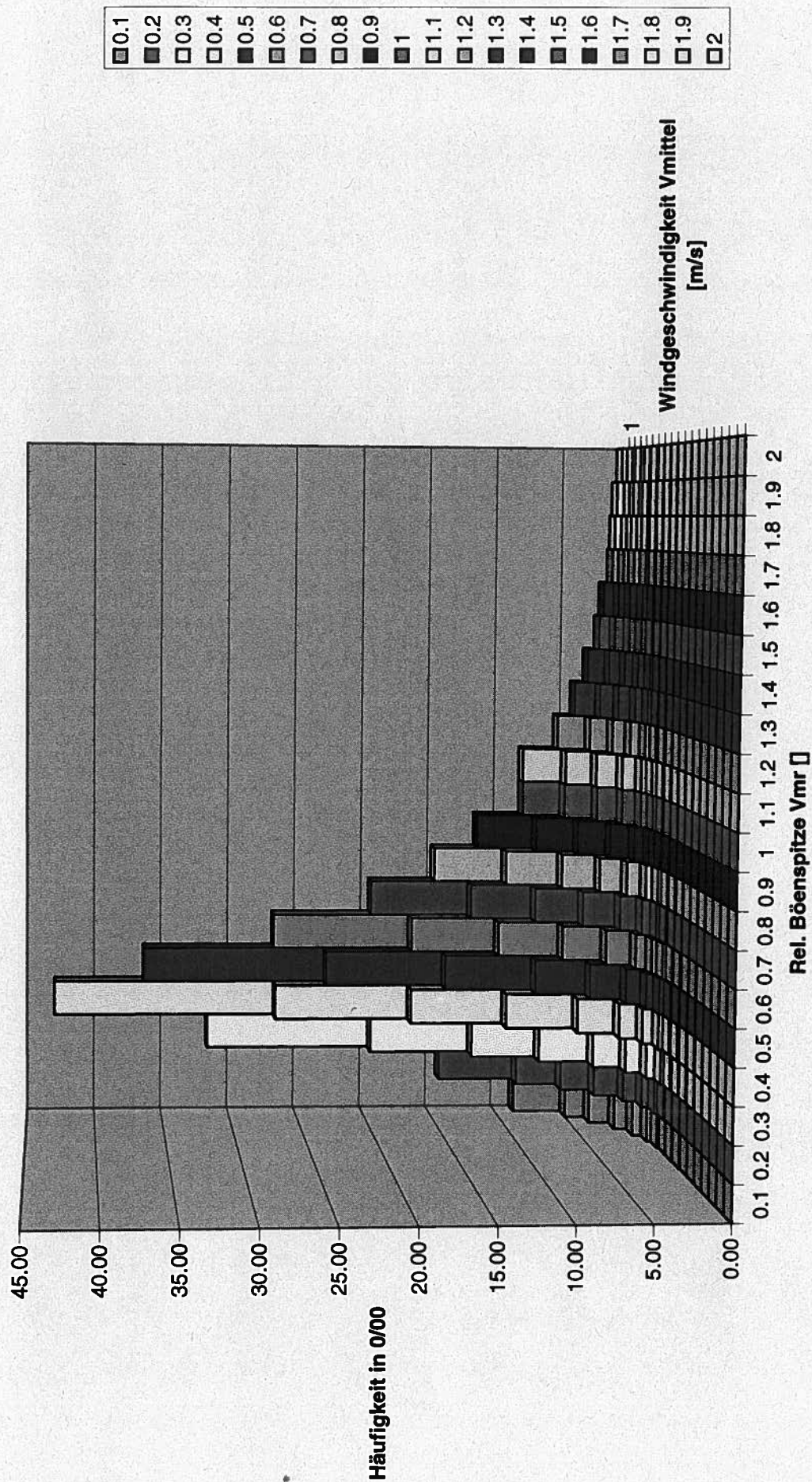
Messdaten Gütsch

SMA Station ANETZ

10-Min. Werte 1990-2000

11.2 Vereisungsgefahr und entsprechende Energieverlust						
Definition Frostpunkt: Temperatur bei der bei isobarer Abkühlung Sättigung über Eis erreicht wird.						
Vereisung tritt bei minus Temperaturen auf, wenn die Temperatur in der Nähe des Frostpunktes liegt.						
Die relative Luftfeuchte bezieht sich bei der SMA-Messungen am Gütsch auf die Sättigungsdampfdruck über Wasser.						
Bei Abkühlung unter 0°C wird die Sättigungsdampfdruck über Eis früher als die Sättigungsdampfdruck über Wasser erreicht.						
Wasserdampf geht darum direkt ins Eis (das kann dank Aerosole auch bei Temperaturen erfolgen, die etwas höher als der Frostpunkt liegen).						
Unter 0°C wird die Sättigungsdampfdruck über Eis schon bei relativen Feuchten unter 100% damit erreicht.						
Faustregel: ein Vereisungsgefahr besteht damit, wenn die Unterschied (dTT) zwischen Temperatur und Frostpunkt klein wird.						
Drei Fälle ausgewertet: dTT=1°C, dTT=2°C und dTT=3°C						
	dTT [°C]	Anzahl	Zeit Std.	Energieverluste % [MWh/Jahr]	Energie TOT % [MWh/Jahr]	
optimistisch	1	63'566	10594.3	12.2	12.9	1'926.39
	2	72'419	12069.8	13.9	14.2	1'926.39
konservativ	3	81'091	13515.2	15.5	15.4	1'926.39

5.2 Häufigkeit relativer Böenspitzen



Häufigkeit Böenspitzen

9. Einfluss des Reliefs auf die Strömung

provisorische Berechnung der Windströmung (ohne Mast)
Nordwind; 5.7 m/s Anemoterhöhe=10m

Nord-Süd Schnitt durch die Position des Mastes

Darstellung:

und turbulent kinetische Energie

