



---

# Windmessung in der Linthebene

## Schlussbericht Windgutachten

Béatrice Langraf  
Interwind AG  
Buchzelgweg 5  
8053 Zürich

im Auftrag der  
Baudirektion des Kantons Glarus  
Kirchstrasse 2  
8750 Glarus

mit Unterstützung des  
Bundesamtes für Energie

Oktober 2003

---

**INHALTSVERZEICHNIS**

<b>Zusammenfassung</b>	<b>5</b>
<b>1 Ausgangslage</b>	<b>9</b>
1.1 Vorstudie.....	9
1.2 Windprognosen aufgrund des Geoinformationssystems WINFO-Geo .....	10
<b>2 Die Windmessungen Niederurnen und ARA-Bilten</b>	<b>11</b>
2.1 Topographie der Messstandorte.....	11
2.2 Situation Niederurnen .....	12
2.3 Messanordnung Niederurnen .....	13
2.4 Situation und Messanlage ARA – Bilten.....	15
2.5 Datenkontrolle.....	17
<b>3 Rechenmodelle und Auswertung</b>	<b>19</b>
3.1 WA <sup>SP</sup> .....	19
3.2 WindFarmer .....	21
3.3 Kombiniertes Rechenverfahren zur Auswertung .....	21
<b>4 Resultate der Windmessungen : Niederurnen, ARA-Bilten</b>	<b>24</b>
4.1 Jahres- und Monatsmittelwerte .....	24
4.2 Tagesverlauf .....	25
4.3 Saisonale Variationen.....	26
4.4 Windrichtungen, Windgeschwindigkeiten, Energie .....	28
4.5 Frequenzverteilung .....	30
4.6 Turbulenz.....	32
4.7 Extremwerte.....	35
4.8 Unterschiede der Winde .....	35
4.9 Detailauswertung Niederurnen .....	37
4.9.1 Änderungsrate der Windgeschwindigkeit und Windrichtung .....	37
4.9.2 Höhenprofil der Windgeschwindigkeit .....	38
4.9.3 Vereisung (Icing) .....	38
<b>5 Referenzstation und Langzeitressourcen</b>	<b>40</b>
5.1 Auswahl der Referenzstation.....	40
5.2 Windverhältnisse der Referenzstation Altdorf .....	42
5.3 Langzeitressourcen der Winde in Niederurnen .....	45
<b>6 Windgutachten für den Messstandort Niederurnen</b>	<b>48</b>
6.1 Extrapolation auf empfohlene Nabenhöhen .....	48
6.2 Auswahl geeigneter Windturbinen.....	49
6.3 Ertragsprognosen .....	51
6.3.1 Ertragsprognosen für Niederurnen .....	51
6.3.2 Korrektur der Ertragsprognosen .....	51
6.4 Wirtschaftlichkeitsberechnungen.....	53
6.4.1 Kosten und Finanzierungsparameter .....	53
6.4.2 Stromgestehungskosten .....	55
6.5 Standortbewertung .....	56
6.5.1 Lärm .....	57
6.5.2 Schattenwurf .....	61
6.6 Empfehlung für das weitere Vorgehen .....	62
6.6.1 Projektträgerschaft .....	62
6.6.2 Unterschiedliche Projektträger für Windkraftwerke in der Schweiz .....	62

6.6.3	Planungsverfahren .....	62
6.6.4	Verbesserung der Wirtschaftlichkeit .....	63
<b>7</b>	<b>Windatlas Linthebene</b> .....	<b>64</b>
7.1	Vergleich der Messresultate mit den Prognosen von WINFO-Geo.....	64
7.2	Einsatz der Rechenprogramme WA <sup>s</sup> P und WindFarmer .....	65
7.3	Windatlas der Linthebene .....	66
7.3.1	Interpretation der Resultate für die Linthebene .....	68
7.3.2	Unterschiede der Windgeschwindigkeit und Energie .....	68
7.3.3	Windvorkommen und Ertragsprognosen für die Linthebene .....	69
7.3.4	Überprüfung der Rechenmodelle .....	70
 <b>Anhang I –</b> .....		<b>72</b>
<b>Vergleichstabelle der Windmessungen Niederurnen und ARA-Bilten</b>		
 <b>ANHANG II –</b> .....		<b>73</b>
<b>Resultatübersicht Windmessungen, Datenblätter nach WASP</b>		
 <b>ANHANG III –</b> .....		<b>77</b>
<b>Ausgewählte Sequenzen von 10 Minuten-Mittelwerten</b>		
 <b>ANHANG IV –</b> .....		<b>78</b>
<b>Datenblätter Wirtschaftlichkeitsberechnung</b>		

**Tabellenverzeichnis**

Tab. 1 :	Schätzung der Windressourcen gemäss Vorstudie .....	9
Tab. 2 :	Schätzung der Jahreserträge von Windkraftanlagen gemäss Vorstudie .....	9
Tab. 3 :	Datenkontrolle: Zusammenfassung der Messungen in Niederurnen und ARA-Bilten .....	17
Tab. 4 :	Beobachtete und berechnete Werte, Niederurnen auf 50m Höhe .....	20
Tab. 5 :	Beobachtete und berechnete Werte, ARA-Bilten auf 30m Höhe .....	20
Tab. 6 :	Zusammenfassung der Messresultate .....	24
Tab. 7 :	Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeiten, Niederurnen und ARA-Bilten .....	24
Tab. 8 :	Niederurnen und ARA, mittlere Turbulenzintensitäten auf verschiedenen Messhöhen .....	32
Tab. 9 :	Extremwerte der Windgeschwindigkeit und Temperatur .....	35
Tab. 10 :	Temperaturwerte in Niederurnen, 2002 .....	39
Tab. 11 :	Korrelation der Monatsmittelwerte, temporäre Messungen – Stationen MeteoSchweiz .....	42
Tab. 12 :	Langzeitressourcen Niederurnen. ....	47
Tab. 13 :	Eckdaten der vier ausgewählten Windturbinen für den Standort Niederurnen .....	50
Tab. 14 :	Ertragsprognose für vier ausgewählte Turbinentypen, Standort Niederurnen .....	51
Tab. 15 :	Korrekturfaktoren für die Ertragsprognosen .....	52
Tab. 16 :	Niederurnen, korrigierte Ertragsprognosen und Variabilität .....	52
Tab. 17 :	Niederurnen, Kapazitätsfaktoren und Volllaststunden .....	52
Tab. 18 :	Eingabedaten der Wirtschaftlichkeitsrechnung .....	54
Tab. 19 :	Niederurnen, Stromgestehungskosten .....	55
Tab. 20 :	Planungswerte nach Lärmschutzverordnung .....	57
Tab. 21 :	Beobachtete und berechnete Werte der Windgeschwindigkeit und Energiedichte .....	71
Tab. 22 :	Vergleich der Messungen, Niederurnen ARA - Bilten .....	72

**Abbildungsverzeichnis**

Abb. 1:	Mittlere Windgeschwindigkeit für den Messstandort Niederurnen .....	5
Abb. 2:	Windrose und Frequenzverteilung Niederurnen und ARA-Bilten, Auswertung mit WA <sup>SP</sup> .....	6
Abb. 3:	Windatlas der Linthebene .....	8
Abb. 4:	Windgeschwindigkeiten in der Linthebene, Voraussagen für 50 m Höhe, WINFO-Geo .....	10
Abb. 5:	Linthebene mit den Windmessstandorten Niederurnen und ARA - Bilten .....	11
Abb. 6:	Windmessung Niederurnen, Standort 50 m Mast .....	12
Abb. 7:	Windmessung Niederurnen : Übersichtsplan Messanlage .....	12
Abb. 8:	Windmessung Niederurnen, schematische Mastkonfiguration 50 m Mast: .....	13
Abb. 9:	Messanlage Niederurnen, Situation 50 m Mast, Blick nach Nordwesten .....	14
Abb. 10:	Messanlage Niederurnen, Situation 50 m Mast, Blick nach Norden .....	14
Abb. 11:	Windmessung ARA-Bilten, Faulturm mit 12 m Messmast, total 30 m über Talboden .....	15
Abb. 12:	Messanlage ARA – Bilten, Blick nach Nordwesten auf die Faultürme .....	16
Abb. 13:	Messanlage ARA-Bilten, Blick nach Südosten auf Faulturmdach mit 12m Mast; .....	16
Abb. 14:	Grafische Darstellung des Ausfalls des 40m Anemometers (blau) in Niederurnen .....	18
Abb. 15:	Mittels WA <sup>SP</sup> Modell berechnete Windrosen im Vergleich zu den Messresultaten .....	20
Abb. 16:	Rechenverfahren zur Ermittlung der Windressourcen und Ertragsprognosen .....	21
Abb. 17:	Geländemodellierung zur Ermittlung des Windenergiepotentials mit WA <sup>SP</sup> mit .....	22
Abb. 18:	Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeiten, Niederurnen und ARA-Bilten .....	25
Abb. 19:	Tagesverlauf der Windgeschwindigkeit, Niederurnen (NU) und ARA-Bilten (ARA) .....	26
Abb. 20:	Saisonale Variation des Tagesverlaufs der Windgeschwindigkeit in Niederurnen .....	27
Abb. 21:	Saisonale Variation des Tagesverlaufs der Windgeschwindigkeit ARA-Bilten .....	27
Abb. 22:	Gemessene Windrose und Frequenzverteilung der Windgeschwindigkeiten auf 50m .....	28
Abb. 23:	Gemessene Windrose und Frequenzverteilung der Windgeschwindigkeiten, 30m Höhe .....	28
Abb. 24:	Mittlere Windgeschwindigkeit nach Windrichtungen .....	29



Abb. 25:	Mittlere Windgeschwindigkeit nach Windrichtungen .....	29
Abb. 26:	Energie nach Windrichtungen, Dez.01 - Dez. 02 .....	30
Abb. 27:	Frequenzverteilung der Windgeschwindigkeit, Niederurnen, Dez 01 - Juli 02.....	31
Abb. 28:	Frequenzverteilung der Windgeschwindigkeit, ARA - Bilten .....	32
Abb. 29:	Niederurnen, "Turbulenzrose" auf 50m .....	33
Abb. 30:	Niederurnen, Turbulenzintensität als Funktion der Windgeschwindigkeit.....	33
Abb. 31:	Niederurnen, Turbulenzintensität als Funktion der Zeit .....	33
Abb. 32:	ARA Bilten, "Turbulenzrose" auf 50m.....	34
Abb. 33:	ARA Bilten, Turbulenzintensität als Funktion der Windgeschwindigkeit .....	34
Abb. 34:	ARA Bilten, Turbulenzintensität als Funktion der Zeit.....	34
Abb. 35:	Tagesverlauf der Windrichtung und Windgeschwindigkeit: Niederurnen und ARA-Bilten ..	36
Abb. 36:	Windgeschwindigkeiten: Niederurnen und ARA-Bilten, 22. – 24. Juni 2002 .....	36
Abb. 37:	Niederurnen, 2 Sekundendaten auf 50m Höhe, 7:30 - 8:30 .....	37
Abb. 38:	Niederurnen, 2 Sekundendaten auf 50m Höhe, 8:20 - 8:30 .....	37
Abb. 39:	Niederurnen, Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeit auf 3 Höhen.....	38
Abb. 40:	Niederurnen, Verteilung der Temperatur im Jahr 2002.....	39
Abb. 41:	Wetterstationen von MeteoSchweiz, vormals SMA.....	40
Abb. 42:	Langzeitdaten Stationen Glarus und Chur -EMS .....	41
Abb. 43:	Trends der Langzeitdaten der Stationen MeteoSchweiz Glarus und Chur -EMS.....	41
Abb. 44:	SMA Altdorf, Jahresmittel der Windgeschwindigkeiten .....	42
Abb. 45:	Station Altdorf, Monatsmittel der Windgeschwindigkeiten 1990 - 2002 .....	43
Abb. 46:	Station Altdorf, Tagesverlauf der Windgeschwindigkeit. ....	43
Abb. 47:	Station Altdorf, Monatsmittelwerte der Temperatur.....	44
Abb. 48:	Station Altdorf, Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeit.....	44
Abb. 49:	Station Altdorf, Tagesverlauf der Temperatur. ....	44
Abb. 50:	Lineare Regression der Station Altdorf und Messung 50 m Niederurnen .....	45
Abb. 51:	Berechnete (grau) und gemessene (schwarz) Jahresmittelwerte, Niederurnen 50m .....	45
Abb. 52:	Berechnete (blau) und gemessene (rot) Monatsmittelwerte, Niederurnen 50m. ....	46
Abb. 53:	Berechnete Langzeit Monatsmittelwerte (blau) und gemessene Werte (rot).....	46
Abb. 54:	Berechneter Tagesverlauf in Niederurnen (blau) .....	46
Abb. 55:	Niederurnen, berechnete Höhenprofile der Windgeschwindigkeit und Messwerte.....	49
Abb. 56:	Fotomontage einer Einzelanlage am Standort der Windmessung Niederurnen.....	55
Abb. 57:	Fotomontage einer Einzelanlage am Standort der Windmessung Niederurnen.....	56
Abb. 58:	Fotomontage: Blick vom Bahnhof auf eine Einzelanlage Standort Windmessung .....	57
Abb. 59:	Kartenausschnitt, untersuchter Messstandort mit möglicher Windturbine .....	58
Abb. 60:	Schallemission der 600 kW und 850kW Turbinen mit 50m Nabenhöhe .....	59
Abb. 61:	Schallemissionen der 1'300 kW und 1'800 kW Windturbinen mit 68m Nabenhöhe .....	60
Abb. 62:	Schattenpunkte der Rotoroberkanten einer WEA mit einer Gesamthöhe von 100 m.....	61
Abb. 63:	Voraussagen gemäss WINFO und Resultate der Messungen in der Linthebene .....	64
Abb. 64:	Stark vereinfachtes Flussdiagramm des Computermodells WA <sup>s</sup> P .....	65
Abb. 65:	Windatlas Linthebene: Windgeschwindigkeiten .....	66
Abb. 66:	Windatlas Linthebene: Energiedichte.....	67
Abb. 67:	Vergleich der Windgeschwindigkeiten Frequenzverteilungen und Energiedichte .....	69
Abb. 68:	C <sub>p</sub> - Kurven (gestrichelt) und Leistungskurven von vier verschiedenen Turbinen.....	70

Diese Arbeit ist im Auftrag der Baudirektion des Kantons Glarus und des Bundesamtes für Energiewirtschaft entstanden. Für Inhalt und Schlussfolgerungen ist ausschliesslich die Autorin dieses Berichtes verantwortlich.

## Zusammenfassung

Eine Vorstudie über die Durchführbarkeit eines Windenergieprojektes, die 1999 vom Bundesamt für Energie in Auftrag gegeben wurde, identifizierte in der Linthebene ein interessantes Windenergiepotential durch die Auswertung lokaler Messdaten. Die Baudirektion des Kantons Glarus entschloss sich in der Folge Windmessungen durchzuführen und suchte dafür nach einem möglichen Standort. Die Auswahl fiel auf ein Grundstück in Niederurnen, in einer schwach besiedelten Landwirtschaftszone in unmittelbarer Nähe der Autobahn, wo das Tal der Linth in die Linthebene mündet. Eine Messkampagne sollte zeigen, ob sich dieser Standort aus wirtschaftlichen Überlegungen für eine Windturbine eignet und es sich lohnt, anschliessend zusätzliche Abklärungen im Bereich Umwelt und Raumplanung durchzuführen.

Zur Erfassung der Windverhältnisse in der Linthebene wurde die Messkampagne in Niederurnen durch eine zusätzliche Messung in Bilten ergänzt und die Auswertungen in einem Windatlas für die Linthebene dargestellt.

Das vorliegende Windgutachten von Interwind AG für den Messstandort Niederurnen basiert auf der Aufzeichnung von Winddaten, die mit einer 50 m hohen temporären Messanlage erfasst wurden. Nach einer Messkampagne von zwölf Monaten erlauben die Auswertungen folgenden Schluss: aufgrund der Windverhältnisse ist der Messstandort Niederurnen zur Nutzung der Windenergie bedingt geeignet, die Windstärke ist nicht optimal. Die mittlere Windgeschwindigkeit beträgt auf 50 m Höhe 4.45 m/s. Die Extrapolation auf Nabenhöhe ergibt für 68 m Höhe über Grund eine mittlere Windgeschwindigkeit von 5.1 m/s.

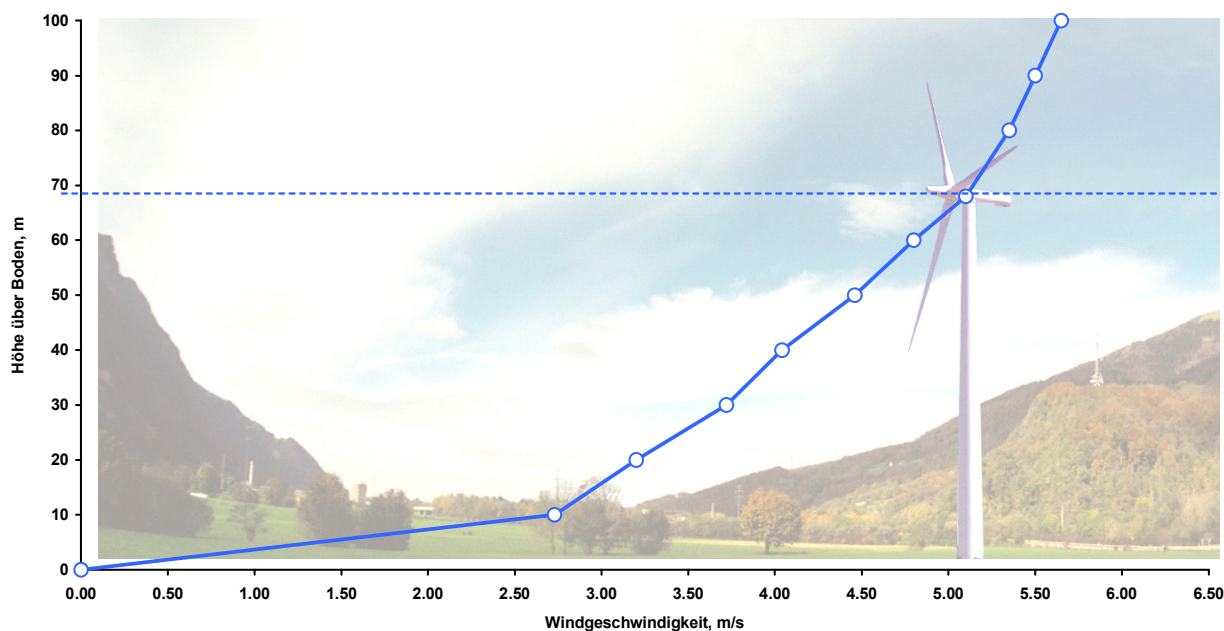


Abb. 1: Mittlere Windgeschwindigkeit für den Messstandort Niederurnen  
4.45 m/s auf 50 m Höhe, 5.1 m/s auf 68 m Höhe extrapoliert

Für Ertragsprognosen und Wirtschaftlichkeitsrechnungen wurden vier Windturbinenmodelle ausgewählt, die sich für Binnenlandstandorte mit beschränktem Windangebot eignen.

Erfahrungsgemäss sind dies Turbinen von kleiner bis mittlerer Grösse zwischen 600 kW und 1'800 kW Leistung. Für die durchschnittliche Stromproduktion und Stromgestehungskosten am Netzanschlusspunkt werden folgende Resultate für Niederurnen prognostiziert:

- 450'000 kWh/a zu 0.42 CHF/kWh mit 600 kW Leistung
- 660'000 kWh/a zu 0.42 CHF/kWh mit 850 kW Leistung
- 1'200'000 kWh/a zu 0.34 CHF/kWh mit 1.3 MW Leistung
- 1'450'000 kWh/a zu 0.37 CHF/kWh mit 1.8 MW Leistung

Je nach Turbinenmodell betragen die Stromgestehungskosten zwischen 0.34 bis 0.42 CHF/kWh, wobei die Turbine mit 1'300 kW Leistung die günstigste Variante ergibt.

Diese relativ hohen Stromgestehungskosten am Standort Niederurnen beruhen auf dem beschränkten Windaufkommen. An diesem Standort lässt sich die Wirtschaftlichkeit deshalb kaum verbessern, da eine Reduktion auf der Kostenseite bei der Installation einer einzigen Turbine nicht möglich ist. Machbar ist eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit auf der Ertragsseite, falls ein anderer, besser geeigneter Standort mit höherem Windvorkommen gefunden werden kann.

Aus diesem Grund wurden die Resultate der Messungen in Niederurnen mit den Ergebnissen der Zusatzmessungen in Bilten verglichen. Auf dem Dach der ARA-Bilten, auf 30 m Höhe wurden Zusatzmessungen durchgeführt. Deren Auswertungen zeigen, dass die Windverhältnisse an beiden untersuchten Standorten in Bezug auf Windrichtung, Häufigkeitsverteilung und Energiedichte erheblich variieren.

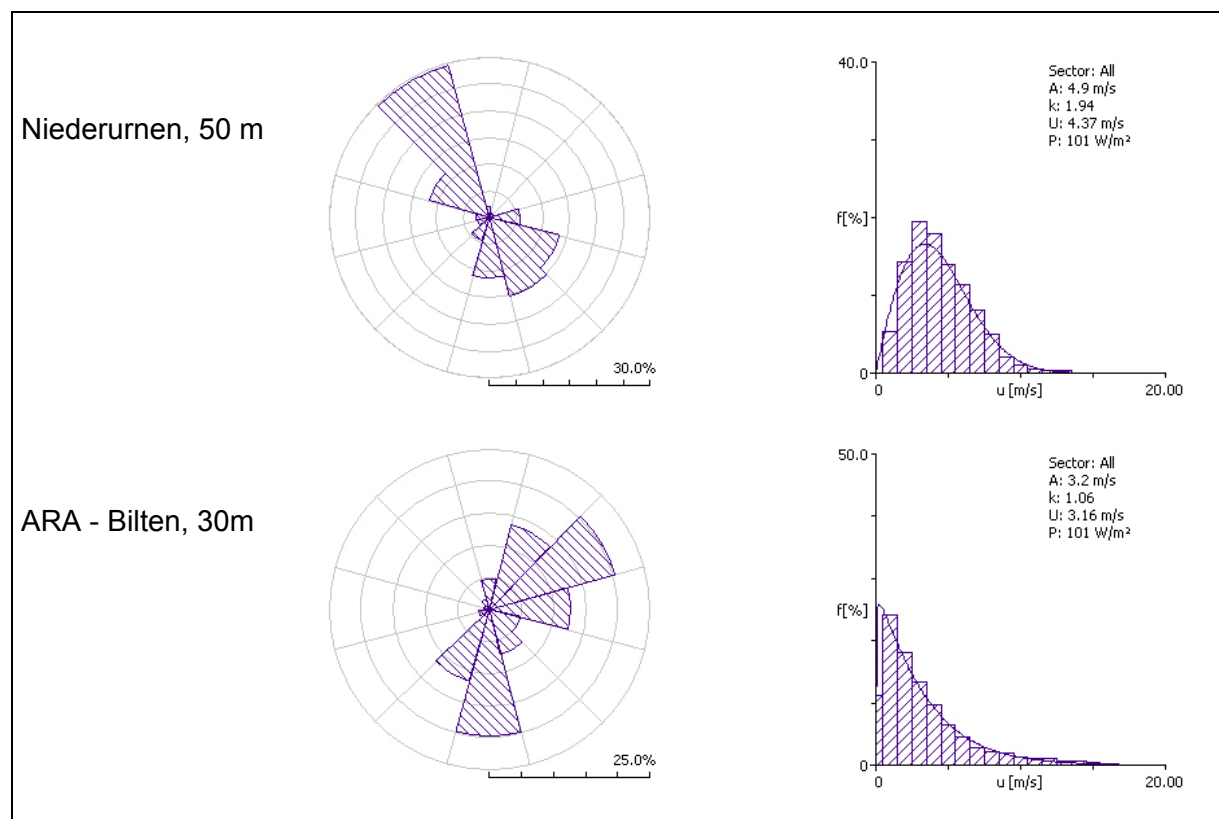


Abb. 2: Windrose und Frequenzverteilung der Windgeschwindigkeiten der Messstandorte Niederurnen und ARA-Bilten, Auswertung der Messkampagne 2002 mit WA<sup>SP</sup>

Die Windrosen von Niederurnen und ARA-Bilten zeigen keine grosse Ähnlichkeit: in Niederurnen wurde eine starke Kanalisierung parallel zur Linthebene in Richtung Nordwest und Südost registriert, während die reine Südkomponente in Richtung Näfels und Glarus sehr gering ist. Die Windrose der Messung ARA-Bilten zeigt ein völlig anderes Bild: Die Hauptwindrichtung verläuft parallel zur Ostflanke des Benkner Büchels mit nordöstlichen und süd-südwestlichen Komponenten.

Auch die Häufigkeits- oder Frequenzverteilung der gemessenen Windgeschwindigkeiten in Niederurnen und ARA-Bilten zeigen unterschiedliche Windverhältnisse an beiden Standorten. Während in Niederurnen auf 50 m Höhe eine Verteilkurve mit einem Formparameter  $k$  von 1.94 gemessen wurde, liegt dieser für ARA-Bilten, 30 m Höhe bei 1.06. Die Form der Frequenzverteilung in Niederurnen ist vergleichbar mit dem Wind einer Passlage, während die Verhältnisse für ARA-Bilten eher einer Gipfelage im Mittelland gleichen.

Bemerkenswert ist, dass auf dem Dach der ARA-Bilten auf 30 m Höhe während der Messperiode gleich viel Energie gemessen wurde wie am Messstandort Niederurnen auf 50 m Höhe. Damit ist das Windenergiepotential von ARA-Bilten auf 30 m Höhe mit insgesamt 101 W/m<sup>2</sup> vergleichbar mit dem Potential des Messstandortes Niederurnen auf 50 m.

Die unterschiedlichen Windverhältnisse an beiden Standorten werden wie folgt interpretiert: es wird vermutet, dass die Topographie der beiden Standorte lokal zu anderen Windvorkommen führt. Obwohl nur wenige Kilometer voneinander entfernt, werden die Winde durch kleinräumige, unterschiedliche topographische Verhältnisse geführt und geformt und treffen aus unterschiedlichen Richtungen und mit unterschiedlicher Stärke auf die untersuchten Standorte.

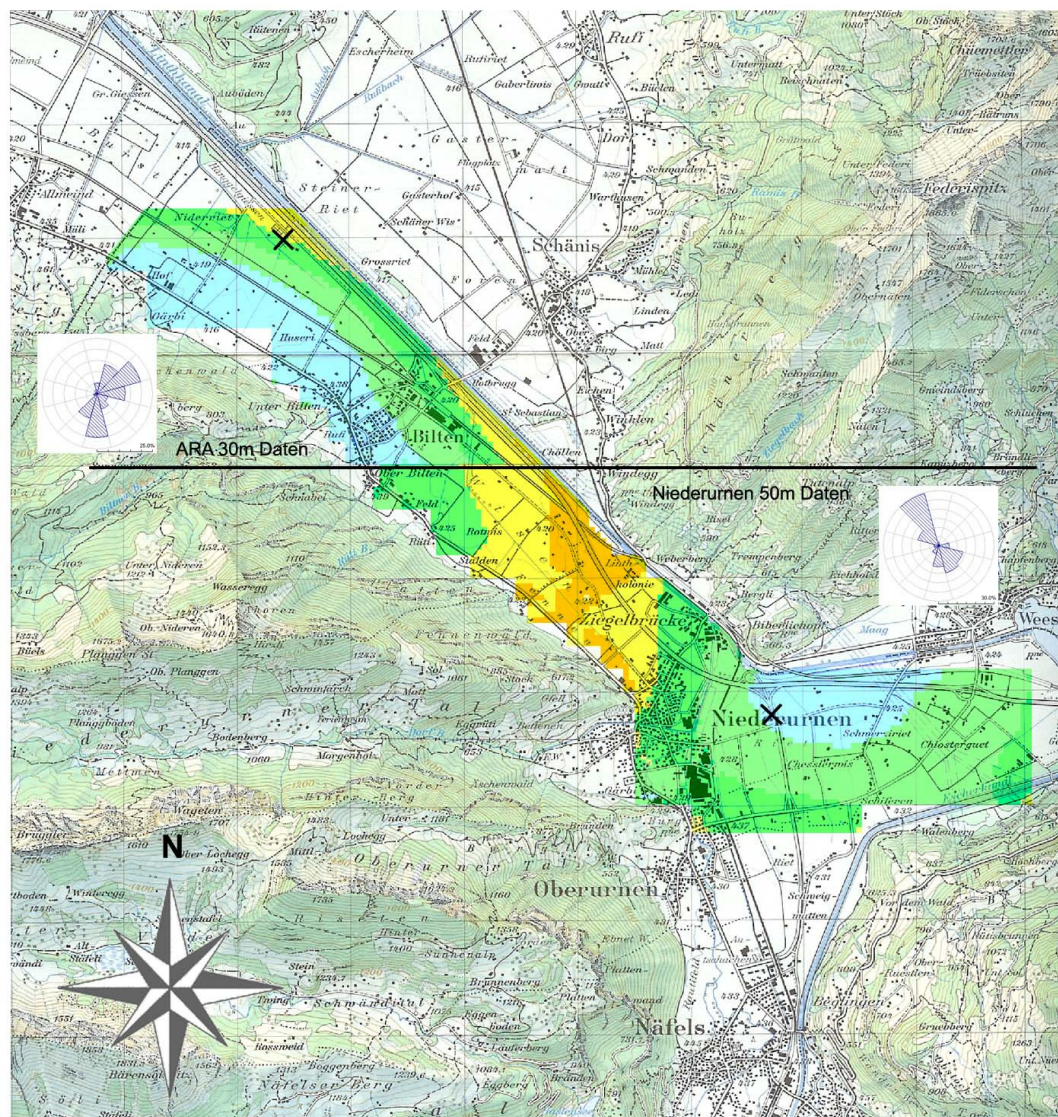
Zusätzliche Auswertungen der Messresultate von beiden Standorten mittels dem Computermodell WA<sup>s</sup>P erlauben Rückschlüsse auf die Windverhältnisse für die Gebiete zwischen Niederurnen und Bilten. Für Windgeschwindigkeit und Energiedichte auf 50 m Höhe sind die prognostizierten Ergebnisse festgehalten. Der nachfolgende Windatlas gibt Anhaltspunkte zu den Windressourcen.

Die Interpretation der im Windatlas dargestellten Resultate ermöglicht folgende Aussagen zum Windenergiepotential in der Linthebene:

- Die mittlere Energiedichte kann bis 300 W/m<sup>2</sup> betragen
- Höchste Energiedichten kommen an den engsten Stellen im Tal vor
- Der Standort Niederurnen befindet sich in einem Gebiet mit niedriger Energiedichte, die Messresultate sind jedoch 100 % zuverlässig bis zu einer Höhe von 50 m über Boden
- Je weiter die Gebiete von den Messstandorten Niederurnen und ARA-Bilten entfernt sind, desto ungenauer sind die prognostizierten Resultate
- Der Standort ARA-Bilten befindet sich in einem Gebiet mittlerer Energiedichte

Die Frage, ob eine Windturbine in der Linthebene aufgestellt wird, bleibt aufgrund der vorliegenden Studie offen. Ein zukünftiger Projektträger wird prüfen, ob es möglich ist, die Wirtschaftlichkeit einer Windturbine in der Linthebene im Vergleich zum Standort Niederurnen zu verbessern und die Aufgabe übernehmen, den Stromverkauf bei den resultierenden Stromgestehungskosten zu sichern. Zusatzabklärungen an einem möglichen Standort werden zur Berücksichtigung von Raumplanung und Landschaftsschutz sowie zur Sicherstellung der Akzeptanz durch die Bevölkerung notwendig sein.





LINTHEBENE Energiedichte auf 50 m Höhe über Boden

Energiekarte

<b>X</b>	Windmessenanlagen
Datengrundlage	Niederurnen 50 m Mast, 2002 Daten ARA 30m Mast, 2002 Daten
Berechnungen	WA <sup>2</sup> P Version 8.00.0242
Darstellung	WindFarmer Version 3.08
Massstab	1:50'000
Datum	13. Juni 2003

	0 - 100 W/m <sup>2</sup>
	100 - 150 W/m <sup>2</sup>
	150 - 200 W/m <sup>2</sup>
	200 - 250 W/m <sup>2</sup>
	250 - 300 W/m <sup>2</sup>

Abb. 3: Windatlas der Linthebene

# 1 Ausgangslage

## 1.1 Vorstudie

Die Linthebene ist bekannt für häufiges und regelmässiges Windaufkommen, jedoch gibt es bis heute keine zuverlässigen Angaben über das Windenergiepotential und seine konkreten Nutzungsmöglichkeiten. Im Rahmen einer Vorstudie<sup>1)</sup> wurden vorhandene Messdaten analysiert und auf einen vorgesehenen Standort in Niederurnen umgerechnet. Die Resultate dieser Windenergieprognosen sind für unterschiedliche Höhen über Grund nachfolgend dargestellt.

Höhe über Grund	mittl. Windgeschwindigkeiten	Energieangebot	Weibull A	Weibull k
22 m	3.9 m/s	92 W/m <sup>2</sup>	4.3 m/s	1.56
30 m	4.3 m/s	123 W/m <sup>2</sup>	4.8 m/s	1.58
50 m	5.2 m/s	203 W/m <sup>2</sup>	5.8 m/s	1.65
60 m	5.5 m/s	241 W/m <sup>2</sup>	6.2 m/s	1.68
70 m	5.8 m/s	275 W/m <sup>2</sup>	6.5 m/s	1.71

Tab. 1 : Schätzung der Windressourcen gemäss Vorstudie<sup>1)</sup>

Höhe ü. Gr.	Vollaststunden	500 kW	600 kW	1500 kW
50 m	1'500	750 MWh/J	900 MWh/J	
65 - 68 m	1'800	900 MWh/J	1'080 MWh/J	2'700 MWh/J

Tab. 2 : Schätzung der Jahreserträge von Windkraftanlagen gemäss Vorstudie<sup>1)</sup>

Obwohl vielversprechend, liessen diese Werte jedoch keine abschliessenden Aussagen über eine mögliche Nutzung der Windenergie zu. Die Gründe sind:

1. Die Zuordnung der vorhandenen Daten einer Messperiode in eine Langzeitbetrachtung mit Hilfe benachbarter Messungen von Wetterstationen fehlte. Damit war nicht klar, ob die bekannten Werte der Messperiode 89/90 durchschnittlichen Windverhältnissen entsprachen.
2. Die vorhandenen Daten waren nur als Halbstundenmittelwerte bekannt.
3. Die rechnerische Übertragung der bekannten Messresultate mittels der WA<sup>s</sup>P Software ist in einer Hochgebirgs-Umgebung grundsätzlich problematisch.

Deshalb wurde empfohlen, das Windpotential für einen bestimmten Standort ganz konkret mittels Messungen auf 30 m - 50 m über Grund zu ermitteln. Die Baudirektion des Kantons Glarus entschied sich, dieses Projekt weiterzuführen und schrieb eine Windmessung aus.

Während der Standortbesichtigung wurde die nähere Umgebung vom Büro Interwind untersucht und folgendes beobachtet: Der vorgesehene Standort weist eine gewisse Ähnlichkeit mit dem Standort der ehemaligen Darrieus-Turbine in Martigny, Unterwallis, auf. Im Rahmen der Offerte

<sup>1)</sup> Rübsamen, R. : Vorstudie über die Durchführbarkeit eines Windenergieprojektes "Linthebene", (Kanton Glarus), Programm P+D Wind, Bundesamt für Energie, Dezember 1999



wurde darauf hingewiesen. Nach der Vergabe der Windmessung wurde die 'Martigny - Erfahrung' diskutiert. Die aufgestellte Darrieus Turbine erbrachte nicht die erwartete Produktion. Um eine ähnliche Fehlschätzung zu vermeiden, beschloss die Baudirektion des Kantons Glarus, die Windmessungen auszuweiten und eine zweite Kontrollmessung auf einem Faulturn der ARA Bilten durchzuführen.

## 1.2 Windprognosen aufgrund des Geoinformationssystems WINFO-Geo<sup>2)</sup>

Auf der Homepage von Suisse Eole, der Vereinigung zur Förderung der Windenergie in der Schweiz, sind die potentiell günstigen Standorte für Windenergie in einer Schweizerkarte aufgezeichnet. Dieses Geoinformationssystem zur Windenergie 'WINFO-Geo'<sup>2)</sup> wurde von der Firma Meteotest AG<sup>3)</sup> ausgearbeitet und basiert auf Jahresmittelwerten der Windgeschwindigkeiten der Jahre 1983 - 97 von 103 langjährigen und temporären Messstationen. Die dargestellten Windgeschwindigkeiten gelten für 50 m Höhe über Grund.

Für die Linthebene werden Windgeschwindigkeiten von 2,5 m/s bis 3,5 m/s prognostiziert, wie in der nachfolgenden Abbildung 4 ersichtlich.

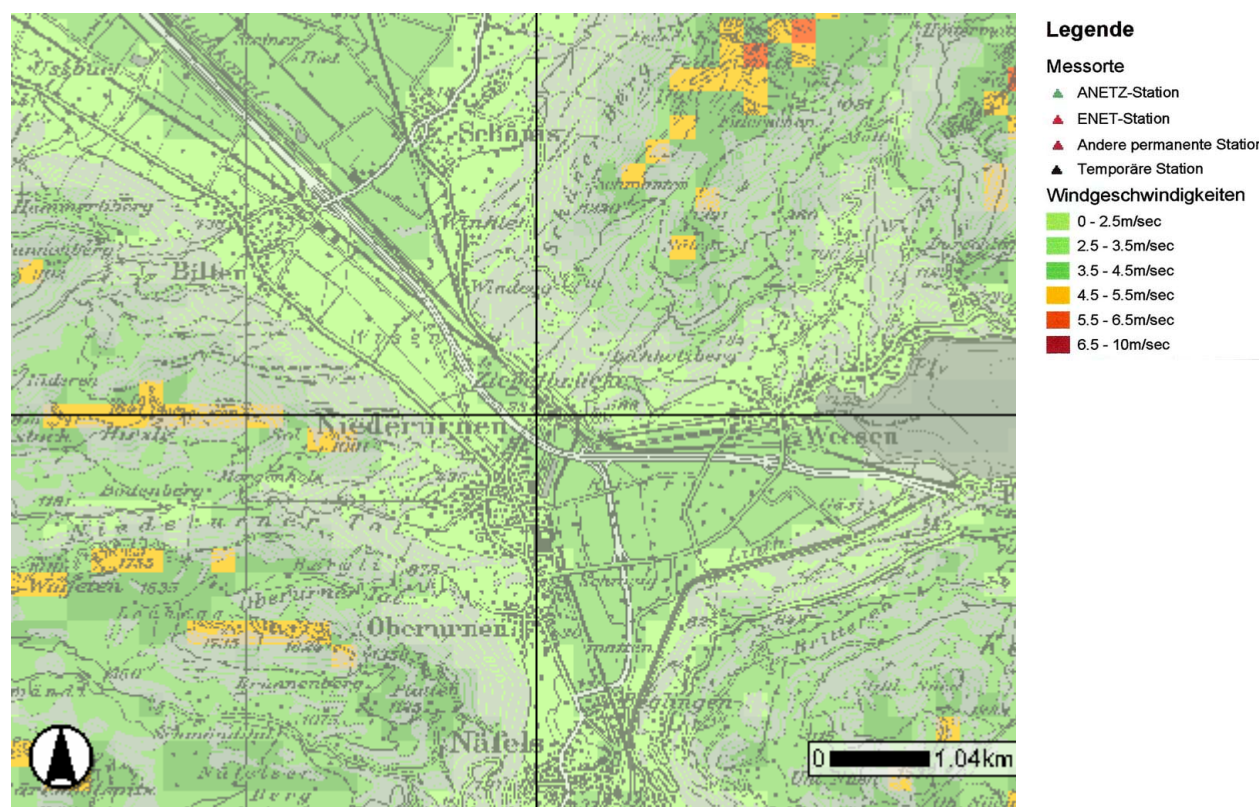


Abb. 4: Windgeschwindigkeiten in der Linthebene, Voraussagen für 50 m Höhe gemäss WINFO-Geo<sup>2)</sup>

Die temporären Windmessungen in der Linthebene mit einem freistehenden 50 m hohen Messmast in Niederurnen ermöglichen die Überprüfung der Brauchbarkeit der Prognosen des Geoinformationssystems WINFO für den spezifischen Standort Niederurnen auf 420 m über Meer. Für die mittlere Windgeschwindigkeit in Niederurnen werden Messresultate erwartet, die zwischen den Prognosen der Vorstudie<sup>1)</sup> von 5.2 m/s und den Voraussagen des Geoinformationssystems WINFO<sup>2)</sup> von 2,5 m/s bis 3,5 m/s liegen.

<sup>2)</sup> [www.suisse-eole.ch](http://www.suisse-eole.ch): S. 'Power' – 'Windenergie' – 'Günstige Winde in der Schweiz'-- WINFO-Geo

<sup>3)</sup> METEOmeetsENERGY, <http://www.stratus.meteotest.ch/mme/>



## 2 Die Windmessungen Niederurnen und ARA-Bilten

### 2.1 Topographie der Messstandorte

Die Linthebene erstreckt sich vom Walensee nach Südwesten Richtung Näfels und weiter gegen Nordwesten bis zum Obersee. Die Talsohle variiert zwischen 425 m und 410 m. Der Kerenzerberg mit dem Nüenchamm von 1'900 m begrenzt die Ebene im Südosten. Im Südwesten befindet sich die Nordflanke des 1'886 m hohen Chöpfenbergs. Von Norden her dringt der Schärerberg mit dem 1'865 m hohen Federispitz in die Linthebene bei Niederurnen und zwingt die Linth zu einem Knick. Der gewählte Messstandort befindet sich östlich der Gemeinde Niederurnen, beim Knick des Linthkanals am Schnittpunkt der drei Talrichtungen, auf 420 m Höhe. Ein 50 m Messmast wurde im November 2001 installiert.

Sechs Kilometer davon entfernt befindet sich die Kontrollmessung ARA - Bilten in der Linthebene, 420 m über Meer. Der Standort wird nach Norden vom Benkner Büchel mit einer Höhe von 605 m ü. M. begrenzt. Gegen Süden beginnt nach einem Kilometer Ebene die Bergkette des Chöpfenbergs. Die Messanlage wurde im September 2001 auf einem der 18 m hohen Faultürme der ARA montiert und befindet sich 30 m über dem Talboden.

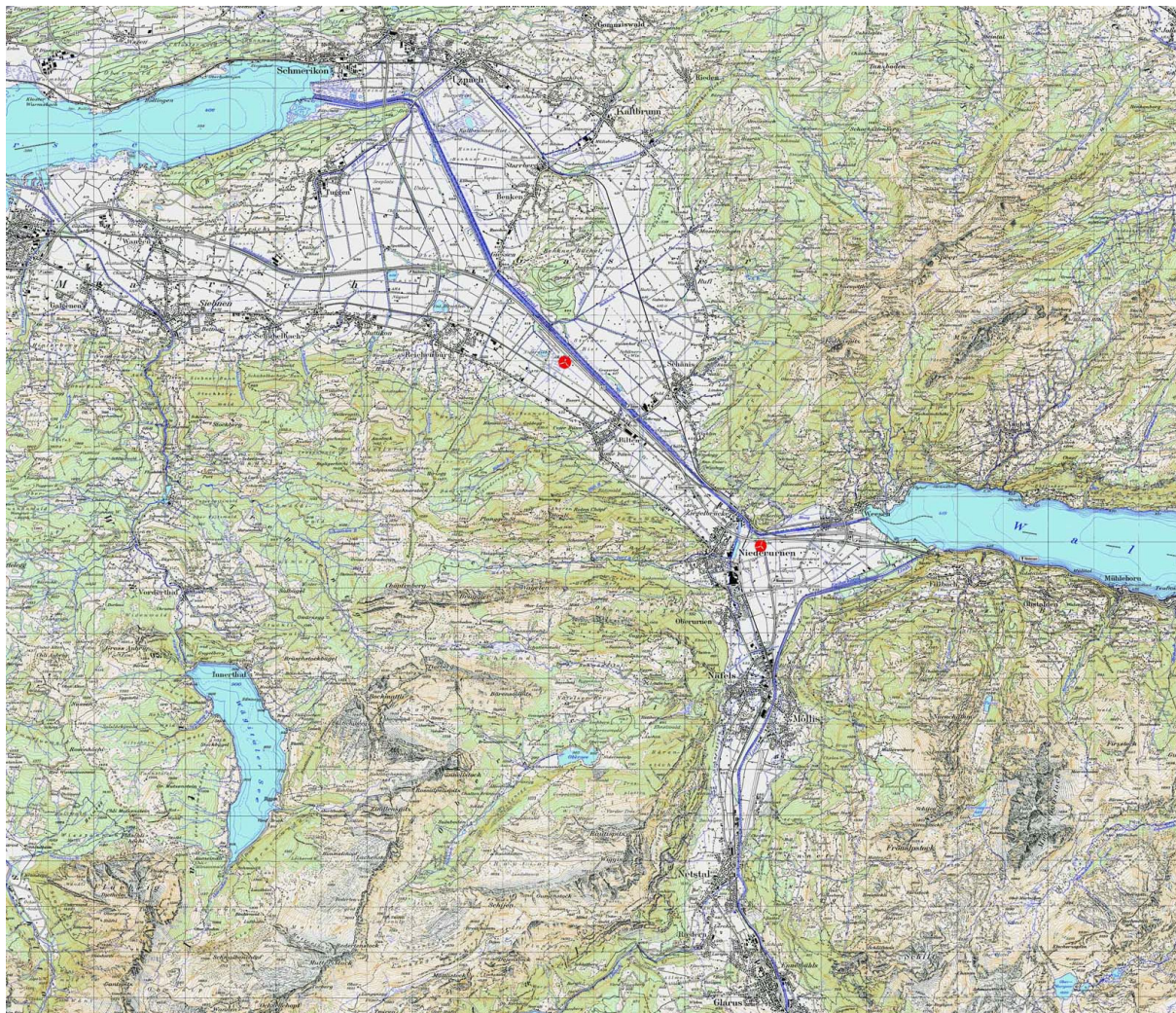


Abb. 5: Linthebene mit den Windmessstandorten Niederurnen und ARA - Bilten  
Landeskoordinaten: Niederurnen 723650 E, 220830 N ; ARA-Bilten 719375 E,  
224925 N; Gitternetz 1 km, © Swisstopo



## 2.2 Situation Niederurnen



Abb. 6: Windmessung Niederurnen, Standort 50 m Mast  
Kartenausschnitt, Gitternetz 1 km, © Swisstopo

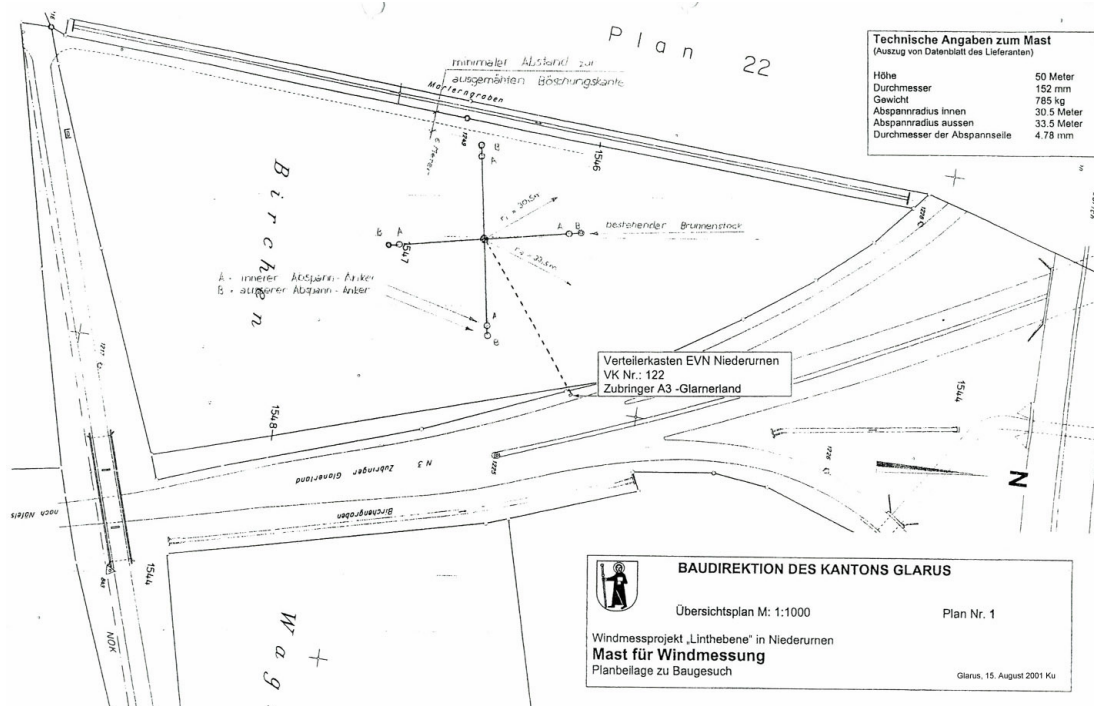


Abb. 7: Windmessung Niederurnen : Übersichtsplan Messanlage  
Mast, Abspann-Anker und Elektroanschluss  
Planbeilage zum Baugesuch der Baudirektion des Kantons Glarus

## 2.3 Messanordnung Niederurnen

Die Messanlage in Niederurnen besteht aus acht Sensoren, wobei Windgeschwindigkeits- und Windrichtungsgeber auf 50 m beheizt sind. Auf 40 m befindet sich ein unbeheiztes Sensoren-paar, das Windgeschwindigkeit und Windrichtung angibt. Auf 30 m gibt es nochmals einen Windgeschwindigkeitsgeber. 5 m über Boden ist ein Thermometer installiert. Die Windgeschwindigkeiten werden mit sogenannten Schalenkreuzanemometern gemessen und gleichzeitig mit den Windrichtungen alle 2 Sekunden registriert. Aufgezeichnet werden dann die 10 Minuten-Mittelwerte mit einem NRG 9200P Logger. Die geographische Karte von Abbildung 5 veranschaulicht die Komplexität des Geländes. Aus diesem Grund wurden auf der Spitze des Mastes zusätzlich zwei Sensoren angebracht, um die Turbulenzen zu erfassen.

Mit zwei Isodaq Logger werden zwei-Sekunden Mittelwerte gemessen und registriert. Damit werden kurzfristige Änderungen der Windgeschwindigkeit und Windrichtung dokumentiert. Weil diese Logger nur 8'000 Messwerte speichern, was vier Stunden entspricht, werden sie nur sporadisch, bei stürmischen Winden abgelesen. Über diese Befunde wird später berichtet.

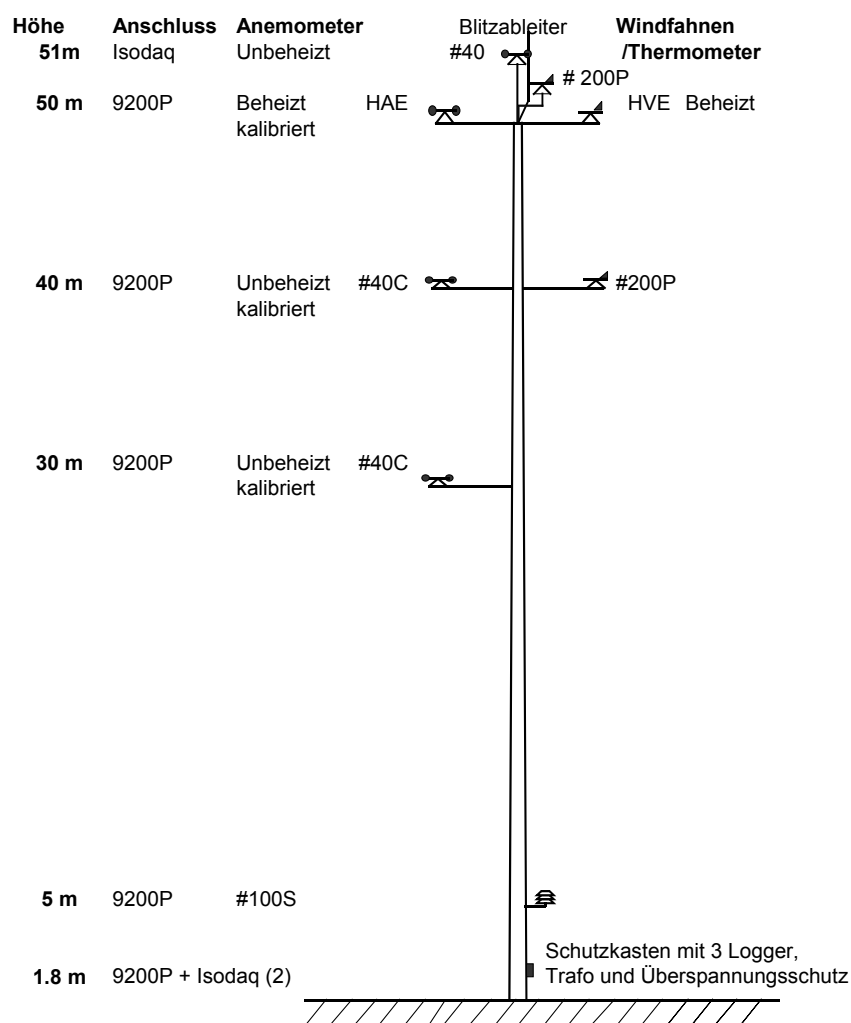


Abb. 8: Windmessung Niederurnen, schematische Mastkonfiguration 50 m Mast: 8 Sensoren davon 2 beheizt, 3 Logger mit 10-Minuten, bzw. 2-Sekunden Mittelwerten

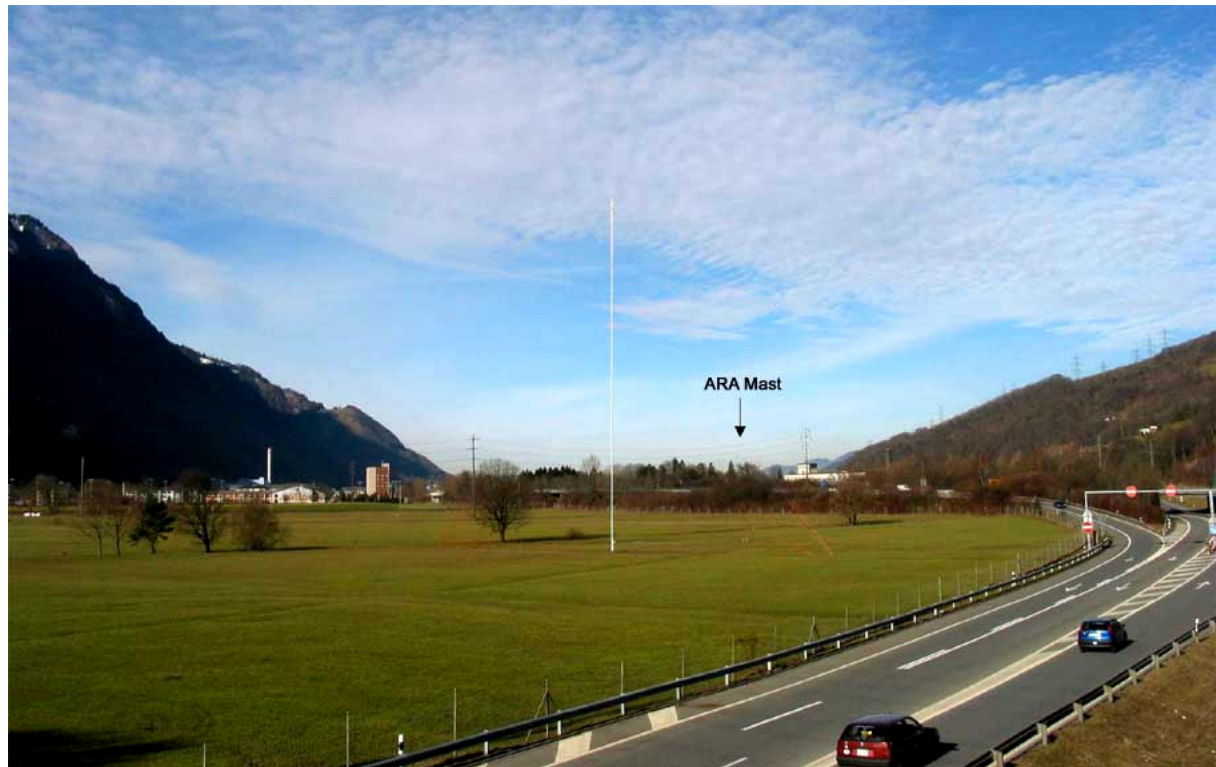


Abb. 9: Messanlage Niederurnen, Situation 50 m Mast, Blick nach Nordwesten gegen Niederurnen und im Hintergrund ARA-Bilten



Abb. 10: Messanlage Niederurnen, Situation 50 m Mast, Blick nach Norden



## 2.4 Situation und Messanlage ARA – Bilten

Die Messanlage in Bilten wurde auf einem der vier 18 m hohen Faultürme der ARA installiert. Gemessen wurde mit drei Sensoren: ein Windgeschwindigkeits- und Windrichtungsgeberpaar sind auf 12 m über Dach montiert, 5 m darunter liegt ein zweiter Windgeschwindigkeitsgeber. Alle zwei Sekunden registriert ein Logger NRG 9200P die Werte und zeichnet diese als 10-Minuten Mittelwerte auf. Da der Mast auf dem südöstlichen Faulturm steht, liegt er im Windschatten des davor liegenden Faulturms in einer sog. Ablöseblase der Winde aus Nordwesten. Der Wind aus nordwestlicher Richtung erreicht deshalb die Sensoren kaum. Ein gegenteiliges Phänomen wird für die Winde aus Süden und Süd-Südwesten erwartet; diese werden in Folge Kompression verstärkt, da ein niedriger Faulturm südwestlich des Messmastes liegt. Die Messresultate werden entsprechend interpretiert.

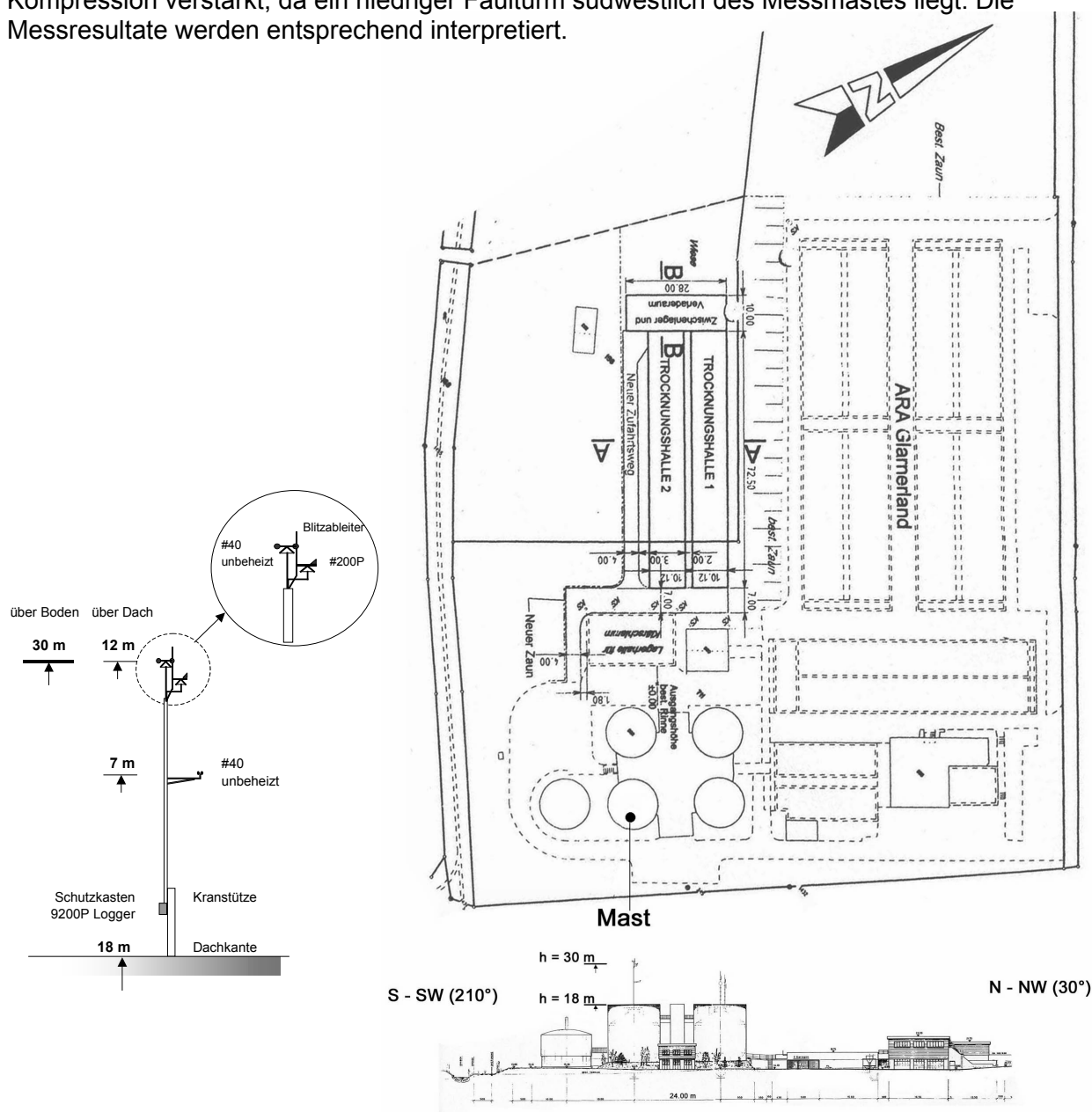


Abb. 11: Windmessung ARA-Bilten, Faulturm mit 12 m Messmast, total 30 m über Talboden



Abb. 12: Messanlage ARA – Bilten, Blick nach Nordwesten auf die Faultürme

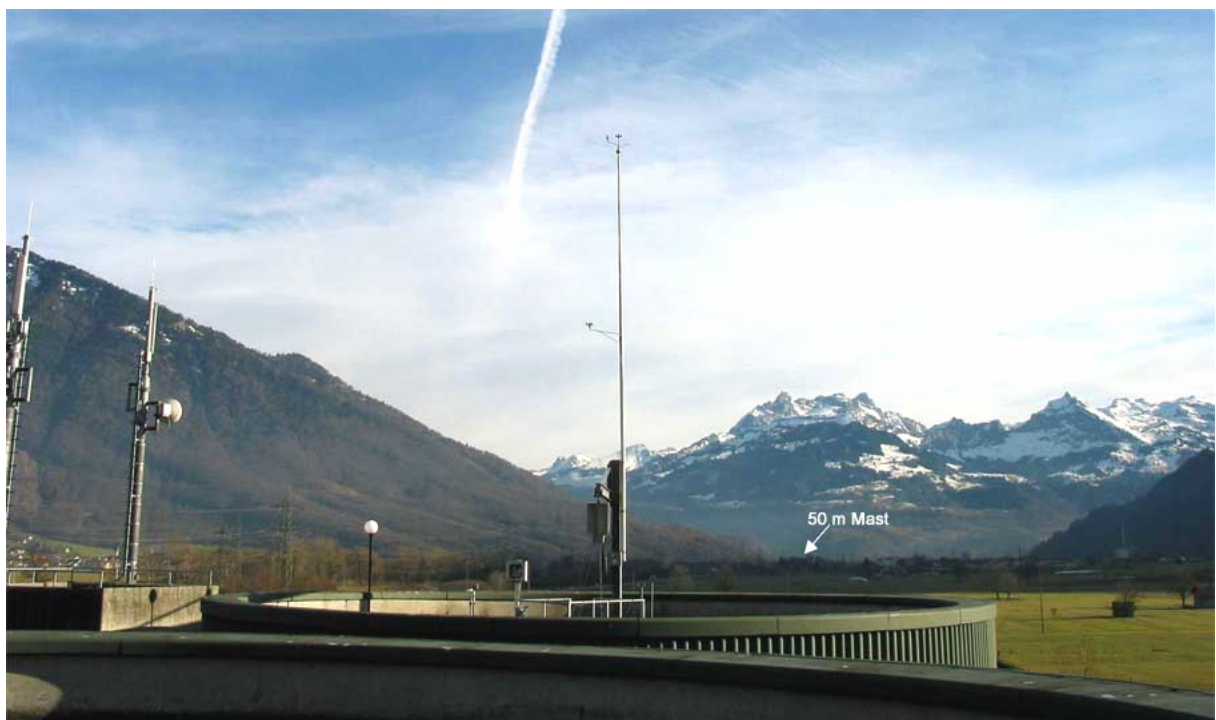


Abb. 13: Messanlage ARA-Bilten, Blick nach Südosten auf Faulturmdach mit 12 m Mast; im Hintergrund 50 m Messanlage Niederurnen

## 2.5 Datenkontrolle

Die Messkampagne ARA-Bilten dauerte vom 20. September 2001 bis zum 17. Januar 2003, in Niederurnen vom 20. November 2001 bis zum 16. Januar 2003. Am Ende der Messperiode fielen die Batterien aus: am 3. Dezember 2002 in Niederurnen und am 2. Januar 2003 in ARA-Bilten. Aus diesem Grund wurden folgende zwölf Monate für die Auswertung gewählt: Dezember 2001 bis Ende November 2002. Damit ist eine Messperiode von zwölf Monaten vollständig erfasst. Die Jahresmessungen mit 100% Daten liefern hochwertige Resultate für insgesamt 8760 Stunden. Diese Information ist in Tabelle 3 zusammengefasst.

Die Daten wurden Ende jeden Monats auf Konsistenz und Unregelmässigkeiten geprüft. Bei der Messanlage Niederurnen wurde festgestellt, dass der Anemometer auf 40 m Höhe zwischen dem 13. September 2002, 05:00 und dem 5. Oktober 2002, 12:00 zeitweise ausfiel (Abb. 14). Da diese Periode von 535 Stunden einem Anteil von 6.1 % der gesamten Auswertungsperiode entspricht und die 40 m - Daten ausschliesslich zur Überprüfung des Höhenprofils und nicht für die Ertragsprognose benutzt werden, wurde keine Detailkorrektur vorgenommen. Zur Ermittlung der Monatsmittelwerte für Niederurnen auf 40 m wurden im September und Oktober 2002 die 30 m - Daten extrapoliert.

Datenkontrolle Windmessungen in der Linthebene				
Mast	Niederurnen		ARA - Bilten	
Landeskoordinaten (Ost / Nord)	723650 E	220830 N	719375 E	224925 N
Messperiode				
Start	20.11.01 17:00		20.09.01 15:00	
Ende	16.01.03 08:00		17.01.03 13:00	
Anzahl Stundenwerte	10'119		11'613	
Fehlende Daten <sup>(1)</sup>	02.12.02 - 15.01.03		02.01.03 - 17.01.03	
Fehlende Anzahl Stunden	1'040		355	
Vorhandene Datenmenge (h)	9'079		11'258	
Vorhandene Datenmenge (%)	89.7		96.9	
Auswertungsperiode				
Start	01.12.01 00:00		01.12.01 00:00	
Ende	30.11.02 23:00		30.11.02 23:00	
Anzahl Stundenwerte in der Messperiode	8'760		8'760	
Fehlende Daten in der Auswertungsperiode <sup>(2)</sup>	0		0	
Ausgewertete Datenmenge (h)	8'760		8'760	
Ausgewertete Datenmenge (%)	100		100	

<sup>(1)</sup> Batterieausfall

<sup>(2)</sup> Ausfall / fehlerhaftes Verhalten des 40m Anemometers, zwischen 13. September 2002 05:00 bis 5. Oktober 2002 12:00

Tab. 3 : Datenkontrolle: Zusammenfassung der Messungen in Niederurnen und ARA-Bilten

Dank Betreuung vor Ort funktionierten alle Logger und Sensoren ohne Zwischenfälle, bis auf den beschriebenen Ausfall des 40 m Anemometers in Niederurnen. Der Grund dieses Ausfalls konnte nicht eruiert werden. Die Beheizung von Anemometer und Windfahne auf 50 m Höhe verhinderte Datenverluste durch Vereisung im Winter. Obwohl die elektrische Zuleitung für die Beheizung Zusatzkosten verursachte, war es nur mit dieser Installation möglich, 100 % Daten zu erhalten und die Vereisung genau zu erfassen. Die Resultate dieser Beobachtungen sind in Kapitel 4.9.3 behandelt.

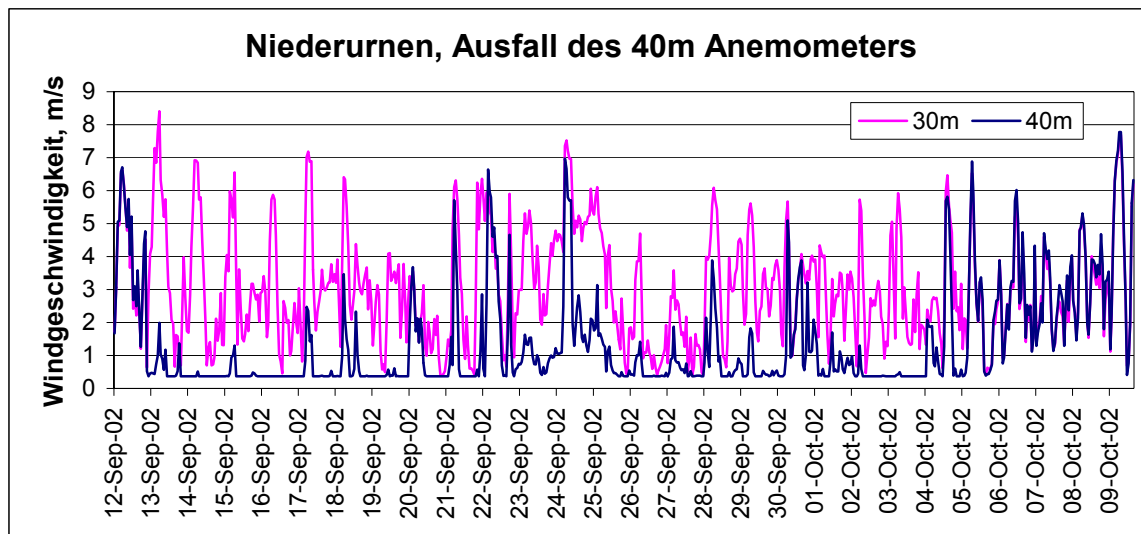


Abb. 14: Grafische Darstellung des Ausfalls des 40 m Anemometers (blau) in Niederurnen

### 3 Rechenmodelle und Auswertung

Zur Ermittlung des Energiepotentials aufgrund temporärer Windmessungen werden Rechenprogramme eingesetzt. Diese prognostizieren die Windressourcen und leiten daraus Ertragsprognosen für Windturbinen ab. Eine kurze Beschreibung der verbreiteten Software und ihrer Stärken und Schwächen findet sich in der Publikation V<sup>3</sup>-Toolbox des Bundesamtes für Energie<sup>4)</sup>. Die vorliegende Studie verwendet zwei dieser Rechenprogramme: WA<sup>s</sup>P<sup>5)</sup> für das physikalische Modell, WindFarmer<sup>6)</sup> für Ertragsprognosen und Lärmbelastung.

#### 3.1 WA<sup>s</sup>P

WA<sup>s</sup>P (Wind Atlas Analysis and Application Program) ist der Name des numerischen Gesamtmodells, das für die Datenanalyse benützt wurde. WA<sup>s</sup>P transformiert die Häufigkeitsverteilungen der Messungen an einem Punkt innerhalb eines untersuchten Geländes zu anderen Punkten im Gelände. Trotz der Unzulänglichkeit dieses Modells für komplexe Topographie<sup>7)</sup> bleibt WA<sup>s</sup>P das Standardwerkzeug des Windingenieurs. Dieses Rechenprogramm muss jedoch je nach Situation anders bewertet und seine Resultate entsprechend interpretiert werden. Während der Benutzung des Modells muss eine Reihe möglicher Fehlerquellen identifiziert werden. Diese reichen von Spezifikationen der klimatologischen- und Rauigkeitsparameter an der Messstation, bis zur Definition der Hindernisse in ‚unmittelbarer‘ Nähe und zur Annahme, dass das geostrophische Reibungsgesetz unter nicht idealisierten Bedingungen angewendet werden darf.

Das wichtigste Element, das die Genauigkeit des Modells im komplexen Gelände beeinflusst, ist die so genannte RIX - Zahl. RIX ist eine Abkürzung des Englischen Begriffs Ruggedness-Index. Dies ist ein Index der Rauigkeit der Umgebung (nicht zu verwechseln mit der Bodenrauigkeit). Die RIX - Zahl ist definiert als Anteil in Prozent des Gebietes, der steiler ist als eine festgelegte Neigung; in der Regel ist dies ein prozentualer Anteil des Geländes innerhalb von einem Umkreis von 3500 m, der die Neigung von 18° übersteigt.  $\Delta$  RIX ist die Differenz der RIX - Zahlen am Standort der Windmessung im Vergleich zum zukünftigen Standort der Turbine. Je grösser der Differenz, desto grösser wird die Fehlerquote. Nach Europäischem Windatlas<sup>7)</sup> und Auskunft der Risø Mitarbeiter, liegt der Fehler der von WA<sup>s</sup>P berechneten Windgeschwindigkeiten unter 10 %, falls RIX am Messstandort kleiner als 30 % ist und  $\Delta$  RIX weniger als 8 % beträgt.

Trotz dieser theoretischen Erkenntnisse ist die Quantifizierung der möglichen Fehlerquellen im komplexen Gelände sehr schwierig. Die aktuelle Version WA<sup>s</sup>P 8 vergleicht die durch das Modell berechnete Windgeschwindigkeit und die Energiedichte am Messstandort mit den beobachteten Werten. Dies ergibt einen ersten Anhaltspunkt für möglichen Fehlerquoten in den Berechnungen. Abbildung 15 zeigt diese Vergleiche für Niederurnen und ARA – Biltzen, Tabellen 4 und 5 den Einfluss dieser Fehlschätzungen auf Windgeschwindigkeit und Energiedichte.

---

<sup>4)</sup> V<sup>3</sup>-Toolbox, Leitfaden zu Vorhersage der Windenergieproduktion im Gebirge, Teil 1. Programm P+D Wind, Bundesamt für Energie

<sup>5)</sup> WA<sup>s</sup>P (Version 8.00.0235), Risø National Laboratory, DK-4000 Roskilde, DK; 2003

<sup>6)</sup> WindFarmer (Version 3.08), Garrad Hassan & Partners Ltd, Bristol BS2 0QD, U.K; 2002.

<sup>7)</sup> Europäischer Wind Atlas, Risø National Laboratory, DK-4000 Roskilde, DK; 1990; pp 177-178



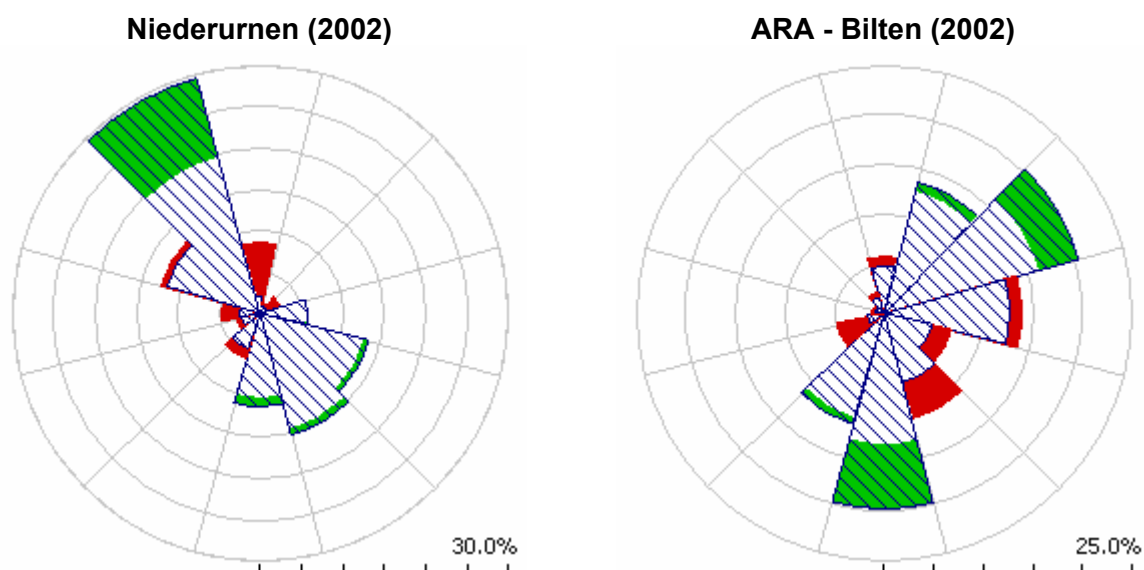


Abb. 15: Mittels WA<sup>s</sup>P Modell berechnete Windrosen ( in % der Zeit) im Vergleich zu den Messresultaten:  
blau schraffiert = Messwerte; grün = Unterschätzung; rot = Überschätzung

Niederurnen 50m (RIX = 21%)	Beobachtet	Berechnet	Diskrepanz
Mittlere Windgeschwindigkeit (m/s)	4.37 m/s	4.31 m/s	- 1.37%
Mittlere Energiedichte (W/m <sup>2</sup> )	101 W/m <sup>2</sup>	93 W/m <sup>2</sup>	- 7.13 %

Tab. 4 : Beobachtete und berechnete Werte der Windgeschwindigkeit und Energiedichte in Niederurnen auf 50 m Höhe

ARA-Biltén 30m (RIX = 9.6%)	Beobachtet	Berechnet	Diskrepanz
Mittlere Windgeschwindigkeit (m/s)	3.16 m/s	3.21 m/s	+ 4.17%
Mittlere Energiedichte (W/m <sup>2</sup> )	101 W/m <sup>2</sup>	109 W/m <sup>2</sup>	+ 7.52 %

Tab. 5 : Beobachtete und berechnete Werte der Windgeschwindigkeit und Energiedichte in ARA-Biltén auf 30 m Höhe

Ein Vergleich der Messresultate mit den Rechenergebnissen zeigt, dass WA<sup>s</sup>P die Energiedichte in Niederurnen um 7.1 % unterschätzt, in ARA-Biltén hingegen um 7.5 % überschätzt. Diese Erkenntnis sowie der Einfluss der Differenz der RIX - Zahlen zwischen den Messstandorten und der vorgesehenen Turbinenposition werden in den Ertragsprognosen berücksichtigt. Aufgrund dieser Unsicherheiten werden die Auswertungen doppelt durchgeführt und die Ergebnisse von WA<sup>s</sup>P den Resultaten des Rechenprogramms WindFarmer gegenübergestellt und sinngemäss interpretiert.

### 3.2 WindFarmer

WindFarmer ist ein Planungswerkzeug, das für die Optimierung von Windparks entwickelt wurde. Das Rechenmodell benützt die von WA<sup>s</sup>P kalkulierten Windressourcen für die optimale Platzierung der Turbinen im Gelände unter Berücksichtigung der gegenseitigen Abschattungseffekte infolge Windschatten und der zulässigen Schallemission auf die umliegenden Grundstücke. Zusätzlich ermittelt das Programm WindFarmer auch die Turbulenzwerte am Turbinenstandort und berechnet topographisch bedingte Korrekturen der Windgeschwindigkeit und Energiedichte indem die effektiven Messresultate mit den von WA<sup>s</sup>P gelieferten Rechenergebnissen verglichen werden.

### 3.3 Kombiniertes Rechenverfahren zur Auswertung

Um die Ertragsprognosen möglichst abzusichern wurden die Auswertungen mit nachfolgendem Rechenverfahren durchgeführt (S. Abb. 16).

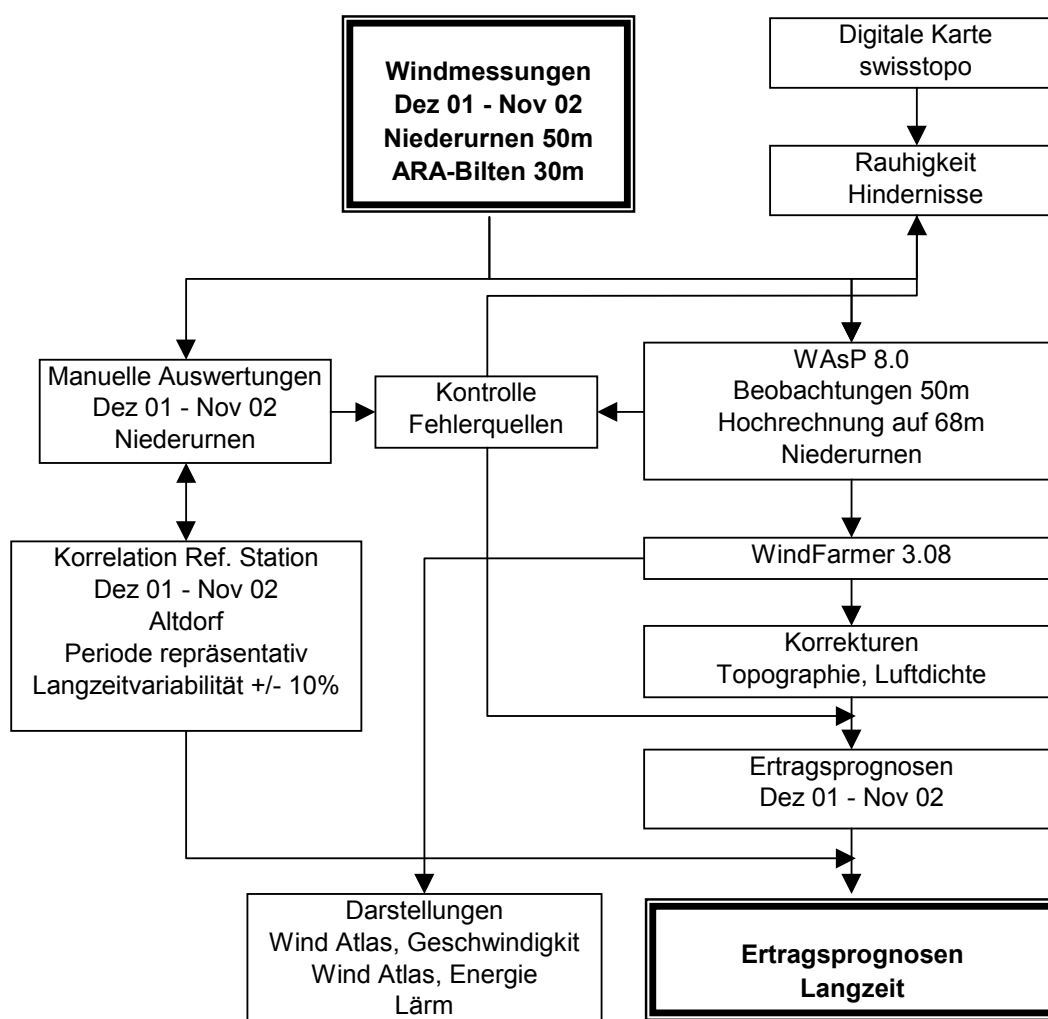


Abb. 16: Rechenverfahren zur Ermittlung der Windressourcen und Ertragsprognosen



In diesem Rechenverfahren gibt es zwei kritische Elemente, die zu einer Fehlprognose führen können:

1. Die Erfassung des komplexen Geländes
2. Die Eingabedaten für die Abschätzung der Bodenrauigkeit.

Die Fehlerquellen infolge Einfluss der komplexen Topographie werden durch den zusätzlichen Einsatz des Software Programms WindFarmer zum Teil korrigiert, während der Einfluss der Bodenrauigkeit nur iterativ mit Kontrollrechnungen erfasst werden kann. In der Linthebene werden die Agrarflächen durch besiedelte Zonen unterbrochen, die Berghänge sind mehrheitlich bewaldet. Diesen unterschiedlichen Zonen wurden aufgrund der 1:25'000 Karten die entsprechenden Bodenrauigkeiten zugeordnet. Gemäss Europäischem Windatlas<sup>7)</sup> ist bei komplexen Geländebeziehungen infolge Erschwernis bei der Erfassung der Bodenrauigkeit mit Fehlern von 5 % – 15 % für die mittlere Windgeschwindigkeit zu rechnen.

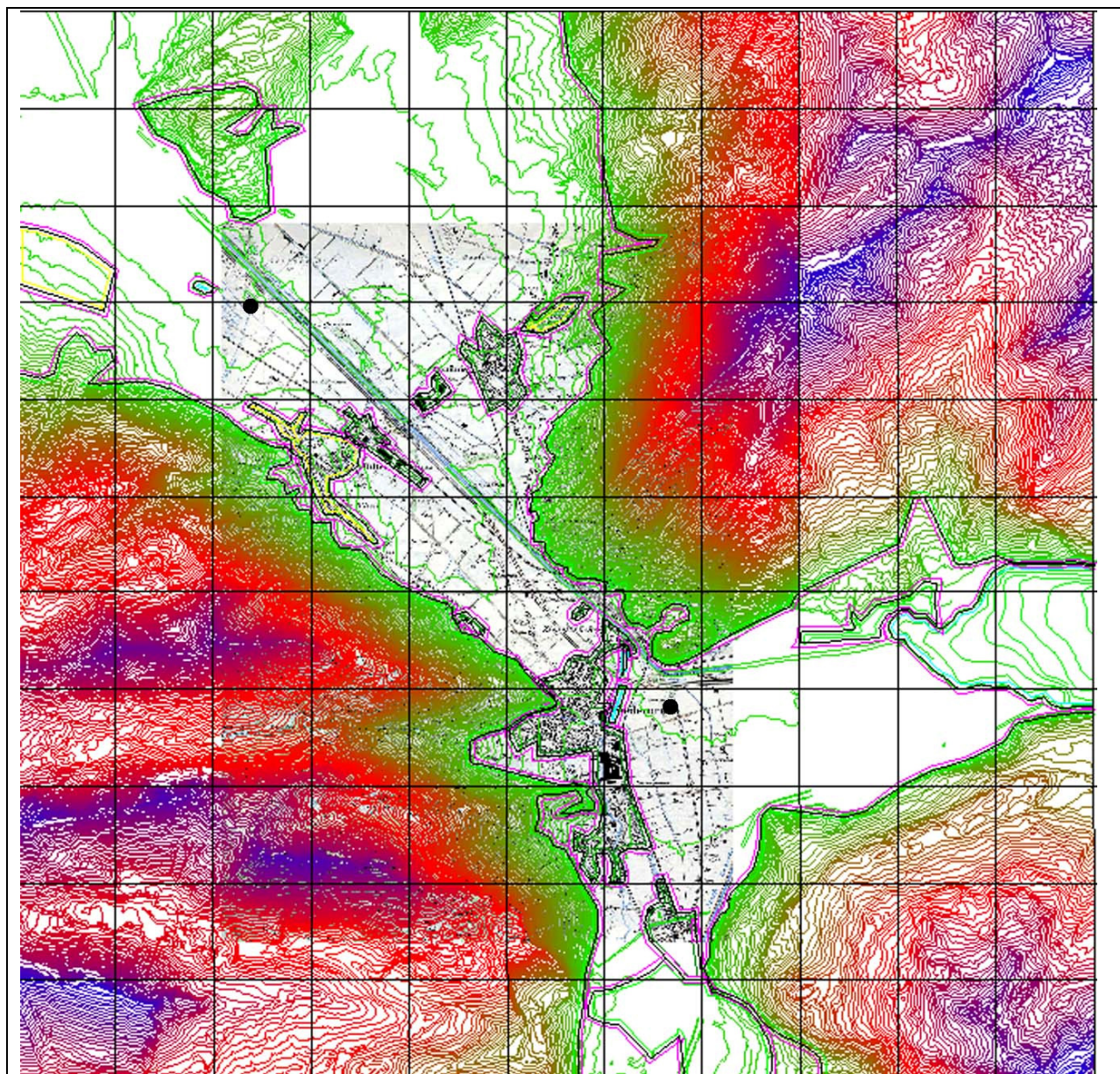


Abb. 17: Geländemodellierung zur Ermittlung des Windenergiepotentials mit WA<sup>s</sup>P mit

- Messstandorten Niederurnen und ARA-Bilten

Um sicherzustellen, dass die Eingabedaten der Bodenrauigkeit der Situation entsprechen, wurden die Resultate der Computermodelle mit den Messergebnissen für die Standorte Niederurnen auf 50 m Höhe und für ARA-Bilten auf 30 m Höhe verglichen. Die Eingabedaten wurden in diversen Rechengängen untereinander abgeglichen und die Rauigkeitsklassen entsprechend modifiziert bis zur möglichst guten Übereinstimmung der Geländemodellierung mit der effektiven Situation.

Da die Langzeitreferenzdaten von Altdorf mit den Messwerten von Niederurnen nur auf Monatsbasis korrelieren, konnte die vorgesehene Measure-Correlate-Predict Methode für die Langzeitprognosen nicht angewendet werden. Statt dessen basieren die Prognosen direkt auf der Korrelation der Monatsmittelwerte und ergeben daraus die langjährigen Monatsmittel und die Variabilität der Jahresmittel für den Messstandort (S. 5.1 Auswahl der Referenzstation) .



## 4 Resultate der Windmessungen : Niederurnen, ARA-Bilten

### 4.1 Jahres- und Monatsmittelwerte

Die Messungen ARA-Bilten begannen im September 01, diejenigen der Messanlage Niederurnen im November 01. Zu Vergleichszwecken wurden die Jahreswerte aus der Messperiode von Dezember 01 - November 02 ermittelt, da in dieser Zeit für beide Messstationen vollständige Daten vorliegen. Die Resultate finden sich in Anhang I. Die gemessenen mittleren Windgeschwindigkeiten betragen für Niederurnen 4.45 m/s auf 50 m Höhe und für ARA-Bilten 3.21 m/s auf 30 m. Die gemessenen mittleren Jahresgeschwindigkeiten und Turbulenzwerte während der Messperiode sind in Tabelle 6 zusammengefasst.

Niederurnen Höhe über Grund	mittlere Wind- geschwindigkeit	Turbulenz- intensität	ARA - Bilten Höhe über Grund	mittlere Wind- geschwindigkeit	Turbulenz- intensität
50 m	4.45 m/s	13.5 %			
40 m	3.67 m/s	17.1 %			
30 m	3.55 m/s	17.1 %	30 m	3.21 m/s	17.5%
			25 m	3.08 m/s	18.0%

Tab. 6 : Zusammenfassung der Messresultate

Die Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeiten sind in nachfolgender Tabelle 7 dargestellt. Sie werden den Daten der SMA Stationen Glarus und Chur für die gleiche Periode gegenübergestellt. Für die SMA Stationen wurden die Monatswerte zusätzlich in Prozent der langjährigen Mittelwerte 1983 - 1997 dargestellt. Fest steht, dass die untersuchte Periode eher windschwach war. Im Vergleich zum langjährigen Mittel betrugen die Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeiten in Glarus 92 %, in Altdorf 89 % und in Chur sogar nur 81%.

Mast		Niederurnen			ARA - Bilten		Niederurnen	Chur	SMA Glarus		SMA Chur		SMA Altdorf	
		m/s	m/s	m/s	m/s	m/s	Temp. °C	Temp. °C	m/s	% von	m/s	% von	m/s	% von
Monat	Jahr	50m (*)	40m	30m	30 m	25 m	5 m	Langzeit	10 m (?)	83 - 97	10 m (?)	83 - 97	10 m (?)	83 - 97
Okt	01				3.84	3.73			1.21	67%	2.09	79%	2.01	83%
Nov	01				2.50	2.39	2.1	4.5	1.59	97%	1.76	65%	1.76	73%
Dez	01	4.07	3.37	3.25	2.98	2.96	-0.9	-0.7	1.37	89%	1.90	74%	2.05	86%
Jan	02	4.00	2.98	2.97	2.39	2.45	-1.3	0.6	0.92	61%	1.77	64%	1.80	69%
Feb	02	4.66	3.95	3.83	3.90	3.89	4.9	2.5	1.86	110%	2.42	86%	2.76	109%
Mär	02	4.85	4.11	3.99	3.50	3.37	7.3	4.7	2.23	103%	3.01	97%	3.25	121%
Apr	02	4.67	3.91	3.78	3.22	3.03	9.2	8.6	2.78	96%	2.75	79%	3.25	94%
Mai	02	5.06	4.31	4.14	3.49	3.26	13.9	13.2	2.99	107%	2.86	88%	3.58	117%
Jun	02	4.47	3.73	3.57	3.26	2.99	19.8	15.6	2.80	105%	2.59	88%	2.48	101%
Jul	02	4.20	3.45	3.34	2.81	2.50	18.7	17.8	2.42	94%	2.49	84%	2.22	94%
Aug	02	4.10	3.27	3.18	2.72	2.48	18.1	17.5	2.06	96%	2.04	75%	1.97	92%
Sep	02	4.05	3.20	3.13	2.81	2.69	13.7	14.6	1.99	101%	2.29	87%	2.05	92%
Okt	02	4.43	3.63	3.52	3.46	3.43	10.4	9.8	1.75	96%	2.22	84%	2.58	107%
Nov	02	4.85	4.08	3.93	4.06	4.02	7.2	4.5	1.74	107%	2.43	90%	2.64	109%
Dez	02				3.21	3.33			1.06	69%	1.88	73%	1.80	75%
<b>Mittelwert</b>		<b>4.45</b>	<b>3.67</b>	<b>3.55</b>	<b>3.21</b>	<b>3.10</b>	<b>11.08</b>	<b>9.06</b>	<b>1.90</b>	<b>92%</b>	<b>2.29</b>	<b>81%</b>	<b>2.83</b>	<b>89%</b>

Tab. 7 : Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeiten, Niederurnen und ARA-Bilten im Vergleich zu den Werten der Stationen von MeteoSchweiz, vormals SMA, Glarus, Chur-Ems und Altdorf für die gleiche Messperiode, sowie in Prozenten der langjährigen Monatsmitteln

Der Vergleich der Messresultate der Anlagen Niederurnen und ARA-Bilten zeigt in Abbildung 18 deutlich einen ähnlichen Verlauf für die Monatsmittelwerte. Den Werten auf 50 m und 30 m

Höhe in Niederurnen werden die Werte 12 m über Dach = 30 m über Grund der Messanlage ARA-Bilten gegenübergestellt. Die Messwerte der Kontrollmessung ARA-Bilten bedürfen zusätzlich einer Korrektur, da die Messanlage nicht freistehend ist, sondern auf dem Dach eines Faulturms steht (S. Kap. 2.4 Messanlage ARA). Trotz dieser Besonderheiten zeigen die Resultate beider Messanlagen für die Monatsmittelwerte einen ähnlichen Verlauf.

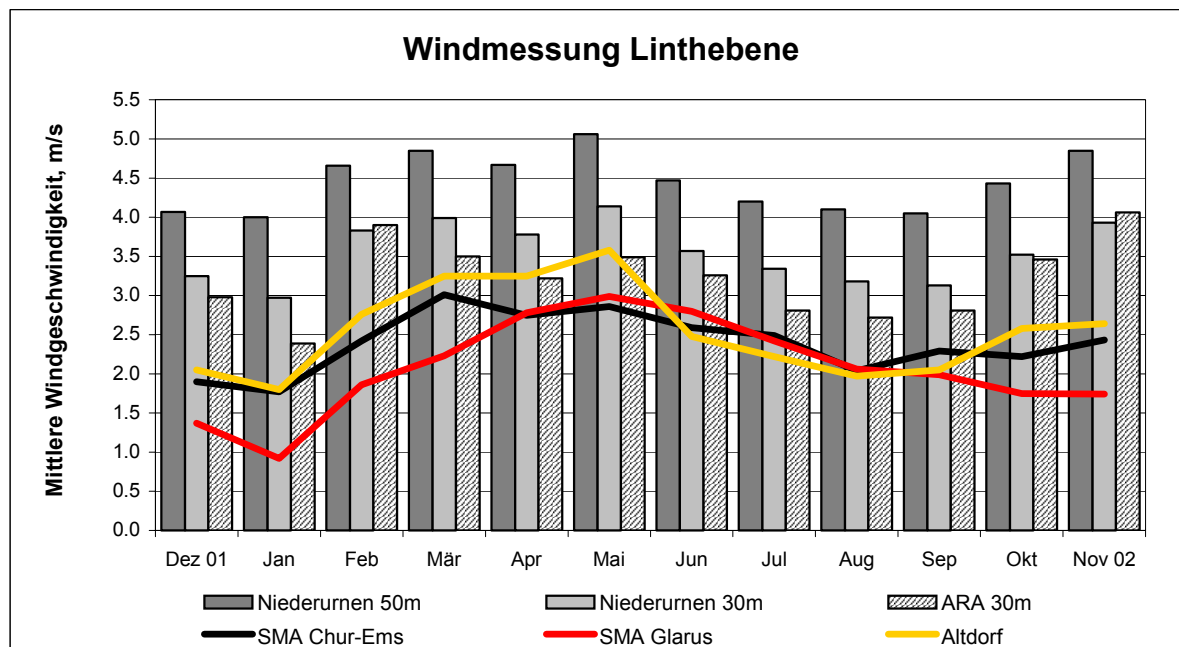


Abb. 18: Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeiten, Niederurnen und ARA-Bilten (in Säulen) im Vergleich zu den SMA Stationen Glarus, Chur-Ems und Altdorf (mit Linien) für die gleiche Periode

Die Monatsmittelwerte der gemessenen Windgeschwindigkeiten sind den Messdaten der MeteoSchweiz, vormals SMA Station, Altdorf am ähnlichsten. (S. dazu Kapitel 5)

## 4.2 Tagesverlauf

Aufgrund der geografischen Lage der Linthebene zwischen Alpen und den Seen im Mittelland wird mit einer thermischen Windströmung gerechnet: diese bewirkt eine erhöhte Windgeschwindigkeit über Mittag bei schönem Wetter.

Am Standort Niederurnen zeigt der Tagesverlauf der Windgeschwindigkeit deutlich dieses Muster. Die höchsten Mittelwerte wurden um die Mittagszeit gemessen. Die Resultate vom Dach der ARA-Bilten zeigen für den Tagesverlauf der Windgeschwindigkeit ein gegenläufiges Bild: im Verlauf des Tages reduziert sich die Windgeschwindigkeit bis gegen 18 Uhr und erreicht ein Maximum in den frühen Morgenstunden (Abb. 19).

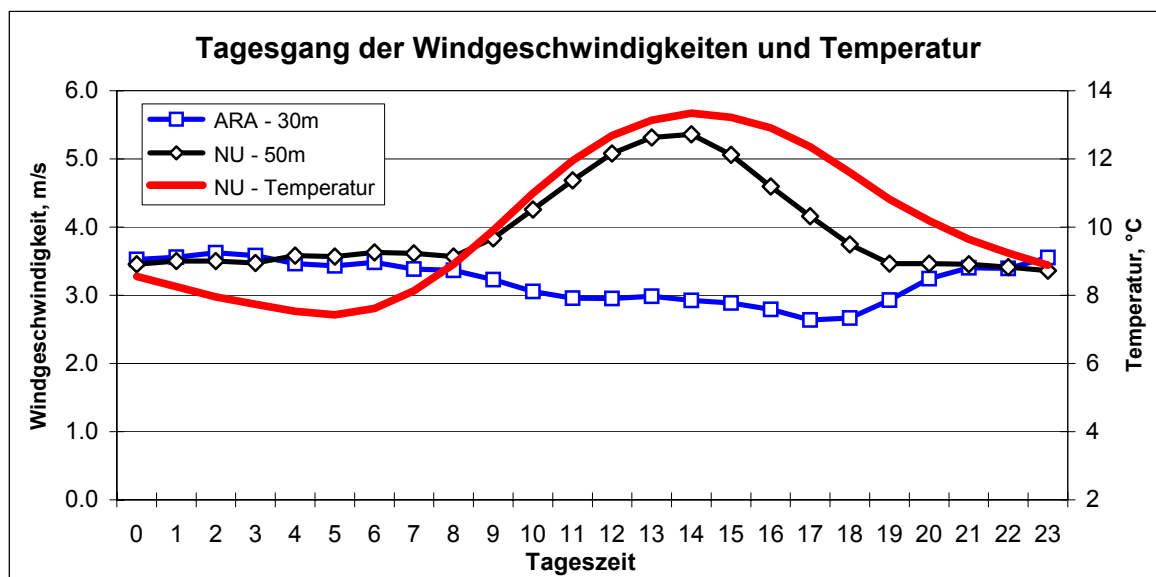


Abb. 19: Tagesverlauf der Windgeschwindigkeit, Niederurnen (NU) und ARA-Biltlen (ARA)

#### 4.3 Saisonale Variationen

Der Tagesverlauf der Windgeschwindigkeit variiert infolge Thermik stark je nach Jahreszeit. In den warmen Sommermonaten ist die thermische Komponente der Winde ausgeprägter als im Winterhalbjahr, wenn wetterbedingte Kontinentalwinde das lokale Klima stärker beeinflussen. Die freistehende Messanlage in Niederurnen, von allen Seiten den Winden ausgesetzt, zeigt die saisonalen Schwankungen deutlicher als die Messanlage auf dem Dach der ARA-Biltlen.

Für die vier Jahreszeiten zeigt sich in Niederurnen folgender typischer Tagesverlauf:

- Im Winter weht der Wind gleichmässig während des ganzen Tages mit einer mittleren Geschwindigkeit von 4 - 4.5 m/s. Maximalwerte, im Mittel von 4.75 m/s, wurden morgens um 10 Uhr, Minima, im Mittel von 3.8 m/s, wurden abends um 19 Uhr gemessen. (S. Abb. 20, blaue Kurve)
- Im Frühjahr wird dieser stete Grundwind durch eine thermischen Komponenten ergänzt, welche die Mittelwerte des ‚Grundwindes‘ überlagert. Die mittlere Windgeschwindigkeit steigt auf 6.5 m/s um 14:00 und reduziert sich in der Nacht auf die Grundströmung von 4 - 4.5 m/s. (S. Abb. 20, grüne Kurve)
- Die Sommerwinde sind fast ausschliesslich thermischen Ursprungs. Während in der Nacht Flaute herrscht, zwischen abends 19 Uhr und morgens 8 Uhr mit mittleren Windgeschwindigkeiten von 3.5 m/s, steigen die Mittelwerte mit der Sonneneinstrahlung und erreichen Windgeschwindigkeiten im Mittel von 6.4 m/s zwischen 12 und 14 Uhr. (S. Abb. 20, rote Kurve)
- Der Herbst ist dem Frühjahr ähnlich. Die ‚Nachtwerte‘ entsprechen der Grundströmung der Windgeschwindigkeiten mit über 4 m/s im Mittel, die Werte über Mittag steigen im Mittel nur noch auf 5.5 - 6.0 m/s. (S. Abb. 20, braune Kurve)

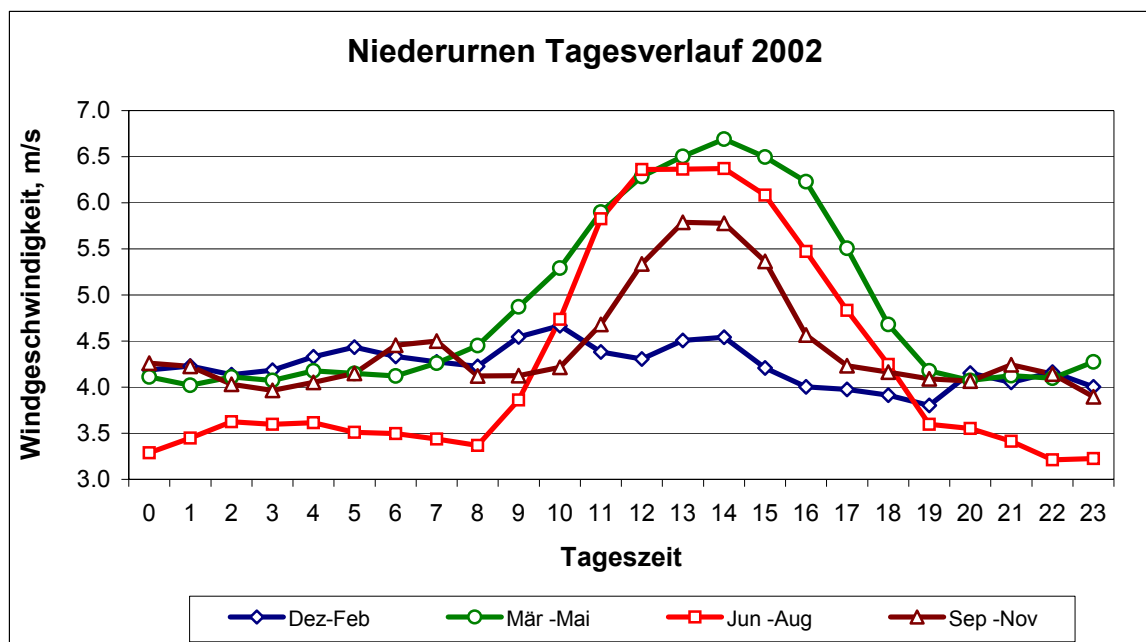


Abb. 20: Saisonale Variation des Tagesverlaufs der Windgeschwindigkeit in Niederurnen

Die oben erwähnten saisonalen Schwankungen thermischen Ursprungs konnten bei der Auswertung der Messresultate ARA-Bilten nicht festgestellt werden. Die typische thermische Komponente mit Spitzenwerten über Mittag fehlt. Nur im Winter ist der Tagesverlauf ARA-Bilten mit der Kurve von Niederurnen vergleichbar (Abb. 21).

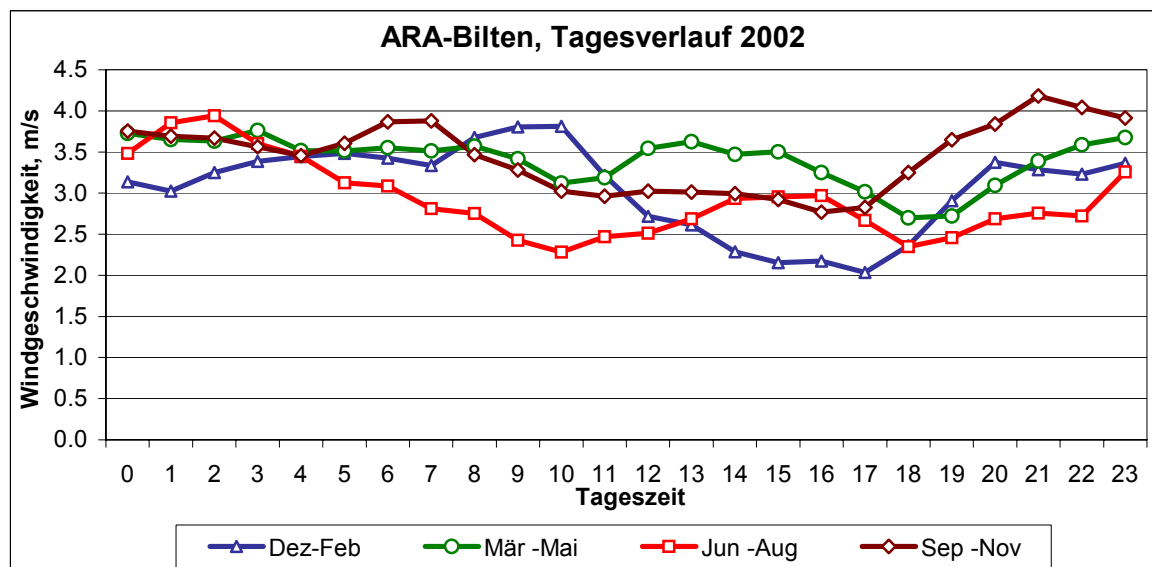


Abb. 21: Saisonale Variation des Tagesverlaufs der Windgeschwindigkeit ARA-Bilten



#### 4.4 Windrichtungen, Windgeschwindigkeiten, Energie

Die Auswertungen der Winddaten wurden mit dem Programm WA<sup>s</sup>P durchgeführt. Die Resultate sind in Anhang II publiziert. Die Messungen auf 50 m Höhe in Niederurnen zeigen eine starke Kanalisierung der Windrichtung aus Nordwest und Südost (Abb. 22). Die mittlere Windgeschwindigkeit betrug 4.4 m/s und die mittlere Energiedichte  $101 \text{ W/m}^2$ . Die für die Energiedichte, bzw. Ertragsprognose massgebenden Weibull - Parameter ergeben für A: 4.9 m/s (A= Lageparameter) und für k: 1.94 (k= Formparameter).

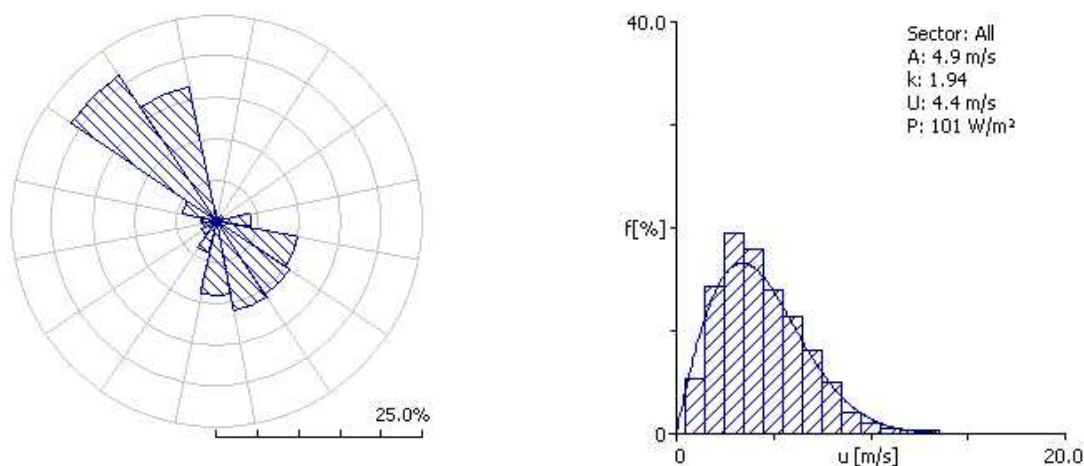


Abb. 22: Gemessene Windrose und Frequenzverteilung der Windgeschwindigkeiten auf 50 m Höhe in Niederurnen, in % der Zeit (01.12.01 - 30.11.02)

Die Windrose der Messung ARA - Bilten (Abb.23) zeigt keine grosse Ähnlichkeit mit derjenigen von Niederurnen (Abb. 22). Deutlich ist zu sehen, dass die Winde aus Nordwesten vollständig fehlen und dafür eine nordöstliche Komponente vorliegt. Süd- Südwestwinde treten häufig auf. Die Hauptwindrichtung verläuft parallel zur Ostflanke des Benkner Büchels. Im Jahresmittel lag die Windgeschwindigkeit auf 30 m über Boden bei 3.2 m/s, die Energiedichte bei  $101 \text{ W/m}^2$ . Dies entspricht der Energie, welche das Programm WA<sup>s</sup>P für Niederurnen auf 50 m Höhe errechnet. Die Weibullparameter ergeben für A : 3.2 m/s, für k : 1.06.

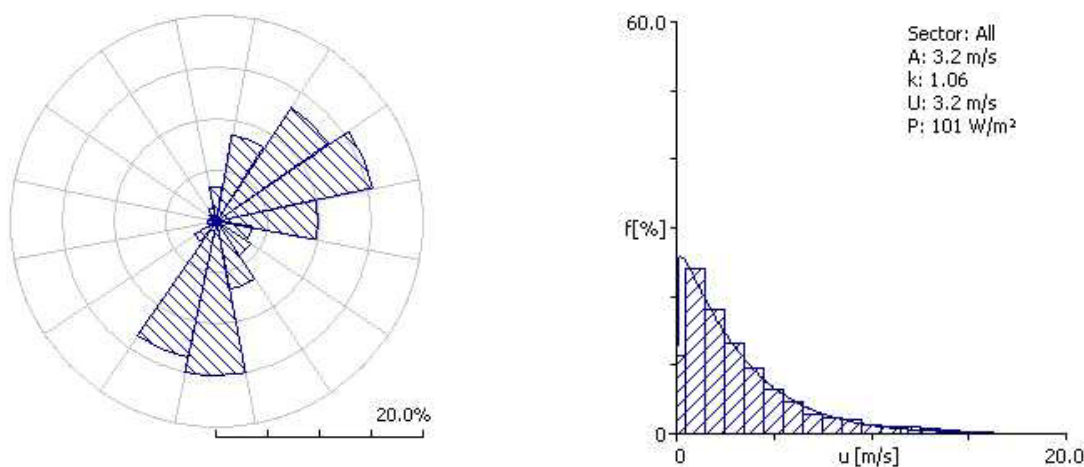


Abb. 23: Gemessene Windrose und Frequenzverteilung der Windgeschwindigkeiten auf "30 m Höhe" in ARA-Bilten, in % der Zeit (01.12.01 - 30.11.02)

Viel wichtiger als die zeitliche Verteilung der Winde ist für die Nutzung der Windenergie die Windgeschwindigkeit in Abhängigkeit der Windrichtung. In Abbildung 24 sind die Windgeschwindigkeiten nach Windrichtung aufgeteilt. Der Vergleich der Standorte Niederurnen mit ARA-Bilten zeigt, dass in Niederurnen die höchste mittlere Windgeschwindigkeit aus Nordnordwesten kommt und auf 50 m Höhe 6,2 m/s beträgt, während der Standort ARA-Bilten auf 30 m Höhe eine mittlere Windgeschwindigkeit von 6.3 m/s aufweist, bei Winden aus Süd-Südwesten

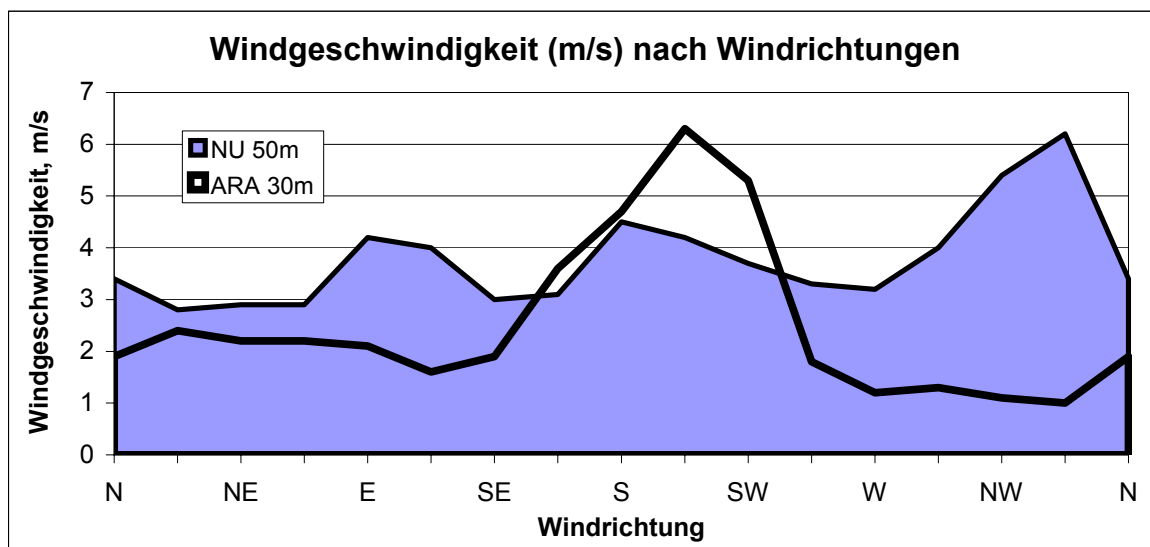


Abb. 24: Mittlere Windgeschwindigkeit nach Windrichtungen

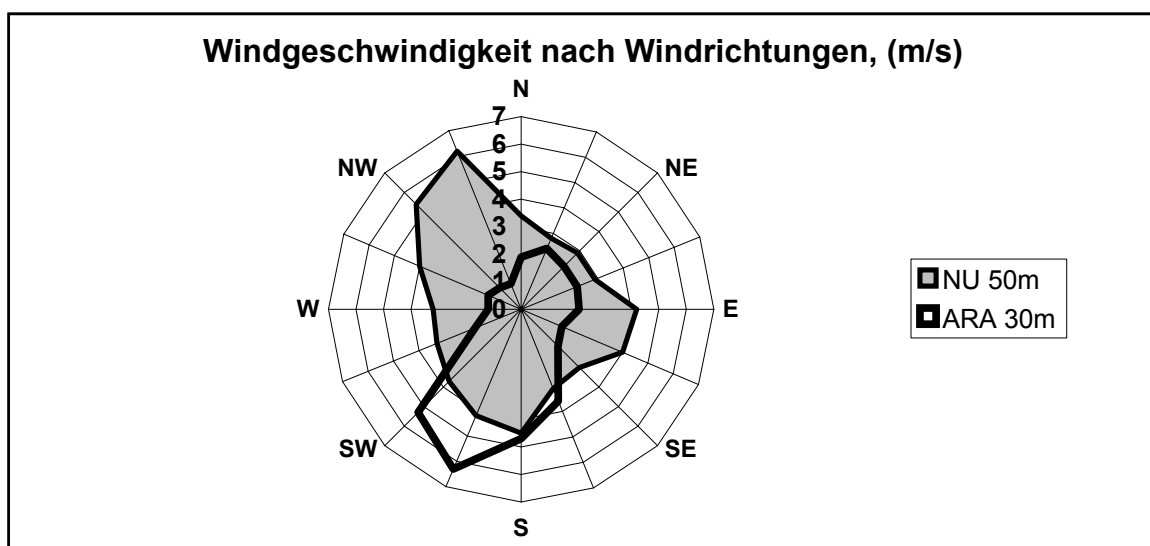


Abb. 25: Mittlere Windgeschwindigkeit nach Windrichtungen

Der Vergleich der Energie aus unterschiedlichen Windrichtungen ist in Abb. 26 dargestellt. Er zeigt für Niederurnen die grösste Menge aus Nordwesten, gefolgt vom Wind aus Süden und Südosten. Die Anlage ARA-Bilten erhält aus Nordwesten praktisch keinen Wind, geschützt

durch davor liegende Gebäude und den Benkner Büchel. Bemerkenswert ist die Südkomponente des Energieanteils ARA-Bilten, die infolge Kompressionseffekt am Dachrand erhöht sein dürfte. Diese Südkomponente fehlt beim Standort Niederurnen. Ein Blick auf die Karte (Abb. 4) zeigt, dass der Schanerberg, an Niederurnen angrenzend, das Tal gegen Norden abschliesst und damit offenbar die Winde aus Süden ablenkt - hinauf über den Berg sowie in die Linthebene hinein. In der untersuchten Messperiode wurde am Standort Niederurnen nur ein geringer Anteil an Südwinden gemessen im Vergleich zum Standort ARA-Bilten.

Wenn man die gesamte Energie über ein Jahr betrachtet (Abb. 26) sind die unterschiedlichen Windrichtungen der zwei Standorte noch deutlicher lesbar.

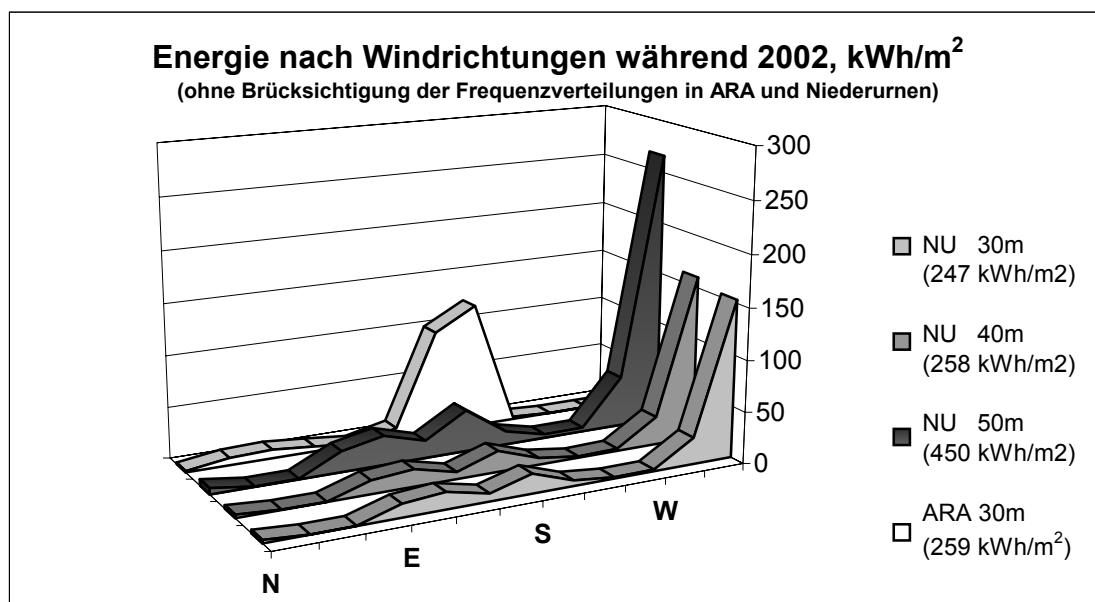


Abb. 26: Energie nach Windrichtungen, Dez. 01 - Dez. 02

Wenn man die Differenzen in der Frequenzverteilung, die in ARA-Bilten sicher von den umgebenden Gebäude beeinflusst wird, nicht berücksichtigt, ist die Energie in ARA-Bilten auf 30 m Höhe vergleichbar mit der Energie auf 40 m Höhe in Niederurnen (S. Abb. 26). Wird die Energie mit dem Programm WA<sup>s</sup>P berechnet, das die Frequenzverteilung mitberücksichtigt, so wird die Energie auf 30 m von ARA-Bilten vergleichbar mit der Energie in Niederurnen auf 50 m Höhe. Die Winde auf 50 m Höhe in Niederurnen und auf 30 m Höhe auf der ARA-Bilten haben mit 101 W/m<sup>2</sup> die gleiche Energiedichte (Abb. 22 und Abb. 23).

#### 4.5 Frequenzverteilung

Die Vorkommenshäufigkeit höherer und niedriger Windgeschwindigkeiten wird durch die sogenannte Häufigkeits- oder Frequenzverteilung der Windgeschwindigkeit dargestellt. Die durch Messungen ermittelte Verteilung lässt sich analytisch durch eine Weibull-Verteilung mit dem Formparameter  $k$  und dem Skalierungsfaktor  $A$  beschreiben und wird vom Programm WA<sup>s</sup>P in dieser Form als Resultat dargestellt.

Während die mittlere Jahresgeschwindigkeit die wichtigste Information zur Beurteilung eines möglichen Standortes für eine Windturbine ist, erlaubt erst die Ermittlung der Vorkommenshäufigkeit der Windgeschwindigkeit eine Ertragsberechnung. Die Windenergie ist proportional zur dritten Potenz der Windgeschwindigkeit. Deshalb kann der Jahresmittelwert der Windgeschwindigkeit nicht direkt mit der Kennlinie einer Windturbine in Zusammenhang gebracht werden. Vielmehr muss die Windgeschwindigkeit in kleinen Intervallen erfasst werden, für die

festgehalten wird, wie lange es in jedem einzelnen Geschwindigkeitsbereich gewindet hat. Bildet man Windklassen mit 1 m/s Klassenbreite, ergibt die Frequenzverteilung der Windgeschwindigkeit für Niederurnen das Resultat von 0 – 14 m/s auf der Windgeschwindigkeitsachse (Abb. 27) und für den Standort ARA 0 – 19 m/s (Abb. 28).

Betrachtet man die Häufigkeit des Vorkommens dieser einzelnen Windklassen, zeigen die gemessenen Windgeschwindigkeiten in Niederurnen und ARA-Bilten ganz unterschiedliche Windverhältnisse. Während in Niederurnen auf 50m Höhe eine Verteilung mit einem Formparameter  $k$  von 1.94 herrscht (Abb. 22, Abb. 27), zeigt ARA-Bilten auf 30 m Höhe einen Formparameter  $k$  von 1.06 (Abb. 23, Abb. 28). Mit diesen gemessenen Frequenzverteilungen lässt sich der erzielbare Jahresertrag für den Messstandort und für die Messhöhe leicht ermitteln; dazu wird für jede Windklasse die Ausgangsleistung nach der Turbinenkennlinie berechnet. Der Gesamtertrag ergibt sich aus der Summe der einzelnen Beträge. Betrachtet man eine Frequenzverteilung im Hinblick auf den möglichen Energieertrag, so ist zu beachten, dass der linke Teil unter der Kurve für die Produktion praktisch nichts bringt, während der rechte Teil den Energieertrag massgeblich beeinflusst. Im Geschwindigkeitsbereich zwischen 7 – 13 m/s erzeugen die Windturbinen den grössten Teil der Energieerträge, während bis 3 m/s, bis zur sog. Einschaltgeschwindigkeit, die meisten Windturbinen nichts produzieren (S. dazu auch Kap. 7.3.3. Windvorkommen und Ertragsprognosen für die Linthebene).

Die Form der Verteilung in Niederurnen ist vergleichbar mit dem Wind einer Passlage, gemäss dem Windatlas Meteonorm<sup>8)</sup> für einen Jura Pass (Typ A3, Meteonorm 1990<sup>8)</sup>). Die Frequenzverteilung für ARA Bilten gleicht eher einer Gipfelflage im Mittelland (Typ B4, Meteonorm 1990<sup>8)</sup>). Auf 30 m Höhe wurden auf der ARA-Bilten höhere Stundenmittel gemessen als auf gleicher Höhe in Niederurnen.

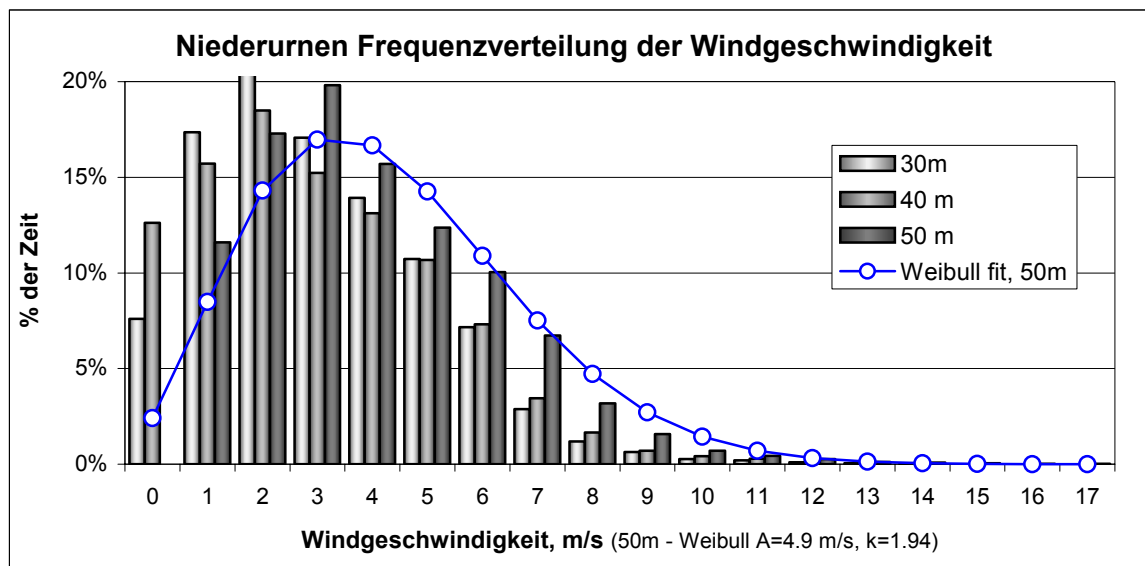


Abb. 27: Frequenzverteilung der Windgeschwindigkeit, Niederurnen, Dez 01 - Juli 02

<sup>8)</sup> Bundesamt für Energiewirtschaft, Meteonorm Wind, Leitfaden für den Windenergieplaner, 1990

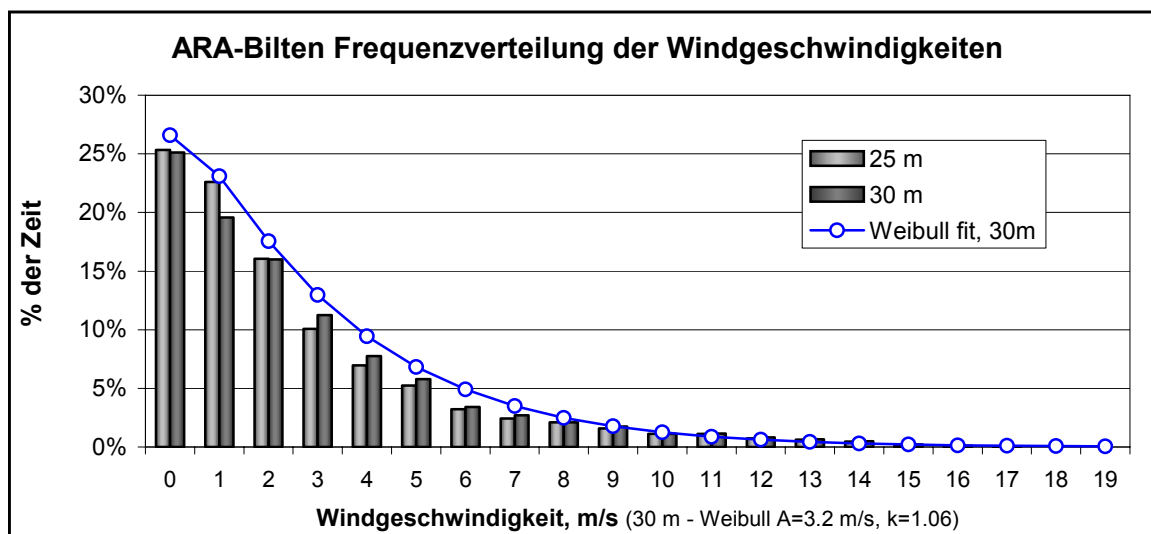


Abb. 28: Frequenzverteilung der Windgeschwindigkeit, ARA - Bilten

#### 4.6 Turbulenz

Für die Berechnung der Belastungen einer Windturbine und für die Auslegung des Regelungssystems sind möglichst genaue Kenntnisse über das Windverhalten erforderlich. Neben den Windgeschwindigkeiten sind deren Schwankungen innerhalb eines kurzen Zeitintervalls dafür massgebend. Diese Werte werden als Turbulenz bezeichnet. Mathematisch ist die Turbulenzintensität als Standardabweichung der Windgeschwindigkeit während eines Mittelungszeitraumes bezogen auf den Mittelwert der Windgeschwindigkeit definiert. Die Erfassung des turbulenten Windverhaltens erfordert Messungen im Sekundenintervallbereich und produziert sehr grosse Datenmengen. Aus diesem Grund sind meteorologische Messungen recht unzureichend, da sich diese im allgemeinen auf Mittelwerte beschränken.

Die Topographie der Linthebene liess erhöhte Turbulenzwerte erwarten. Deshalb wurden einerseits die Standardabweichung der gemessenen 10 - Minutenmittel der Windgeschwindigkeiten registriert, andererseits in einer kurzen Messsequenz 2 - Sekundenwerte der Windgeschwindigkeit und Windrichtung auf 50 m Höhe gemessen.

Für die Berechnung der Turbulenzwerte wurden ausschliesslich 10 - Minuten Daten benützt. Die mittleren Turbulenzintensitäten in Niederurnen auf 40 m und 30 m und in ARA-Bilten auf 30 m über dem Boden sind relativ hoch, jedoch durchaus im Designbereich der marktüblichen Windturbinen (Tab. 8).

Messhöhe	NU 50 m	NU 40 m	NU 30 m	ARA 30 m
Turbulenz	0.135	0.171	0.171	0.175

Tab. 8 : Niederurnen und ARA, mittlere Turbulenzintensitäten auf verschiedenen Messhöhen

Die Werte sind in den energierelevanten Richtungen niedriger. Jedoch ist zu beachten, dass einzelne Extremwerte bis 0.8 vorkommen (Abb. 31 und Abb. 34).

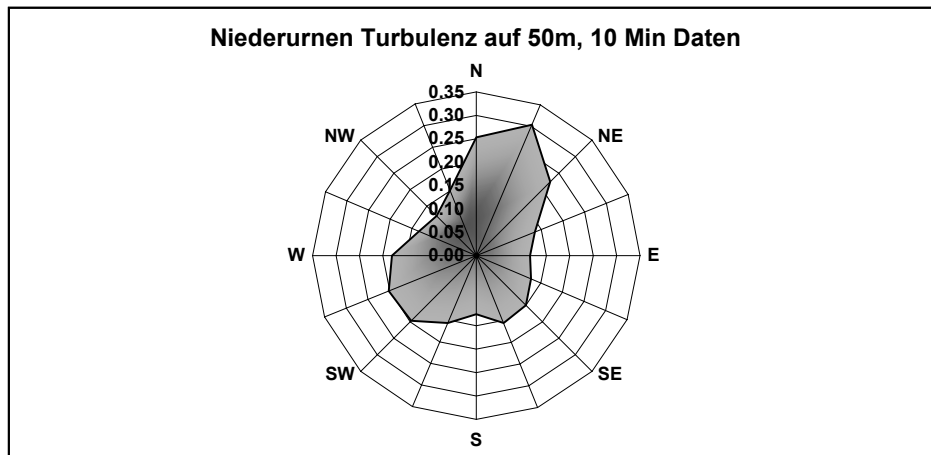


Abb. 29: Niederurnen, "Turbulenzrose" auf 50 m

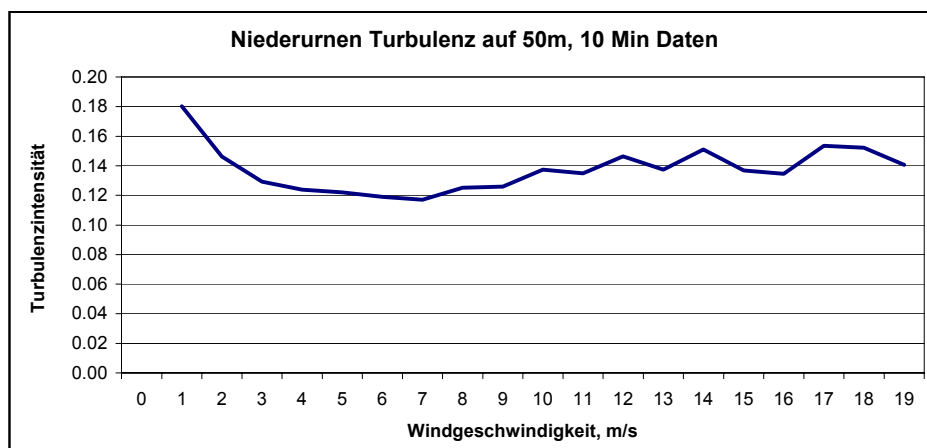


Abb. 30: Niederurnen, Turbulenzintensität als Funktion der Windgeschwindigkeit

Ein wesentlicher Parameter ist die zeitliche Verteilung der Turbulenzintensität, die ein Mass der Gesamtbelastung der Turbine darstellt. Auch hier liegen die Werte im hohen Bereich.

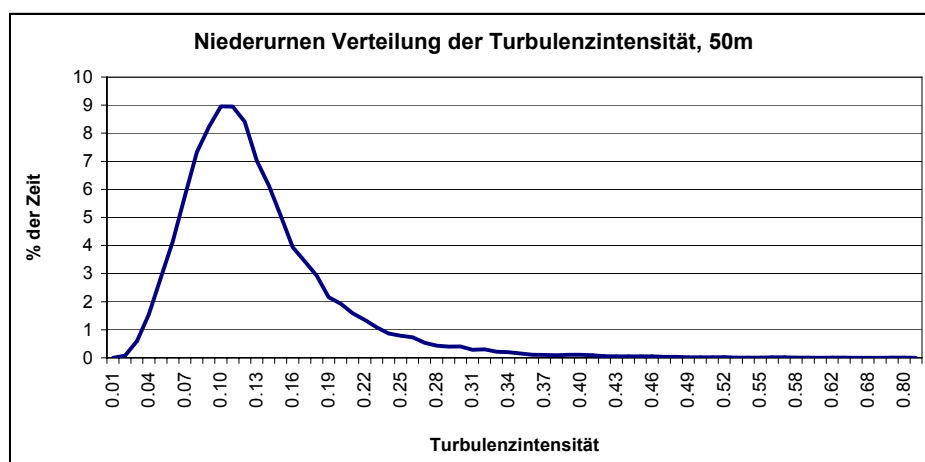


Abb. 31: Niederurnen, Turbulenzintensität als Funktion der Zeit

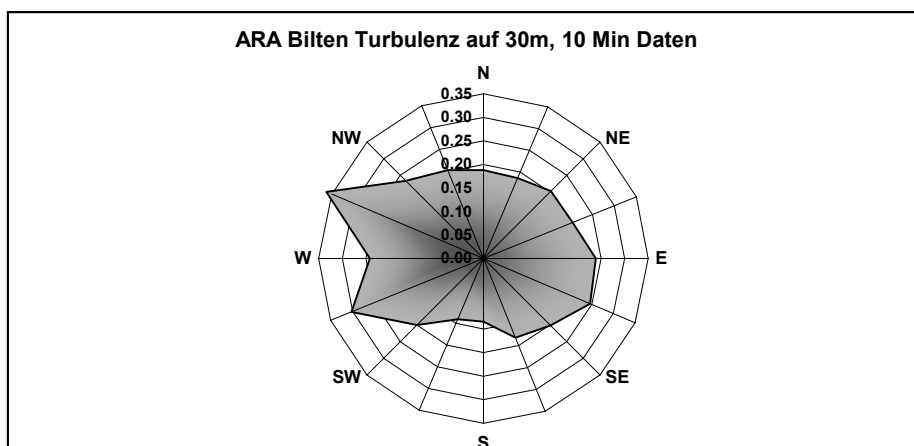


Abb. 32: ARA Bilten, "Turbulenzrose" auf 50 m

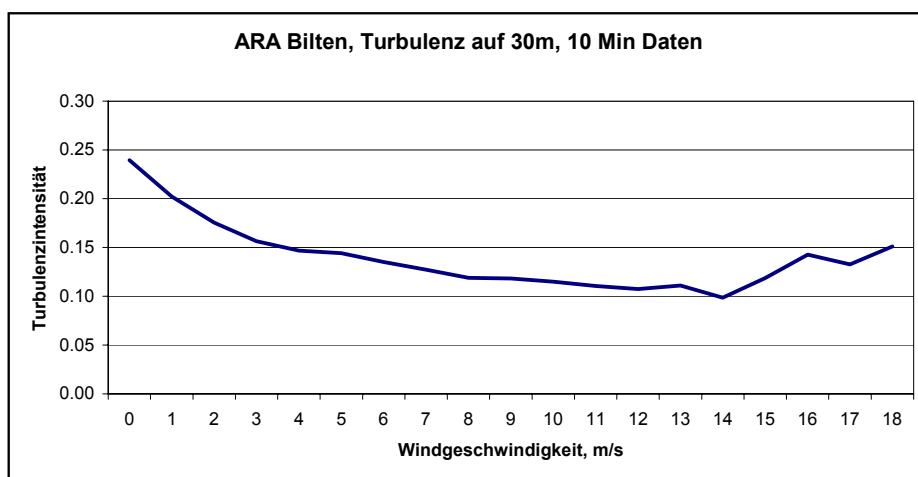


Abb. 33: ARA Bilten, Turbulenzintensität als Funktion der Windgeschwindigkeit

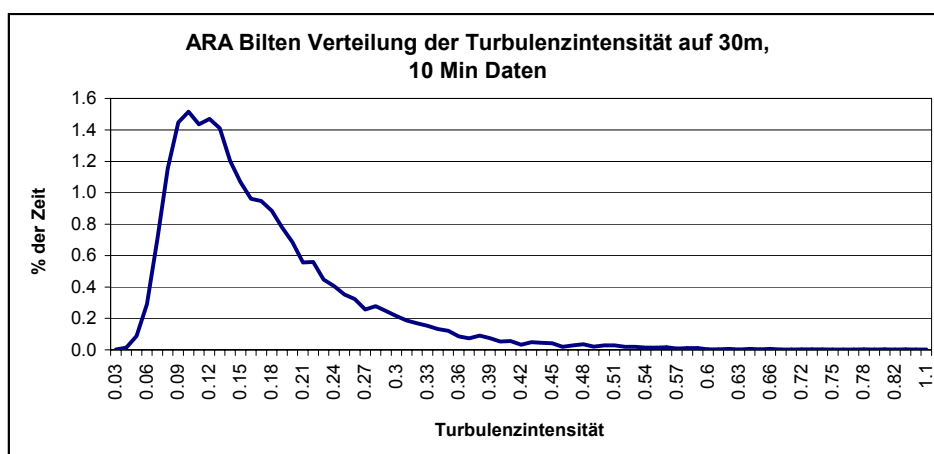


Abb. 34: ARA Bilten, Turbulenzintensität als Funktion der Zeit

#### 4.7 Extremwerte

Bei der Auswahl der möglichen Turbinentypen sind die Extremwerte zu beachten. Diese beeinflussen somit auch den Kaufentscheid und haben Preisunterschiede zur Folge. Die während der Messperiode beobachteten Extremwerte sind in nachfolgender Tabelle 9 zusammengefasst.

Maxima - Minima	Niederurnen 50m	ARA - Bilten 30m
Maximum Stundenmittel, m/s	17.2	19.0
Maximum Stundenmittel, km/h	62	68
Richtung	337°	181°
Datum und Zeit des Maximums	27.10.02 17:00	14.11.2002 00:00
Maximum 10-Min Mittel, m/s	20.8	20.4
Maximum 10-Min Mittel, km/h	75	73
Richtung	332°	175°
Datum und Zeit des Maximums	27.10.02 18:50	14.11.2002 00:00
Böenspitzen, m/s	27.0	29.1
Böenspitzen, km/h	97	105
Richtung	322°	118°
Datum und Zeit des Maximums	10.02.02 02:30	14.11.2002 00:00
Höchste Temperatur (Stundenmittel)	33.1°C	--
Datum und Zeit des Maximums	18.06.02 16:00	--
Tiefste Temperatur (Stundenmittel)	-11.7 °C	--
Datum und Zeit des Minimums	15.12.02 03:00	--

Tab. 9 : Extremwerte der Windgeschwindigkeit und Temperatur

#### 4.8 Unterschiede der Winde

Die monatlichen Auswertungen zeigen für beide Standorte grosse Unterschiede in der Windrichtung. Auch die Gegenüberstellung von 10 - Minuten Sequenzen zeigen keine grossen Ähnlichkeiten der beiden Messungen. (S. Anhang III). Daher wurde nach der Inbetriebnahme des Standortes Niederurnen die Windfahne auf dem Dach der ARA-Bilten vor Ort nochmals bezüglich Orientierung überprüft. Die Windfahne war korrekt nach Norden orientiert und die Werte entsprachen den subjektiv empfundenen Windrichtungen. Ein Fehler der Messinstrumente wird deshalb ausgeschlossen. Für die grossen Unterschiede zwischen den Windrichtungen beider Standorte bleiben zwei mögliche Erklärungen:

**1. Hypothese: die Position der Messanlage ARA-Bilten auf dem Dach verfälscht die Resultate.** Die Faultürme und die Gebäude der ARA-Bilten verzerren die Windrose und decken die nordwestlichen, thermischen Komponenten der Winde ab. In Niederurnen dreht der Wind über Mittag nach Nordwesten und nimmt in Geschwindigkeit zu. Auf der ARA-Bilten dreht der Wind nach Osten und die Geschwindigkeit nimmt ab. (Abb. 35) Dieser Trend hält an, auch das ganze Jahr (Abb. 20, Abb. 21).

Um diese Hypothese zu testen, wurde die Messanlage auf dem Dach der ARA-Bilten, in einer Zusatzberechnung als freistehend auf einem Hügel simuliert. Dieses Rechenmodell konstruierte auf der digitalen Karte der Linthebene einen zusätzlichen Hügel mit den Dimensionen der ARA-Bilten, wie in der Literatur empfohlen<sup>9)</sup>. Die Resultate brachten nicht die gewünschte

<sup>9)</sup> The Mast on the House; Landberg, Lars, Wind Energy, Volume 3, Number 3, July-September 2000, pp 113-120



Klärung. Die Simulation zeigte keine Korrektur der Windrose oder der Windgeschwindigkeit. Im Gegenteil: das Modell vergrösserte die Diskrepanz zwischen den Resultaten beider Standorte. Die Ergebnisse der ARA-Bilten entsprachen nun einer Windmessung auf 12 m über dem Boden anstatt auf insgesamt 30 m und wurden dadurch total überschätzt: die Energiedichte wurde massiv höher.

## 2. Hypothese: die Winde in Niederurnen und ARA-Bilten sind unterschiedlich.

Es ist denkbar, dass die unterschiedliche Topographie der beiden Standorte lokal zu anderen Winden führt und in Bilten und Niederurnen verschiedene Mikroklima vorherrschen. Was für diese These spricht, ist die radikal unterschiedliche Frequenzverteilung an beiden Standorten. (Abb. 27, Abb. 28), sowie die Differenz des Tagesverlaufs (Abb. 35). Die Illustration der Windgeschwindigkeiten an zwei Tagen im Juni verdeutlicht den Unterschied (Abb. 36).

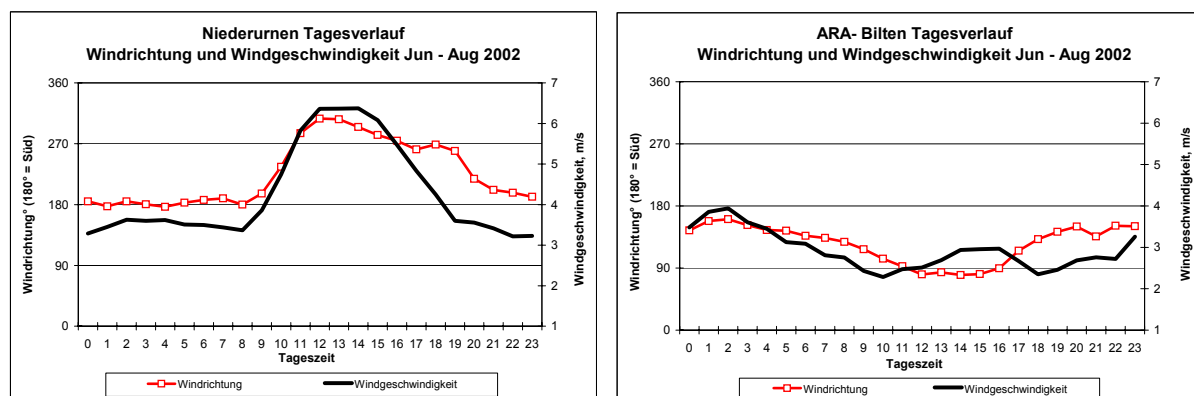


Abb. 35: Tagesverlauf der Windrichtung und Windgeschwindigkeit: Niederurnen und ARA-Bilten, Stundenmittelwerte Juni - August 2002

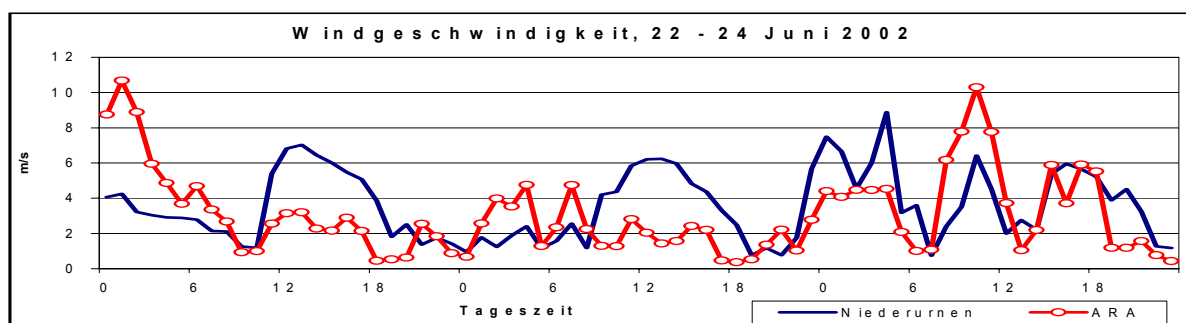


Abb. 36: Windgeschwindigkeiten: Niederurnen und ARA-Bilten, 22. – 24. Juni 2002

Bemerkenswert sind die fehlenden thermischen Komponenten der Resultate ARA-Bilten wie bereits festgestellt. Die Unterschiede bei der Frequenzverteilung der Windgeschwindigkeiten und des saisonalen Verlaufs der Tagesgänge (Kap. 4.3) lassen darauf schliessen, dass diese erheblichen Differenzen der Windverhältnisse an den zwei untersuchten Standorten vermutlich nicht nur durch die unterschiedlichen Messanordnungen entstehen. Vielmehr wird als Ursache die spezifische Topographie angenommen: obwohl nur wenige Kilometer voneinander entfernt, werden die Winde durch kleinräumig unterschiedliche topographische Verhältnisse geführt und geformt und treffen aus unterschiedlichen Richtungen, mit unterschiedlicher Stärke, auf die Messanlagen.

Der Einfluss der Kläranlage auf die Messungen ARA-Bilten ist unbestritten; es gibt jedoch auch Hinweise aufgrund der Topographie, dass im Gebiet der ARA-Bilten ein anderer Wind weht als in Niederurnen.

## 4.9 Detailauswertung Niederurnen

### 4.9.1 Änderungsrate der Windgeschwindigkeit und Windrichtung

Um die Extremwerte der Turbulenz und allfällige abrupte Windrichtungsänderungen zu erfassen, wurden zwei zusätzliche Sensoren, ein Anemometer und eine Windfahne, auf der Messanlage in Niederurnen auf 50 m Höhe installiert. Diese Sensoren wurden an zwei batteriebetriebene ISODAQ Logger angeschlossen, mit denen 2-Sekundenwerte gemessen wurden. Wegen der grossen Datenmenge wurden jeweils nur Daten einer Periode von vier Stunden registriert. An stürmischen Tagen wurden die registrierten Daten abgelesen und ausgewertet. In Abb. 37 werden die Daten vom 19. Oktober 2002 präsentiert.

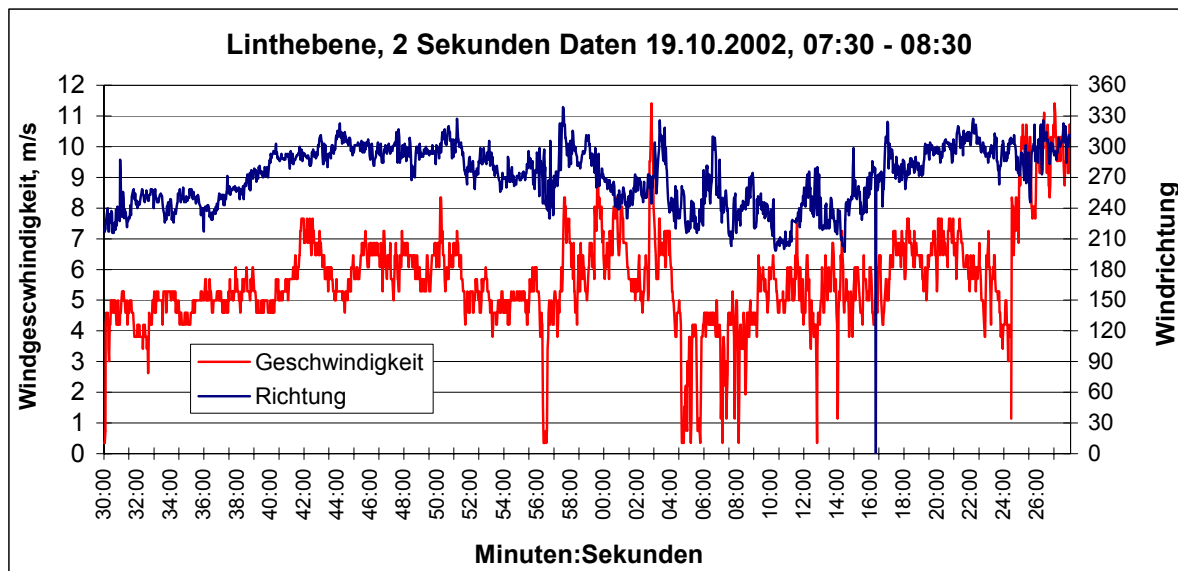


Abb. 37: Niederurnen, 2 Sekundendaten auf 50m Höhe, 7:30 - 8:30

Während einer Stunde variierte die Windrichtung zwischen 210° und 330°, die Windgeschwindigkeit zwischen 0 m/s und 11 m/s. In Abbildung 38 werden die letzten 10 Minuten dieser Messreihe dargestellt.

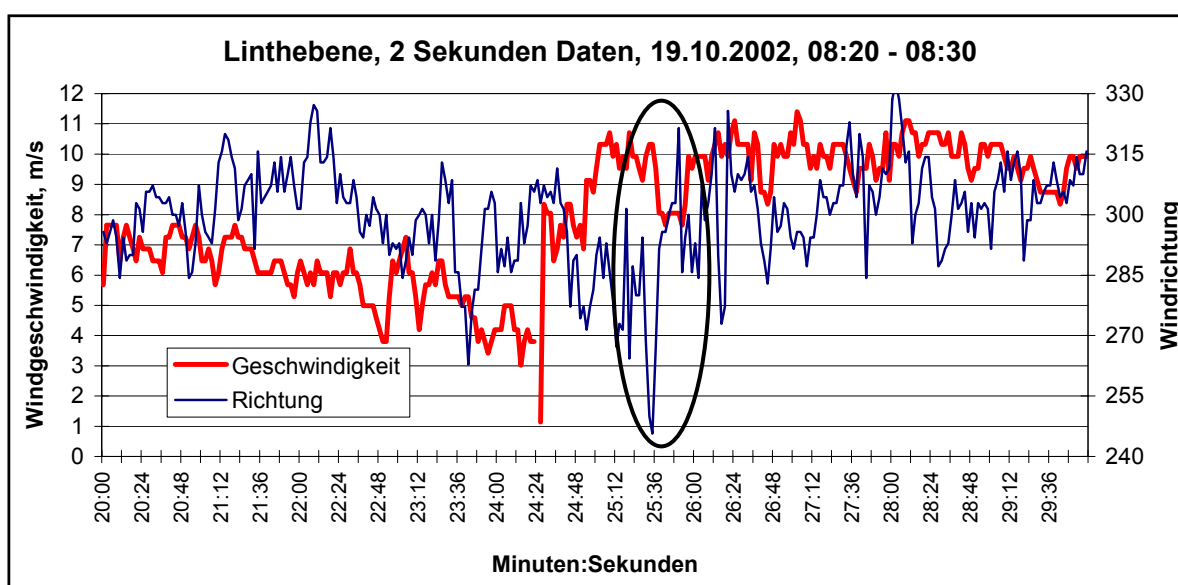


Abb. 38: Niederurnen, 2 Sekundendaten auf 50 m Höhe, 8:20 - 8:30

Wenn man die in Abbildung 38 mit einer Ellipse markierte Sequenz betrachtet, stellt man fest, dass die Windrichtung sich innerhalb 4 Sekunden um  $75^\circ$  ändert. Diese abrupte Richtungsänderung wird bei der Auswahl der Turbine dem Hersteller mitgeteilt werden, damit die entsprechenden Steuerprogramme zu Verfügung stehen und an diese Situation angepasst werden.

#### 4.9.2 Höhenprofil der Windgeschwindigkeit

Im allgemeinen gilt die Regel, dass die Windgeschwindigkeit mit der Höhe über Boden zunimmt. Aus diesem Grund wurden die Messungen in drei verschiedenen Höhen (30 m, 40 m und 50 m) über Boden durchgeführt. Die Resultate zeigen, dass die Windgeschwindigkeiten auf 30 m und 40 m über Boden sehr ähnlich sind. Auf 50 m wird eine markante Erhöhung der Windgeschwindigkeit registriert (S. Abb. 39).

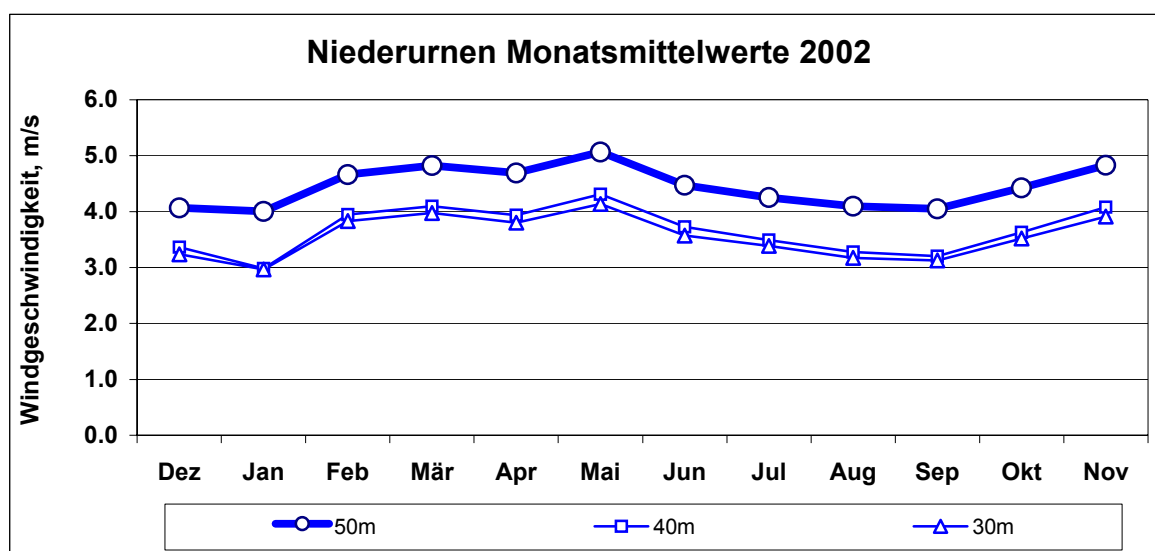


Abb. 39: Niederurnen, Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeit auf 3 Höhen.

Da alle Anemometer kalibriert waren, und die Windrichtungsmessungen auf 40 m und 50 m keine Anomalien zeigen, ist die starke Differenz von 1 m/s für die Höhenzunahme von 40 m auf 50 m nur mit der Bodenrauigkeit um den Messmast zu erklären. Da die Messung maximal 50 m über Boden erfasst, werden die Windgeschwindigkeiten darüber mit dem Programm WA<sup>SP</sup> ermittelt. Für Höhen über 50 m sind die Resultate deshalb nicht genau, denn die Aussagen der Computermodele für die komplexe Topographie der Linthebene sind vorsichtig zu interpretieren.

#### 4.9.3 Vereisung (Icing)

Die mögliche Vereisung ist bei Windenergieprojekten in der Schweiz ein zentrales Thema. Neben möglichen Ertragseinbussen sind Aspekte der Sicherheit zu berücksichtigen. Wo Menschen zu Fuss oder in Fahrzeugen und Bahnen in Nachbarschaft von Windturbinen erwartet werden, sind die klimatischen Bedingungen genau abzuklären.

Die Vereisung der Turbine, insbesondere der Rotorblätter ist dann zu erwarten, wenn die Temperatur zwischen  $-4^\circ$  und  $+4^\circ\text{C}$  liegt und die Luftfeuchtigkeit hoch ist. Unter  $-4^\circ\text{C}$  ist meistens die Luft für Eisbildung zu trocken. In Niederurnen waren der Anemometer und die

Windfahne auf 50 m Höhe beheizt. Ein Vergleich der Daten dieser Sensoren mit den Anemometern auf 40 m und 30 m Höhe, sowie mit der 40m Windfahne ermöglichte es, Perioden mit Vereisung infolge Verlangsamung, bzw. Stillstand der unteren Anemometer festzustellen.

Es wurden nur 42 Stunden als eindeutige Vereisungs-Perioden identifiziert, hauptsächlich vom 6. – 11. Januar 2002. Der Einfluss dieser 42 Stunden (0.48% der Zeit) auf die Ertragsprognose ist vernachlässigbar, obwohl während 15% der Zeit die Temperatur zwischen  $-4^{\circ}\text{C}$  und  $+4^{\circ}\text{C}$  lag (Tab. 10, Abb. 40). Aus Sicherheitsgründen wird jedoch empfohlen, je nach Standort entweder eine Heizung der Rotorblätter oder eine entsprechende Steuerung der Turbine vorzusehen, die den Abwurf von Eis verhindert. Die Auswirkungen auf die Ertragsprognose für ein Durchschnittsjahr werden mit 1.5 % Verlust eingeschätzt (S. Kap. 6.3.2, Tab. 15).

Temperatur	Wert	Datum und Zeit
Mittelwert	10.13	
Median	10.00	
Maximum	33.06	23.06.2002 16:00
Minimum	-11.67	15.12.2001 03:00
Minimum	-11.67	24.12.2001 08:00

Temperaturen	Stunden	% der Zeit
$< 4^{\circ}\text{C}$	1800	21%
$< 0^{\circ}\text{C}$	940	11%
$< -4^{\circ}\text{C}$	518	6%
- 4 bis $+ 4^{\circ}\text{C}$	1282	15%

Tab. 10 : Temperaturwerte in Niederurnen, 2002

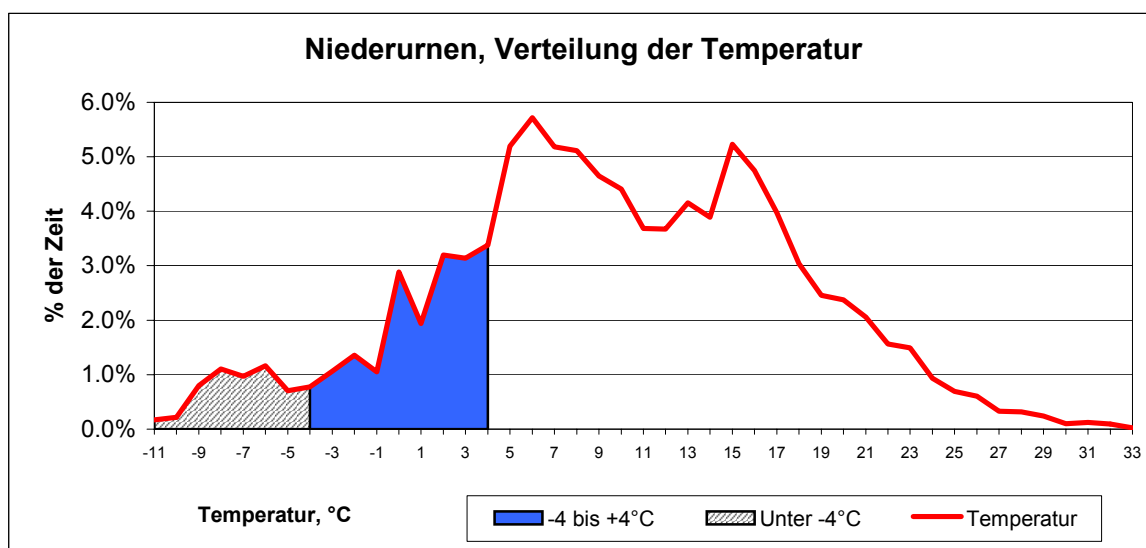


Abb. 40: Niederurnen, Verteilung der Temperatur im Jahr 2002

## 5 Referenzstation und Langzeitressourcen

### 5.1 Auswahl der Referenzstation

Die nächstgelegene Messstation mit langjährigen Winddaten ist die Station Glarus von MeteoSchweiz, vormals SMA, mit automatischem, synoptischen Netz (S. Abb. 41). Nahe gelegene konventionelle Klimastationen ohne Automatik sind Bad Ragaz und Rapperswil. Die automatischen Wetterstationen lassen sich digital abfragen. Ihre Monatsmittelwerte können laufend mit den eigenen Messresultaten verglichen werden.

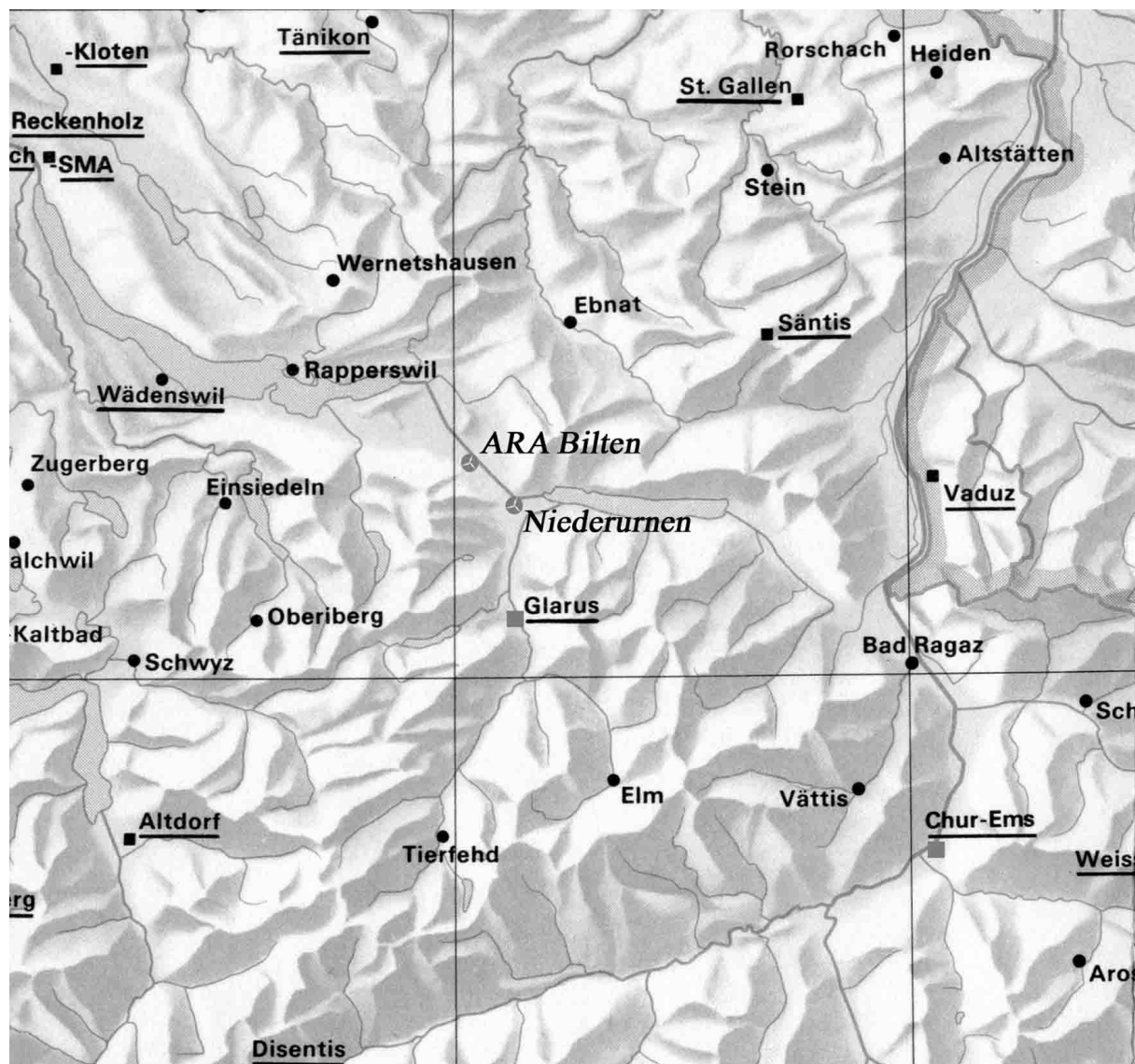


Abb. 41: Wetterstationen von MeteoSchweiz, vormals SMA<sup>10)</sup>  
im Umfeld der temporären Messanlagen Linthebene *Niederurnen* und *ARA-Bilten*;  
(automatischen Stationen unterstrichen)

Da die Monatsmittelwerte der Messstationen *Niederurnen* und *ARA-Bilten* den Werten der Station *Glarus* nicht sehr ähnlich sind (S. Abb.18), wurde zunächst auch die Station *Chur-Ems*

<sup>10)</sup> Bundesamt für Energiewirtschaft, Meteonorm Wind, Leitfaden für den Windenergieplaner, 1990



in die Beobachtung einbezogen. Eine genauere Analyse der Monatsmittelwerte dieser Station ergab, dass die Windgeschwindigkeit dieser Station in den letzten sieben Jahren stetig und signifikant abnimmt <sup>11)</sup>. Den gleichen Trend, jedoch viel weniger ausgeprägt lässt sich bei der Messstation Glarus beobachten (Abb. 43). Die Ursache für den Abwärtstrend der Winde bei den Stationen Glarus und Chur konnte im Rahmen dieser Studie nicht ermittelt werden. Vermutlich spielen die wachsende Vegetation in der Nähe der Messstationen und eventuell die Zunahme der Überbauung im Tal eine Rolle. Im allgemeinen lässt sich langfristig keine Abnahme der Winde bei den meteorologischen Messstationen in der Schweiz feststellen <sup>11)</sup>.

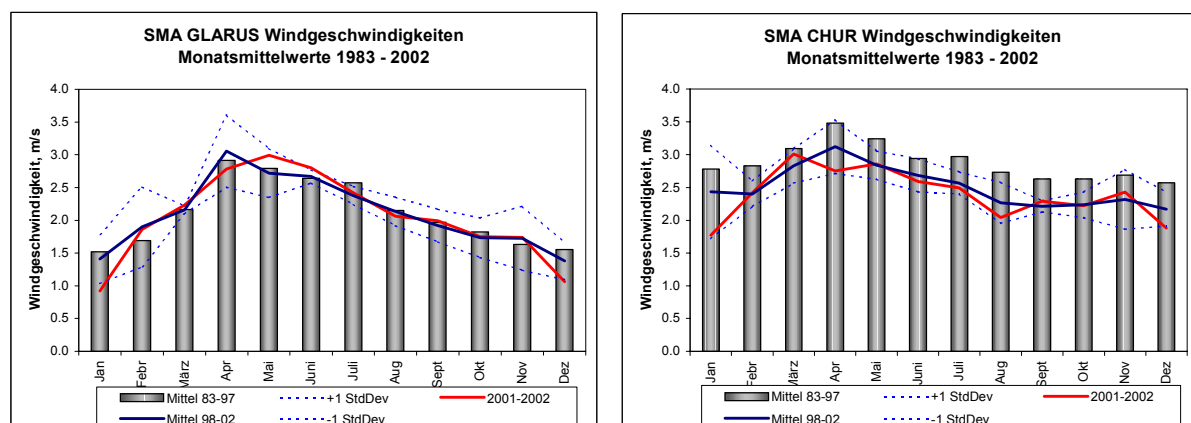


Abb. 42: Langzeitdaten Stationen Glarus und Chur -EMS  
Säulen; Mittelwerte 1983 - 1997, Linien: Mittelwerte 1998 - 2002

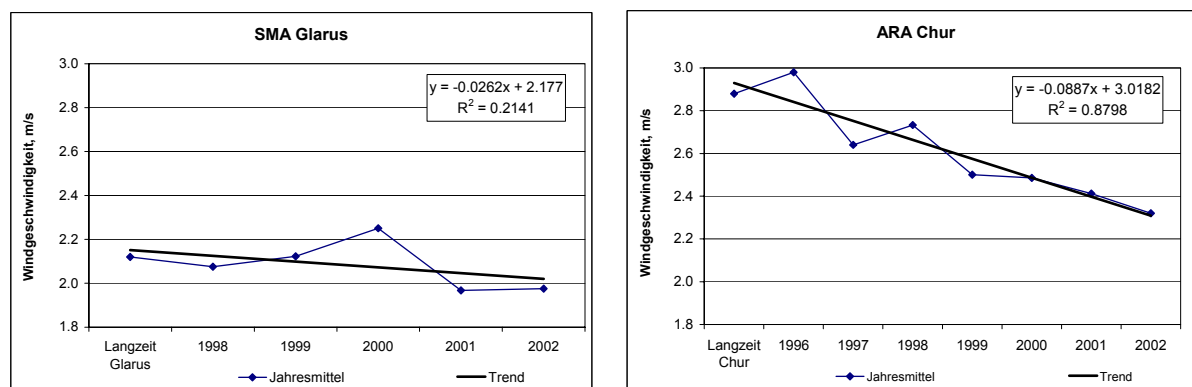


Abb. 43: Trends der Langzeitdaten der Stationen MeteSchweiz Glarus und Chur -EMS

Eine zuverlässige Aussage über die Langzeitressourcen an einem gegebenen Standort hängt nicht nur von der Korrelation mit der gewählten Referenzstation ab. Die Werte der Referenzstation während der Messperiode müssen auch innerhalb der Streuung der Langzeitwerte liegen. Ansonsten besteht die Gefahr, die Langzeitressourcen zu über- oder zu unterschätzen. Aus diesem Grund ist Chur als Referenzstation für Windprognosen in der Linthebene nicht geeignet und Glarus scheidet infolge der zu geringen Korrelation aus (Tab. 11). Die nächstgelegene und von der Topographie her ähnliche ANETZ Station ist die Station Altdorf. Diese weist in den letzten zehn Jahren keinen Abwärtstrend auf. Die Analyse der Monatsmittelwerte der Referenzstandorte mit Niederurnen und ARA-Bilten ergibt Korrelationskoeffizienten für Niederurnen, 50 m Höhe von 0.55 – 0.93. Die Werte sind in Tabelle 11

<sup>11)</sup> <http://stratus.meteotest.ch/mme/>

aufgeführt. Wie die Zusammenstellung zeigt, korrelieren die Monatsmittelwerte der Messung Niederurnen am besten mit Altdorf, obwohl diese Station im Reusstal liegt.

Vergleich mit Referenzstation	Niederurnen			ARA -Bilten		Niederurnen Temp
	50m	40m	30m	30m	25m	
SMA Chur	0.82	0.83	0.83	0.49	0.34	0.97
SMA Glarus	0.55	0.59	0.57	0.14	-0.06	-
SMA Altdorf	0.93	0.93	0.93	0.62	0.48	0.97
ARA-Bilten 25m	0.83	0.86	0.86		0.97	-
Niederurnen 50m		0.98	0.99	0.83	0.75	-

Tab. 11 : Korrelation der Monatsmittelwerte, temporäre Messungen – Stationen MeteoSchweiz

Der Korrelationskoeffizient der Monatsmittel der Windgeschwindigkeiten mit den Niederurnen-Messungen betrug 0.93. Temperaturwerte korrelierten mit einem Wert von 0.97. Daher wurde diese Messstation als Referenzstation für die Langzeitprognosen benutzt.

## 5.2 Windverhältnisse der Referenzstation Altdorf

Die Koordinaten der Referenzstation Altdorf sind 690'960 Ost und 191'700 N (9°32' Ost; 46°52' Nord). Die Station liegt im Reusstal, 449 m über Meer und 44 km Luftlinie von Niederurnen entfernt und hat Ähnlichkeiten in der Topographie. Das in der Nord - Südachse liegende Reusstal macht auf der Höhe der Messstation Altdorf einen Knick in Richtung Südwesten, allerdings nicht so stark wie bei Niederurnen. Das Tal grenzt an den Urnersee im Nordwesten, analog dem Obersee im Norden der Linthebene. Ein Seitental nach Osten und umliegende Berge mit einer Höhendifferenz von 1'000 m zum Talboden vervollständigen die Ähnlichkeit zur Linthebene. Es fehlt einzig das Pendant zum Walensee.

Für die letzten zehn Jahre zeigen die Windgeschwindigkeiten der Station Altdorf keinen Abwärtstrend (Abb. 44). Verglichen mit dem Jahresmittel von 2.56 m/s war das Jahr 2002 mit 2.54 m/s in Altdorf ein Durchschnittsjahr. Dies widerspricht dem Vergleich der Monatsmittelwerte der längeren Messperiode 1983-1997 von Tabelle 7. Für die Ermittlung der Langzeitressourcen am Standort Niederurnen ist der Vergleich mit der zehnjährigen Messperiode von Altdorf zulässig.

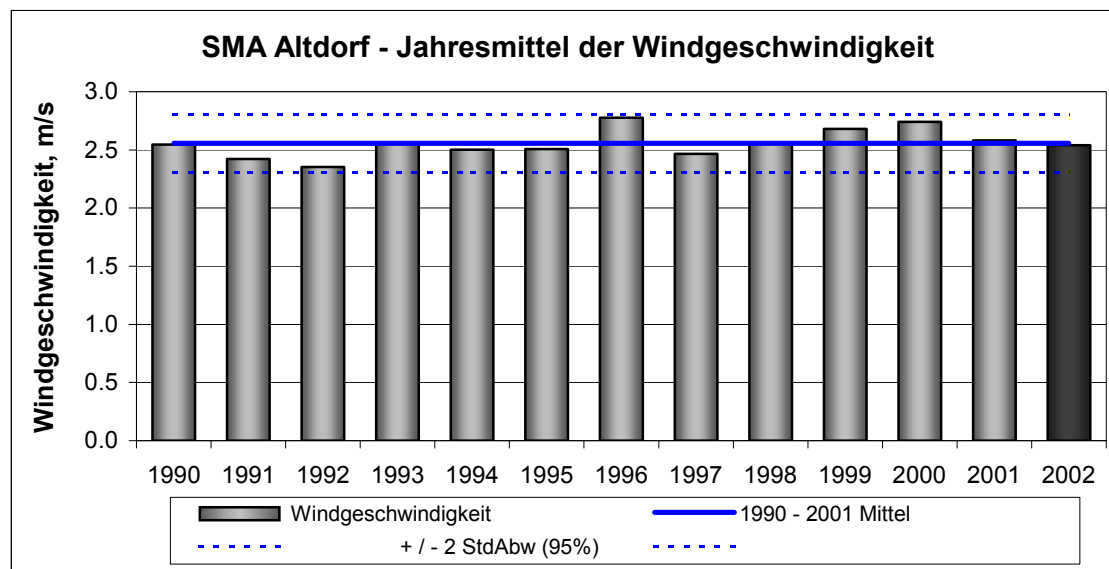


Abb. 44: SMA Altdorf, Jahresmittel der Windgeschwindigkeiten

Weitere Analysen (Abb. 45 - 48 ) bestätigen die Annahme, dass 2002 ein Durchschnittsjahr war. Einzige Ausnahme bildet die Temperatur, die 2002 um 0.8° über dem Durchschnitt der letzten elf Jahren lag (Abb. 49).

Die Monatsmittelwerte der Messungen in Niederurnen korrelieren stark mit den Werten der Station Altdorf (Tab.11). Für die Stundenmittelwerte ergibt sich keine ähnliche starke Korrelation ( $R = 0.5$ ), sodass die Prognosen nicht auf der Grundlage der MCP-Methode (Measure-Correlate-Predict) durchgeführt wurden. Zur Ermittlung der Variabilität wurden die Daten der Station Altdorf ausgewertet und für Niederurnen entsprechend eingesetzt (Tab. 11).

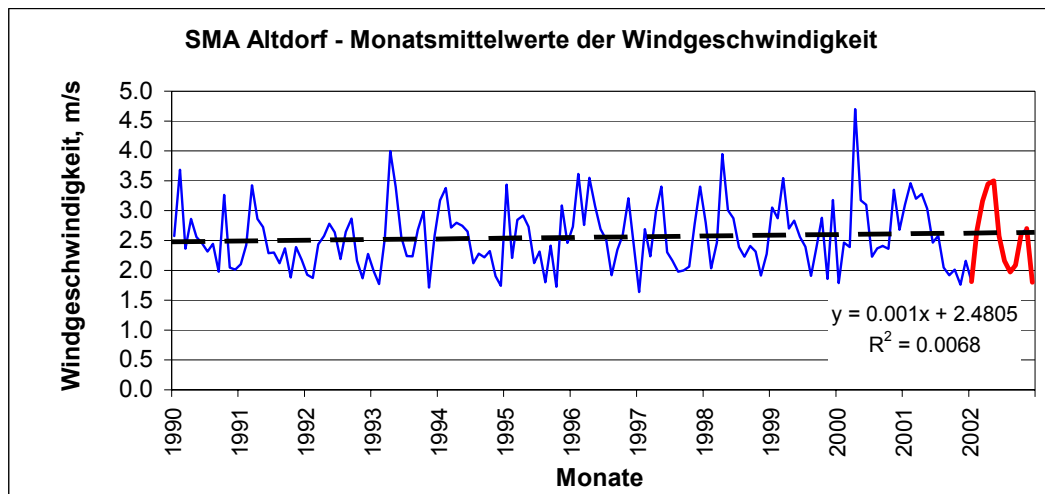


Abb. 45: Station Altdorf, Monatsmittel der Windgeschwindigkeiten 1990 - 2002  
rote Kurve: Werte des Jahres 2002

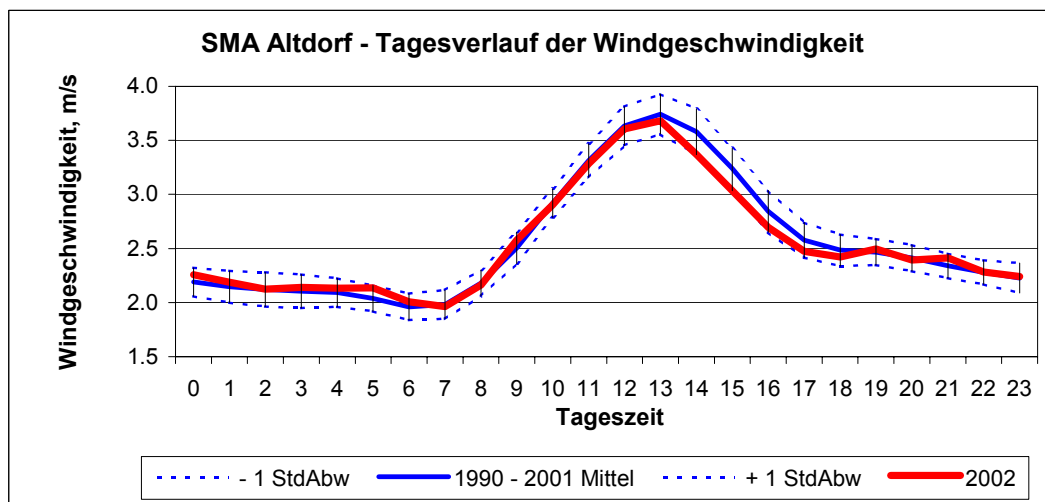


Abb. 46: Station Altdorf, Tagesverlauf der Windgeschwindigkeit.  
Mittel der Jahre 1990 - 2001 (blau), Werte des Jahres 2002 (rot)

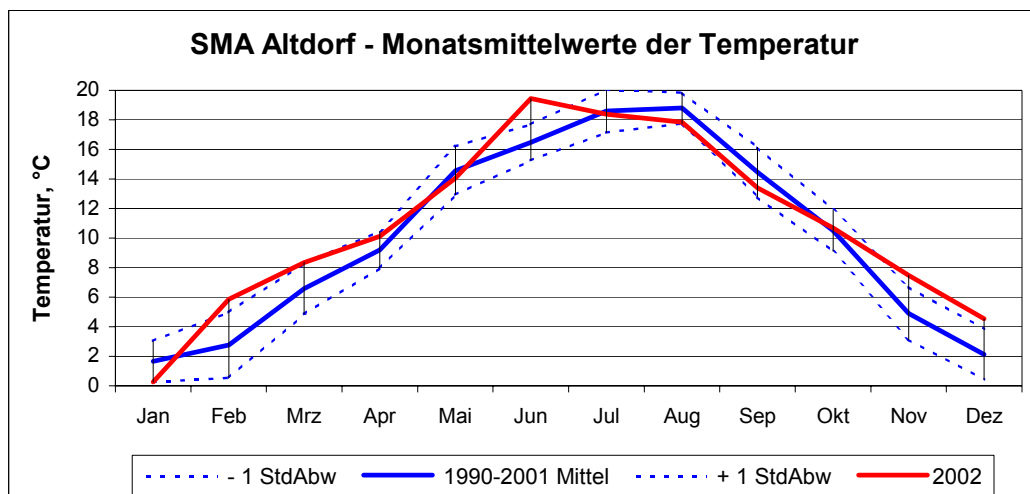


Abb. 47: Station Altdorf, Monatsmittelwerte der Temperatur.  
Mittel der Jahre 1990 - 2001 (blau), Werte des Jahres 2002 (rot)

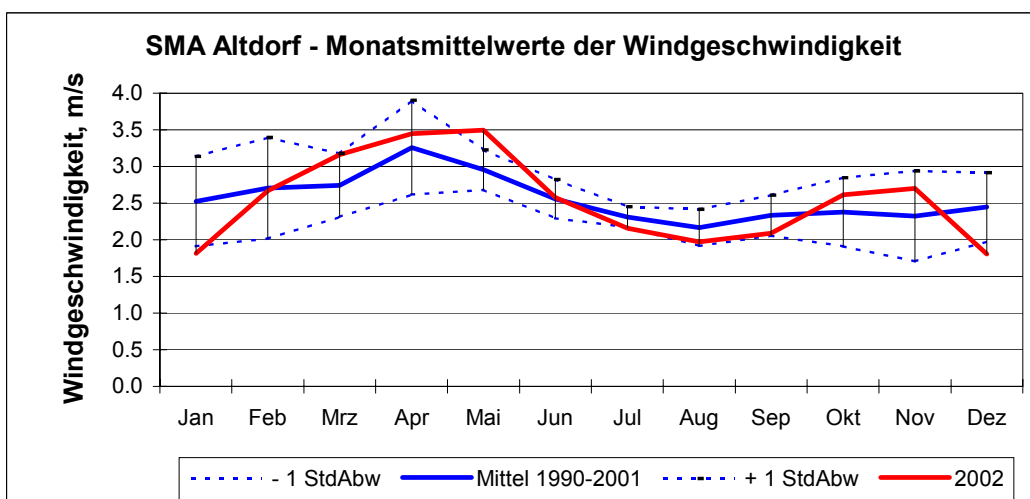


Abb. 48: Station Altdorf, Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeit.  
Mittel der Jahre 1990 - 2001 (blau) und Werte des Jahres 2002 (rot)

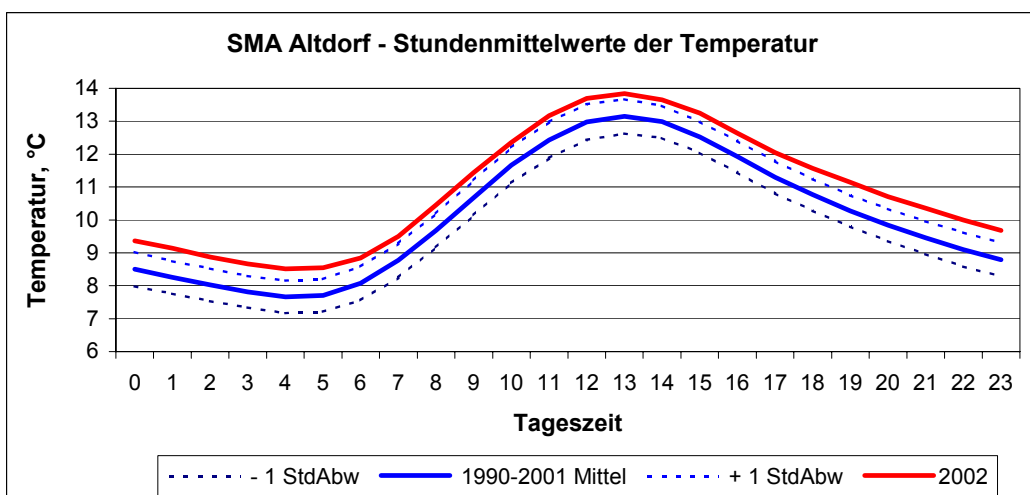


Abb. 49: Station Altdorf, Tagesverlauf der Temperatur.  
Mittel der Jahre 1990 - 2001 (blau) und Werte des Jahres 2002 (rot)

### 5.3 Langzeitressourcen der Winde in Niederurnen

Abbildung 50 zeigt die Verhältnis der Windgeschwindigkeiten in Niederurnen im Vergleich mit der Station Altdorf, vom 1. Dezember 2001 bis zum 30. November 2002. Der Wert des Regressionskoeffizienten R war 0.91. In der gleichen Periode betrug der Korrelationskoeffizient der Stundenmittelwerte der Geschwindigkeit 0.5, und für die Richtung 0.31. Deshalb war es nicht möglich eine klassische MCP (Measure-Correlate-Predict) Methode anzuwenden und Stundenmittelwerte der Windgeschwindigkeit und -richtung zu berechnen.

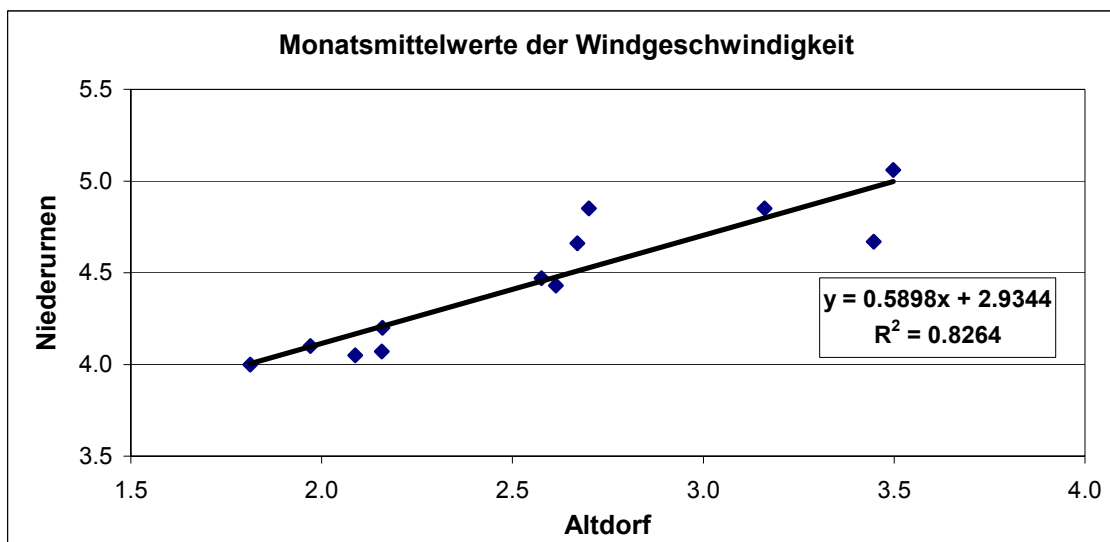


Abb. 50: Lineare Regression (Linie) der Station Altdorf und Messung 50m Niederurnen Datenpaare (Punkte)

Aufgrund der Mittelwerte in Altdorf und der in Abb. 50 dargestellter Gleichung wurden die Jahres- und Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeit auf 50 m in Niederurnen von 1990 bis 2001 berechnet. Die Resultate sind in den folgenden Abbildungen 51 - 54 dargestellt.

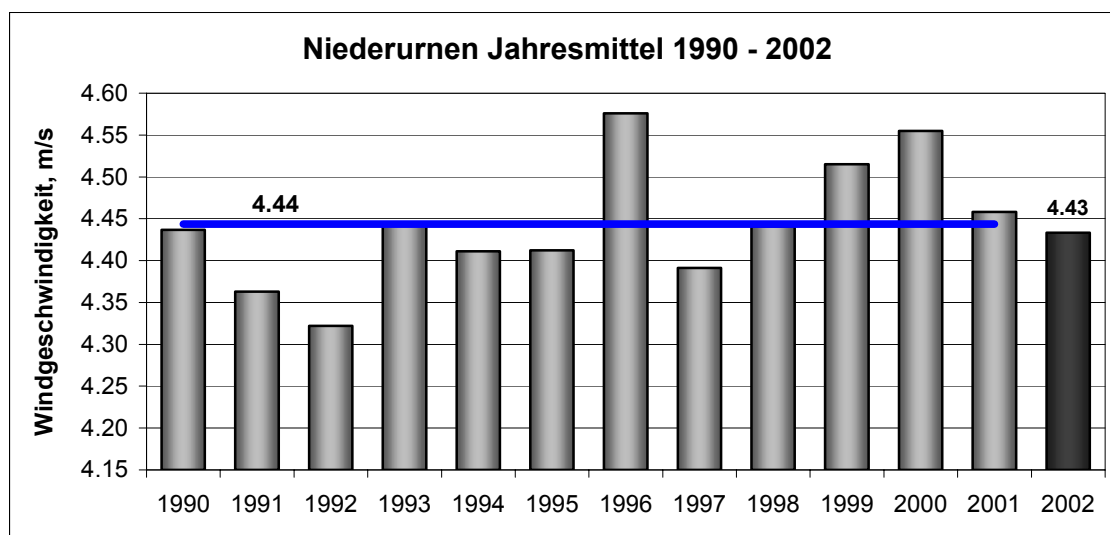


Abb. 51: Berechnete (grau) und gemessene (schwarz) Jahresmittelwerte in Niederurnen (50m), Langzeitmittelwert (blau)



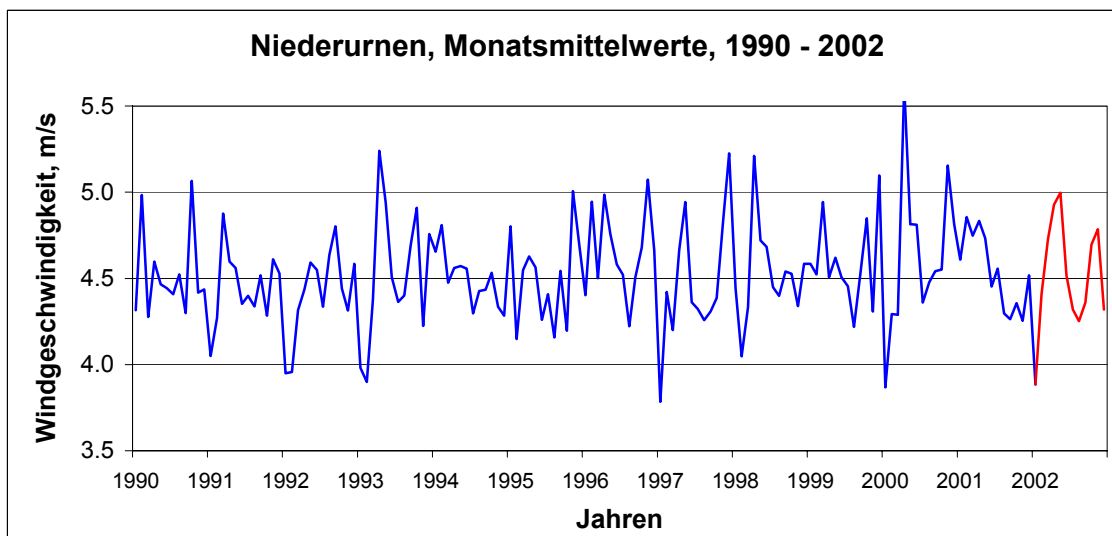


Abb. 52: Berechnete (blau) und gemessene (rot) Monatsmittelwerte in Niederurnen (50m).

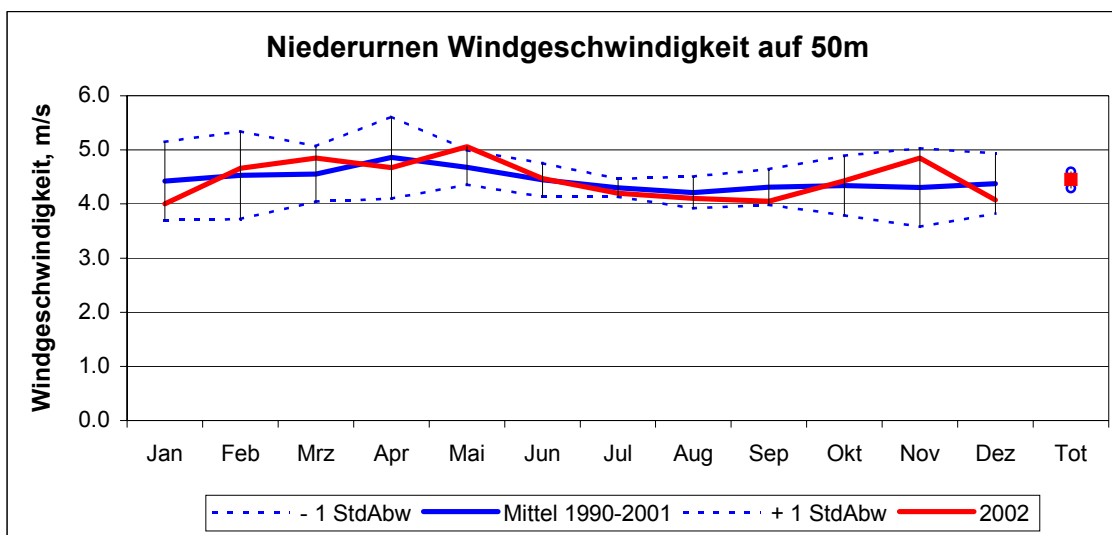


Abb. 53: Berechnete Langzeit Monatsmittelwerte (blau) und gemessene Werte (rot)

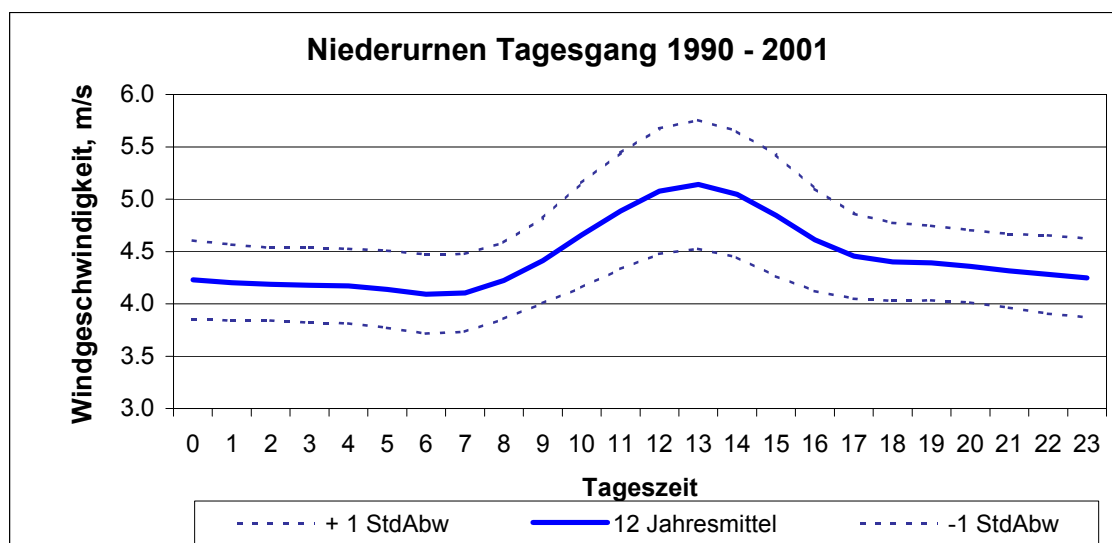


Abb. 54: Berechneter Tagesverlauf in Niederurnen (blau)

Mit dieser Rechenmethode wurde die Energiedichte für Niederurnen für die einzelnen Jahre ermittelt. Die Resultate dieser Berechnungen sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

<b>Mittelwerte</b>	<b>1990</b>	<b>1991</b>	<b>1992</b>	<b>1993</b>	<b>1994</b>	<b>1995</b>	<b>1996</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>
Windgeschwindigkeit (m/s)	4.44	4.36	4.32	4.44	4.41	4.41	4.58	4.39	4.44	4.52	4.56	4.46	4.43
Temperature °C	10.0	9.5	10.0	9.8	11.1	9.9	9.4	10.2	10.1	10.1	10.9	10.3	10.9
Höhe ü.M	424	424	424	424	424	424	424	424	424	424	424	424	424
Luftdichte (kg/m <sup>3</sup> )	1.182	1.184	1.182	1.183	1.178	1.183	1.185	1.182	1.182	1.182	1.179	1.181	1.178
Weibull A (m/s)	5.00	4.92	4.87	5.01	4.97	4.98	5.16	4.95	5.01	5.09	5.14	5.03	5.00
Weibull k	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94
Energiedichte (W/m <sup>2</sup> )	102	97	94	102	100	100	112	99	102	107	110	103	101
Energiedichte, 12 Jahresmittel	102.1 (W/m <sup>2</sup> )												
Standard Abweichung	5.0 (W/m <sup>2</sup> )												
2 x StdAbweichung ( 95%)	9.9 (W/m <sup>2</sup> )												
Variabilität % (+/-)	9.7%												

Tab. 12 : Langzeitressourcen Niederurnen.

Aus den Jahresergebnissen der berechneten theoretischen Energiedichte geht hervor, dass der Energieertrag von einem Jahr zum anderen um bis 10% variieren kann, dies mit einer Wahrscheinlichkeit von 95%. Diese Erkenntnis der Variabilität der Windressource wird in der Schätzung des Energieertrags, wie in den Wirtschaftlichkeitsberechnungen berücksichtigt (S. Kap. 6.3 – 6.4).

## 6 Windgutachten für den Messstandort Niederurnen

Der Standort der temporären Windmessungen in Niederurnen ist für die Nutzung der Windenergie aufgrund des prognostizierten Windpotentials geeignet. Diese Aussage basiert auf der Auswertung der Winddaten der einjährigen Messkampagne. Am Standort der Messung wird eine mittlere Windgeschwindigkeit von 4.45 m/s auf 50 m Höhe erwartet.

Ertragsprognosen für grosse Windturbinen mit Nabenhöhe über 50 m erfordern eine Extrapolation der Messresultate für darüberliegende Höhen. Die vorliegenden Auswertungen wurden mit dem Rechenprogramm WA<sup>s</sup>P durchgeführt, gemäss dem im Kapitel 3.3 beschriebenen Rechenverfahren.

### 6.1 Extrapolation auf empfohlene Nabenhöhen

Die einfachste Formel für die Hochrechnungen der Windgeschwindigkeit lautet:

$$v_2 = v_1 \times \left( \frac{h_2}{h_1} \right)^\alpha$$

$v_1$  = Windgeschwindigkeit auf Höhe  $h_1$   
 $v_2$  = Windgeschwindigkeit auf Höhe  $h_2$   
 $\alpha$  = Höhenexponent (berechnet von Messwerten auf zwei Höhen)

Im Falle der Linthebene konnte der Höhenexponent  $\alpha$  (auch Shear Factor genannt) aufgrund der Messwerte auf 30m und 40m, und auch aus den Werten von 40m und 50m oder 30 und 50m berechnet werden. Die Resultate für  $\alpha$  ergeben der Reihe nach: 0.38, 0.86 und 0.44. In der folgenden Abbildung 53 werden die berechneten Höhenprofile mit einem Höhenexponent von 0.44 (30 auf 50 m) und mit den Resultaten des Computermodells WA<sup>s</sup>P (Kap.3.1), den Messungen gegenübergestellt. Es wird deutlich sichtbar, dass alle Berechnungen mit Fehler behaftet und deshalb Windmessungen vor Ort unersetzlich sind.

Aufgrund der Windmessungen sind mittlere Windgeschwindigkeit wie auch Frequenzverteilung bis zur Höhe von 50m bekannt; für höhere Lagen sind Prognosen trotz Fehlerquellen möglich. Unter Vorbehalt dieser Fehlerquellen werden folgende Resultate erwartet: die Extrapolationen auf 68 m Höhe in Niederurnen ergeben eine mittlere Windgeschwindigkeit von 5.1 +/- 0.3 m/s. Dieses Resultat entspricht dem Mittelwert der WA<sup>s</sup>P Berechnungen, sowie den drei Werten, die mit drei verschiedenen Höhenexponenten berechnet wurden, +/- Standardfehler des Mittelwertes. Dies ergibt einen ersten Anhaltspunkt für das Höhenprofil.

Dominante Windrichtungen sind Nordwest und Südost. Es wurden keine Verschiebung der Windrose von 50 m auf 68 m beobachtet, was angesichts des relativ kleinen Höhenunterschieds zu erwarten war.

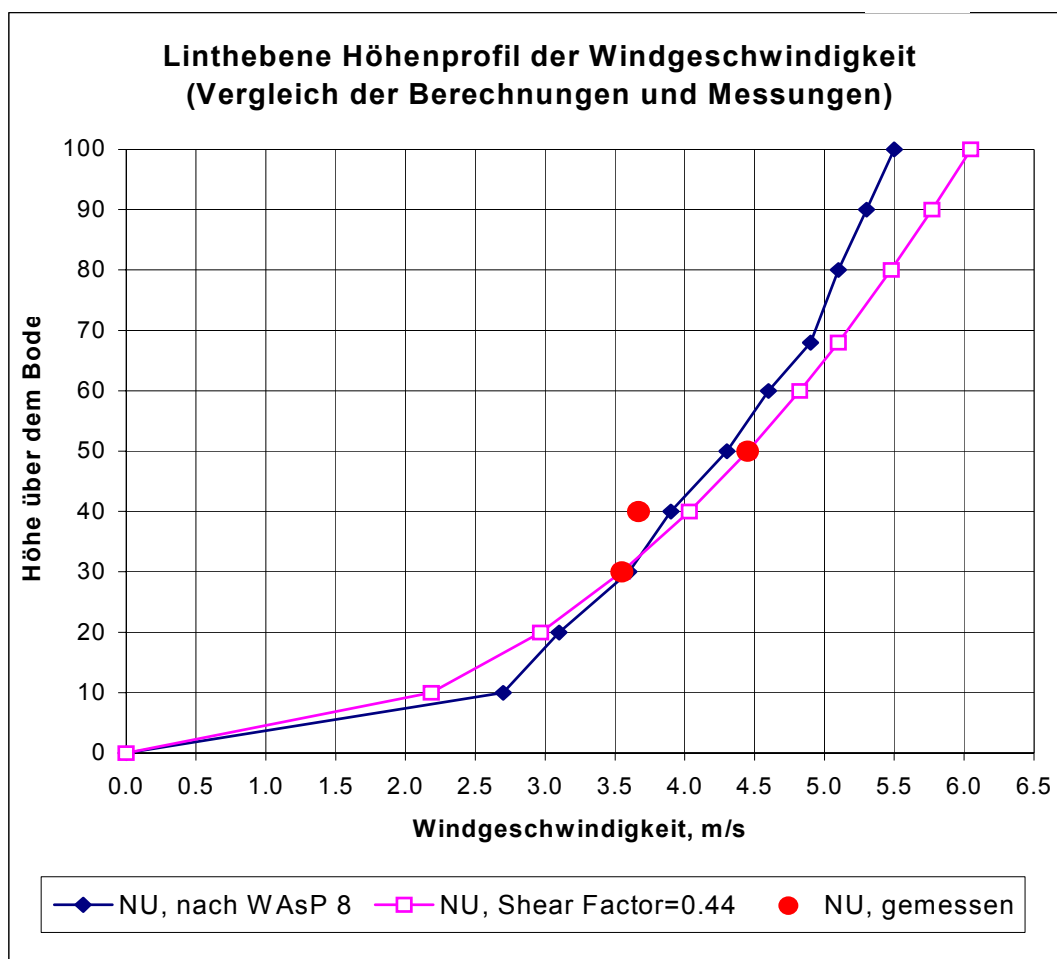


Abb. 55: Niederurnen, berechnete Höhenprofile der Windgeschwindigkeit und Messwerte

## 6.2 Auswahl geeigneter Windturbinen

Bei der Auswahl der geeigneten Windturbinen wurden folgende Kriterien berücksichtigt

- a- **Wirtschaftlichkeit** : Da der verfügbare Boden beschränkt ist, ist es sinnvoll, eine möglichst grosse Anlage zu planen. Dabei sind die Projektkosten inkl. Planung und Finanzierung den erwarteten Stromerträgen gegenüberzustellen. Grenzen werden durch die Anforderungen der Raumplanung und des Landschaftsschutzes gesetzt sowie durch das beschränkte Windpotential für den Binnenstandort in der Linthebene.
- b- **Windaufkommen und Windenergieertrag** : Das Windpotential ist relativ gering mit einem Jahresmittel der Windgeschwindigkeit von 4.45 m/s auf 50 m Höhe und den Weibullparameter  $A = 4.9$  m/s und  $k = 1.94$ . Dies spricht gegen eine grössere Turbine, die in der Regel schwer ist und niedrigere Windgeschwindigkeiten nicht optimal ausnützt. Sehr grosse Anlagen mit sehr grossen Rotordurchmessern bedeuten gezwungenermassen grössere Turm- und Gesamthöhen (S. auch Nabenhöhe).

Die Windturbinenhersteller entwickeln ständig neuere, grössere Windturbinen für Binnenstandorte und ‚offshore‘. Bezüglich Energieertrag sind ‚Stall kontrollierte Anlagen‘ mit starren Rotoblättern mit zwei-stufigen, Pol-umschaltbaren Generatoren meistens vergleichbar mit ‚Pitch kontrollierten Anlagen‘ mit verstellbaren Blättern. Wesentlich für die Zuverlässigkeit der Ertragsprognose sind Erfahrungswerte der Hersteller aufgrund der Anzahl bereits installierter Anlagen.

- c- **Extremwerte** : Die während der Messungen beobachteten Extremwerte (Kap.4.7 ) lassen bei der Auswahl der Turbinen auch Modelle der IEC Class II zu <sup>12)</sup>. Diese Turbinen sind jedoch nur bedingt für den Standort Niederurnen geeignet , wenn die abrupten Änderungen der Windrichtung und Geschwindigkeit mitberücksichtigt werden (Kap.4.9.1). Um den Belastungen standzuhalten, wird der Einsatz technisch ausgereifter, erprobter Anlagen empfohlen.
- d- **Nabenhöhe** : Auf einer Seite sind wirtschaftliche, auf der anderen Seite planerische Aspekte zu berücksichtigen. Im ersten Fall müssen die Mehrkosten (Transport, Fundament, Kranmieten etc.) eines höheren Turms der Ertragsprognose einer Anlage mit der grössten Effizienz gegenüber gestellt werden. Aus diesem Grund wird der Kapazitätsfaktor für verschiedene Turbinen mit unterschiedlichen Nabenhöhen ermittelt.
- e- **Sicherheit** : Die Nähe des Standortes zur Autobahn und zu Spazierwegen setzt voraus, dass die potentielle Gefahr des Eiswurfs berücksichtigt wird. Anlagen mit Blattheizung, oder zumindest solche mit einem Eisdetektor sind zu bevorzugen.

Aufgrund dieser Überlegungen, wurden für die Ertragsprognosen und Wirtschaftlichkeitsberechnungen vier Anlagen ausgewählt mit Leistungen zwischen 600 kW und 1'800 kW. Deren wichtigste Merkmale sind in der folgenden Tabelle 13 zusammengefasst.

Die vorliegende Auswahl beschränkt sich auf vier verbreitete Turbinentypen und ist nicht vollständig. Auf dem Markt werden diverse vergleichbaren Anlagen angeboten und neuere Modelle in Aussicht gestellt.

Anlage	1	2	3	4
<b>Installierte Leistung</b>	<b>600</b>	<b>850</b>	<b>1'300</b>	<b>1'800</b>
Rotordurchmesser	44	52	62	70
Turmhöhe	50	50	68	68
Gesamthöhe	72	76	99	103
Einschalt Windgeschwindigkeit	2.5 m/s	4 m/s	3 m/s	2.5 m/s
Abschalt Windgeschwindigkeit	28 - 34 m/s	25 m/s	25 m/s	28 - 34 m/s
Rotor Drehzahl	18 - 34 rpm	14 - 31 rpm	13 / 19 rpm	18 - 34 rpm
Leistungsregelung	Pitch	Pitch	CombiStall	Pitch
Kraftübertragung	Direkt	Getriebe	Getriebe	direkt
Generator	synchron	asynchron	asynchron	synchron
Generatorleistung (50 Hz)	600	850	260 / 1'300	1'800
Ausgangsspannung	400 V	690 V	690 V	400 V
Blattheizung	Ja	Eisdetektor	Ja	Ja

Tab. 13 : Eckdaten der vier ausgewählten Windturbinen für den Standort Niederurnen

<sup>12)</sup> IEC 61400-1



## 6.3 Ertragsprognosen

### 6.3.1 Ertragsprognosen für Niederurnen

Zuverlässige Ertragsprognosen basieren auf Messdaten, die der zukünftigen Nabenhöhe entsprechen. Jede Extrapolation im komplexen Gelände führt zu Unsicherheiten, die schwierig zu beziffern sind. Deshalb wurden die Auswertungen mit den zwei Rechenprogrammen WA<sup>®</sup>P 8.0 und WindFarmer 3.08 durchgeführt und die Ergebnisse gemäss Verfahren von Kap. 3.3 korrigiert.

Für Nabenhöhe 50 m wurden die Prognosen mit den gemessenen Werten der Windgeschwindigkeiten und der Frequenzverteilung überprüft und sind zuverlässig. Um das Risiko einer Fehlprognose auf 68 m Nabenhöhe zu reduzieren, wurden die Resultate mit einem Sicherheitsfaktor nach unten korrigiert. Für die vier ausgewählten Turbinentypen sind die Ertragsprognosen in der folgenden Tabelle 14 zusammengefasst:

<b>ERTRAGSPROGNOSEN</b>				
<b>Turbine</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
<b>Leistung (kW)</b>	<b>600</b>	<b>850</b>	<b>1300</b>	<b>1800</b>
Rotordurchmesser (m)	44	52	62	70
Turmhöhe (m)	50	50	68	68
Gesamthöhe (m)	72	76	99	103
<b>Produktion (kWh /a)</b>	<b>480'000</b>	<b>710'000</b>	<b>1'420'000</b>	<b>1'720'000</b>

Tab. 14 : Ertragsprognose für vier ausgewählte Turbinentypen, Standort Niederurnen  
Datengrundlage Messdaten Niederurnen, 2002

### 6.3.2 Korrektur der Ertragsprognosen

Zur Berücksichtigung von Fehlerquellen aus der Rechenmethode werden diese Ertragsprognosen um nachfolgende ertragsmindernde Faktoren korrigiert. Massgebend sind die Produktionswerte am Netzanschlusspunkt, die vergütet werden:

Folgende Korrekturen wurden vorgenommen:

#### a) Fehlerquellen :

- Rechenfehler auf 50 m : Die einzige Unsicherheit hier besteht in der Variabilität des Windaufkommens, die aufgrund der Korrelation mit der Referenzstation mit 95% Wahrscheinlichkeit um +/- 10% geschätzt wird. Diese Variabilität wird in den Ertragsprognosen zusätzlich berücksichtigt. Für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen werden die untere und die obere Grenze der Produktion angegeben.
- Rechenfehler auf 68 m : Diese werden um 10 % geschätzt; 7.5 % für Fehler der Computermodele und 2.5% für allgemeine Rechenfehler, die vor allem durch die Schätzung der Oberflächenrauigkeit entstehen. Die Computerresultate wurden um 10% nach unten korrigiert.

#### b) Ertragsmindernde Faktoren :

- Bereitschaft : Technische Verfügbarkeit der Turbinen (heutzutage 97 % der Zeit), und
- Verluste : Elektrische Verluste, vom Generator der Turbine bis zu dem Netzanschlusspunkt, wo die Strommenge abgerechnet wird (geschätzt um 3%) und

Verluste durch Blattheizung oder Stillstand der Turbine wegen Vereisungsgefahr (geschätzt um 1.5%).

KORREKTUREN	50 m Nabenhöhe	68 m Nabenhöhe
Rechenfehler	--	10.0 %
Bereitschaft	3.0 %	3.0 %
Verluste (elektrische)	3.0 %	3.0 %
Vereisung, Blattheizung	1.5 %	1.5 %
Insgesamt	7.5 %	17.5 %

Tab. 15 : Korrekturfaktoren für die Ertragsprognosen

Die folgende Tabelle 16 zeigt die korrigierten Ertragsprognosen und die Variabilität.

<b>Korrigierte Ertragsprognosen</b>				
<b>Turbine</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
Installierte Leistung, kW	600	850	1'300	1'800
Minimum Produktion, kWh / a	405'000	600'000	1'070'000	1'300'000
<b>Durchschnittsproduktion, kWh / a</b>	<b>450'000</b>	<b>660'000</b>	<b>1'190'000</b>	<b>1'450'000</b>
Maximum Produktion, kWh / a	500'000	730'000	1'325'000	1'600'000

Tab. 16 : Niederurnen, korrigierte Ertragsprognosen und Variabilität

Obenerwähnte durchschnittliche Produktion entspricht Kapazitätsfaktoren (CF) von 8.5 % bis 10.3 %, wobei der Kapazitätsfaktor das prozentuale Verhältnis der erwarteten Jahresproduktion zur theoretischen Gesamtproduktion der Turbine angibt. Dabei wird mit 100% Verfügbarkeit während des ganzen Jahres gerechnet. Dieser Wert ist direkt proportional zum in der Schweiz üblichen Begriff der Volllaststunden, der sich aus der Multiplikation des Kapazitätsfaktors mit den Anzahl Stunden in einem Jahr (8760 h) ergibt. Für die vier ausgewählten Turbinen sind die Resultate in Tabelle 17 zusammengestellt.

<b>Kapazitätsfaktoren und Volllaststunden</b>								
<b>Turbine</b>	<b>1</b>		<b>2</b>		<b>3</b>		<b>4</b>	
Installierte Leistung, kW	600		850		1'300		1'800	
Minimum CF / Volllaststunden	7.7 %	675	8.0 %	700	9.4 %	825	8.2 %	720
<b>Durchschnitts CF / Volllaststunden</b>	<b>8.5 %</b>	<b>750</b>	<b>8.8 %</b>	<b>770</b>	<b>10.3 %</b>	<b>910</b>	<b>9.1 %</b>	<b>800</b>
Maximum CF / Volllaststunden	9.5 %	830	9.8 %	860	11.2 %	1'020	10.1%	900

Tab. 17 : Niederurnen, Kapazitätsfaktoren und Volllaststunden

Für Niederurnen sind Turbinen mittlerer Grösse besser geeignet als grössere und schwere Modelle. Dies ist typisch für den Binnenlandstandort, der über ein beschränktes Windangebot von 4,45 m/s auf 50 m Höhe verfügt.

## 6.4 Wirtschaftlichkeitsberechnungen

Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen werden mit dem Rechenprogramm INVEST<sup>13)</sup> durchgeführt. Der Verkaufserlös aus der Stromproduktion wird den einmaligen Investitionskosten und jährlichen Ausgaben gegenübergestellt. Eine Musterrechnung für die wirtschaftlichste Lösung findet sich im Anhang IV.

Infolge Prognosenungenauigkeit und Variabilität der Windenergieproduktion sind die ersten Jahre für ein Windenergieprojekt finanziell kritisch. Obwohl die Kreditgeber oft Verständnis für die unterschiedlichen Jahreserträge zeigen, sind zwei aufeinander folgende schwache Erträge schwer finanzierbar. Deshalb rechnet die vorliegende Studie mit reduzierten durchschnittlichen Ertragsprognosen, die das Risiko berücksichtigen (S. Tab. 14 – 16).

### 6.4.1 Kosten und Finanzierungsparameter

Die Kosten werden in zwei Kategorien eingeteilt: in einmalige Investitionskosten und wiederkehrende Betriebskosten, in denen eine Rückstellung für den späteren Abbau enthalten ist.

Die Bestandteile von Investitionskosten und Finanzierungsparametern sind:

Kosten	-	Planungskosten
	-	Anlagekosten (Anlage, Transport, Installation)
	-	Infrastrukturkosten (Fundament, Erschliessung, Netzanbindung)
	-	Versicherungen, Kreditzinsen während Bauzeit
	-	Information
	-	Unvorhergesehenes
Kapitalstruktur	-	Eigenkapital
	-	Kredit
Zinsstruktur	-	Eigenkapitalzins
	-	Kreditzins
Steuern	-	Gemeinde
	-	Kanton
	-	Bund
Zeitfaktoren	-	Kreditlaufzeit, mit möglicher Schonzeit
	-	Lebensdauer der Anlage
	-	Abschreibungsdauer

Die Bestandteile der Betriebskosten sind:

Kosten	-	Administration
	-	Personalkosten
	-	Wartung- und Reparaturkosten
	-	Kosten der Landnutzung
	-	Versicherungen
	-	Information
	-	Unvorhergesehenes
Spezialfonds	-	Aufbau eines Fonds für Abbau der Anlage am Ende der Betriebsphase

Die Investitionskosten für Windenergieprojekte werden standardmässig als spezifische Projektkosten pro installierte Leistung wiedergegeben. In Ländern, welche die Windenergienutzung per Gesetz fördern, die Stromabnahme festlegen und die Planungsprozesse regeln, sind Projekte von 20 – 30 MW wirtschaftlich. Die Kosten pro installierte kW Leistung

<sup>13)</sup> INVEST, von Interwind entwickeltes Computerprogramm zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit von Windenergieprojekten

betragen um 1'000 - 1'200 € (Euro). Dies entspricht CHF 1'500 / kW. Die vorliegende Studie beschränkt sich auf die Abschätzung der Wirtschaftlichkeit: im Falle einer Projektrealisierung werden die detaillierte Kostenermittlung und eine Finanzstudie die Wirtschaftlichkeit genauer bestimmen. Ausgehend von den spezifischen Kosten des Windparks Mt. Crosin, der infolge rationeller Planung bei der Erweiterung des Windparks seine Kosten von 2'200 CHF/ kW auf 1'500 CHF/ kW reduziert hat, werden die Kosten für eine Einzelanlage in Niederurnen auf 2'200 CHF / kW geschätzt. Der Planungsaufwand für eine Einzelanlage ist schwer abzuschätzen und die Bodenverhältnisse in der Linthebene heikel. Erfahrungsgemäss entfallen 30 - 40% der Kosten im Inland für Planungs- und Baukosten, Installation, Netzanschluss sowie Gebühren, Zoll und Abgaben.

Windturbinen funktionieren weitgehend automatisch und haben sehr niedrige Personalkosten. Wichtigster Bestandteil der Betriebskosten sind der Servicevertrag und die Versicherungen, die Rückstellungen für den Abbau sowie die Kosten der Landnutzung und der Administration. Da letztere zwei von der Turbinengrösse weitgehend unabhängig sind, ist der Betrieb grösserer Anlagen wirtschaftlicher.

Andere Parameter welche die Wirtschaftlichkeit des Projektes beeinflussen sind Eigen-, Fremdkapital Verhältnis, Fremdkapital- und Eigenkapitalzinsen und Abschreibungsdauer.

Für ein Windenergie Projekt verlangen die Banken üblicherweise einen Mindestanteil von 25% - 30% Eigenkapital. Rückzahlung des Bankkredits wird in 10 - 15 Jahre erwartet, wobei mit einem Zinssatz von 5 % - 7 % gerechnet werden muss. Die Lebensdauer wird mit 20 Jahren in die Rechnung eingesetzt, und die Abschreibungsdauer entsprechend festgelegt. Die angenommenen Eingabedaten für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen sind in der folgenden Tabelle aufgeführt (Tab. 18).

<b>Turbine</b>		<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
Installierte Leistung, kW		600	850	1300	1800
Investition, CHF		1'320'000	1'870'000	2'860'000	3'960'000
Preis / installierte kW		2'200	2'200	2'200	2'200
<b>Kapitalstruktur</b>					
- Eigenkapital	25%	330'000	470'000	720'000	990'000
- Kredit	75%	990'000	1'400'000	2'140'000	2'970'000
<b>Zinsstruktur</b>					
- Eigenkapitalzins	5%	5%	5%	5%	5%
- Kreditzins	6%	6%	6%	6%	6%
<b>Steuern, geschätzt</b>					
- Gemeinde, Kanton, Bund	35 %	35 %	35 %	35 %	35 %
<b>Zeitfaktoren</b>					
- Kreditlaufzeit, ohne Schonzeit	12	12	12	12	12
- Lebensdauer der Anlage	20	20	20	20	20
- Abschreibungsdauer	20	20	20	20	20
<b>Jährliche Betriebskosten</b>					
CHF		45'000	65'000	93'000	120'000
% der Investition		3.5 %	3.5 %	3.2 %	3.0%

Tab. 18 : Eingabedaten der Wirtschaftlichkeitsrechnung

## 6.4.2 Stromgestehungskosten

Die Wirtschaftlichkeitsrechnung wurde für vier ausgewählte Windturbinenmodelle ausgeführt, wobei die Stromgestehungskosten für eine durchschnittliche Jahresproduktion berechnet wurden. Je nach Turbinenmodell ergibt dies Stromgestehungskosten 0.34 bis 0.42 CHF/kWh, wobei die mittlere Turbine, Modell 3 mit 1'300 kW Leistung die günstigste Variante ergibt (Tab. 19).

Stromgestehungskosten / Stromproduktion				
Ausgewählte Turbine, Modell:	1	2	3	4
Installierte Leistung, kW	600	850	1'300	1'800
Minimum Produktion, kWh / a	405'000	600'000	1'070'000	1'300'000
<b>Durchschnittsproduktion, kWh / a</b>	<b>450'000</b>	<b>660'000</b>	<b>1'190'000</b>	<b>1'450'000</b>
Maximum Produktion, kWh / a	500'000	730'000	1'325'000	1'600'000
<b>Kosten CHF / kWh</b>	<b>0.42</b>	<b>0.42</b>	<b>0.34</b>	<b>0.36</b>

Tab. 19 : Niederurnen, Stromgestehungskosten

Die Wirtschaftlichkeit lässt sich kaum durch eine Reduktion auf der Kostenseite verbessern. Eher möglich ist eine Verbesserung auf der Ertragsseite, falls ein Grundstück mit höherem Windvorkommen in der Umgebung gefunden werden kann, das sich für Windturbinen eignet und die Auflagen der Raumplanung und des Landschaftsschutzes erfüllt. Aus diesem Grund wurden die Messresultate der temporären Stationen Niederurnen und ARA-Bilten zusätzlich ausgewertet und ein Windatlas für die Linthebene erstellt (S. Kap.7).



Abb. 56: Fotomontage einer Einzelanlage am Standort der Windmessung Niederurnen  
Leistung 1'300 kW, Turmhöhe 68 m, Rotorblatt 31 m, Gesamthöhe 99 m



## 6.5 Standortbewertung

Vom Standpunkt der Windverhältnisse ist der Standort Niederurnen nicht optimal. Dafür sprechen sehr viele andere Vorteile für diesen Standort:

Bekannt ist, dass die Grundeigentümer grundsätzlich einer Windturbine gegenüber offen sind. Diese positive Einstellung der Grundeigentümer ist ein Vorteil. Kostenersparnisse aufgrund der guten Erschliessung und der Nähe zum Transformator kompensieren teilweise das beschränkte Windenergiepotential am Standort Niederurnen. Aspekte der Schallemissionen und des Schattenwurfs werden in den nachfolgenden Abschnitten, 6.5.1 und 6.5.2 erläutert.

- a- **Nachbarschaft** : hier sind mehrere Aspekte der Raumplanung zu berücksichtigen, die mögliche Einschränkungen bedeuten. Zonenplan, Grenzwerte der Lärmschutzverordnung, Nutzungen in der Nachbarschaft wie Nationalstrasse und Eigentumsrechte der Grundeigentümer und Nachbarn. Eine breite Vernehmlassung wird diese Aspekte der Planung zu einem späteren Zeitpunkt abklären.
- b- **Natur- und Landschaftsschutz** : Der Standort Niederurnen ist durch die Autobahn stark belastet, das Grundstück landwirtschaftlich genutzt. Ein besonderes Schutzgebiet liegt zur Zeit nicht vor. Die landwirtschaftliche Nutzung wird durch eine Windturbine nicht beeinträchtigt, da die Anlage an der Oberfläche nur 15 m<sup>2</sup> in Anspruch nimmt. Ob und welche Besonderheiten aufgrund des Natur- und Landschaftsschutzes zu beachten sind, werden spätere Abklärungen zeigen.
- c- **Zeichensetzung** : Von der Autobahn aus ist eine Turbine am Standort Niederurnen gut sichtbar und setzt damit ein Zeichen in Richtung Glarus. Die Förderung der erneuerbaren Energien durch den Kanton Glarus erhält damit ein deutliches Zeichen.



Abb. 57: Fotomontage einer Einzelanlage am Standort der Windmessung Niederurnen  
Leistung 1'300 kW, Turmhöhe 68 m, Rotorblatt 31 m, Gesamthöhe 99 m

- d- **Erschliessung** : Der Standort liegt in der Ebene direkt neben der Autobahn Ausfahrt Näfels / Glarus. Diese Situation ermöglicht minimale Transportkosten und keine Zusatzkosten für die Erschliessung des Grundstücks.
- e- **Netzanschluss** : Das Umspannwerk Niederurnen der NOK ist ca. 250m vom Standort entfernt und verfügt voraussichtlich über genügend Kapazität für einen zusätzlichen Anschluss der Windturbine. Die Netzanschlusskosten sind vermutlich dadurch günstiger als anderswo in der Linthebene.
- f- **Bodenbeschaffenheit** : Der Standort in der Linthebene ist ein melioriertes Gebiet. Die Tragfähigkeit des Bodens wird durch ein geologisches Gutachten abgeklärt werden müssen. Mit besonderen Massnahmen während der Installation und für das Fundament ist zu rechnen.



Abb. 58: Fotomontage: Blick vom Bahnhof Niederurnen auf eine Einzelanlage am Standort der Windmessung Niederurnen, Leistung 1'300 kW, Turm 68 m, Gesamthöhe 99 m

### 6.5.1 Lärm

Windturbinen unterstehen der Lärmschutzverordnung des Bundes. Diese legt fest, welche Planungswerte eingehalten werden müssen. Für die einzelnen Zonen gelten folgende Werte:

Planungswerte nach LSV			
	Zone	Tag dB(A)	Nacht dB(A)
IV	Industriezone	65	55
III	Wohn- und Gewerbezone	60	50
II	Wohnzone	55	45
I	Erholungszone	50	40

Tab. 20 : Planungswerte nach Lärmschutzverordnung

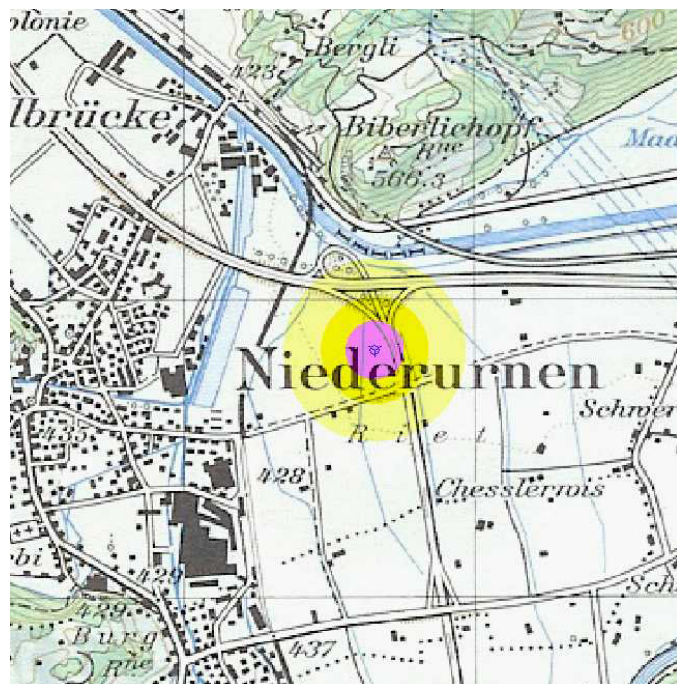


Die nachfolgende Karte dokumentiert die Besiedlung in der Umgebung des untersuchten Standortes (Abb. 59). Zwei Liegenschaften, Bauernhöfe liegen im Einflussbereich der Schallemissionen der möglichen Windturbine. Das erste Haus befindet sich ca. 225 m vom Mastfuss der möglichen Turbine entfernt. Je nach Turbinenmodell und Nabenhöhe betragen die Schallemissionen dort 45 bis 48 dB(A). Das zweite Haus liegt in ca. 300 m Entfernung, die Schallemissionen liegen dort bei 40 bis 45 dB(A). Für weitere Häuser beträgt die Schall weniger als 40 dB(A). Da eine mögliche Windturbine häufiger während des Tages laufen wird (s. Tagesverlauf der Windgeschwindigkeit Kap. 4.2), ist die Lärmbelastung in der Nacht reduziert.



Abb. 59: Kartenausschnitt, untersuchter Messstandort mit möglicher Windturbine  
Gitternetz 1 km, © Swisstopo

Auch die Turbinenhersteller haben die Wichtigkeit der Lärmproblematik erkannt und entwickeln mit neuen Technologien ständig leisere Modelle. In den folgenden Abbildungen 60 und 61 werden die Schallemissionen der vier ausgewählten Turbinentypen den zulässigen Werten der Lärmschutzverordnung gegenübergestellt. Der Einfluss auf die benachbarten Grundstücke wird damit quantifiziert.



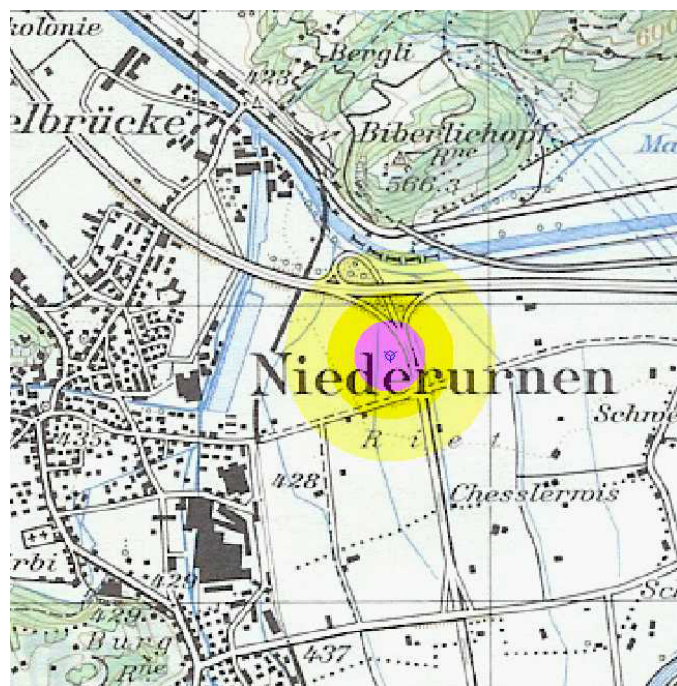
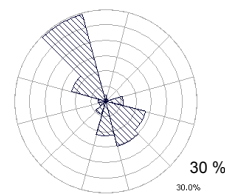
Installierte Leistung	600 kW
Rotordurchmesser	44 m
Nabenhöhe	50 m
Gesamthöhe	72 m

Schallemission auf Nabenhöhe	99.5 dB(A)
------------------------------	------------

<u>Distanz zum Mastfuss</u>	<u>Schallemission</u>
-----------------------------	-----------------------

Violett	0 - 100 m	55 - 50 dB(A)
Gelb	100 - 180 m	50 - 45 dB(A)
Hellgelb	180 - 310 m	45 - 40 dB(A)

Windrose  
Niederurnen 2002  
% der Zeit



Installierte Leistung	850 kW
Rotordurchmesser	52 m
Nabenhöhe	50 m
Gesamthöhe	76 m

Schallemission auf Nabenhöhe	101 dB(A)
------------------------------	-----------

<u>Distanz zum Mastfuss</u>	<u>Schallemission</u>
-----------------------------	-----------------------

Violett	0 - 120 m	55 - 50 dB(A)
Gelb	120 - 220 m	50 - 45 dB(A)
Hellgelb	220 - 360 m	45 - 40 dB(A)

Windrose  
Niederurnen 2002  
% der Zeit

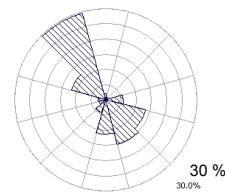
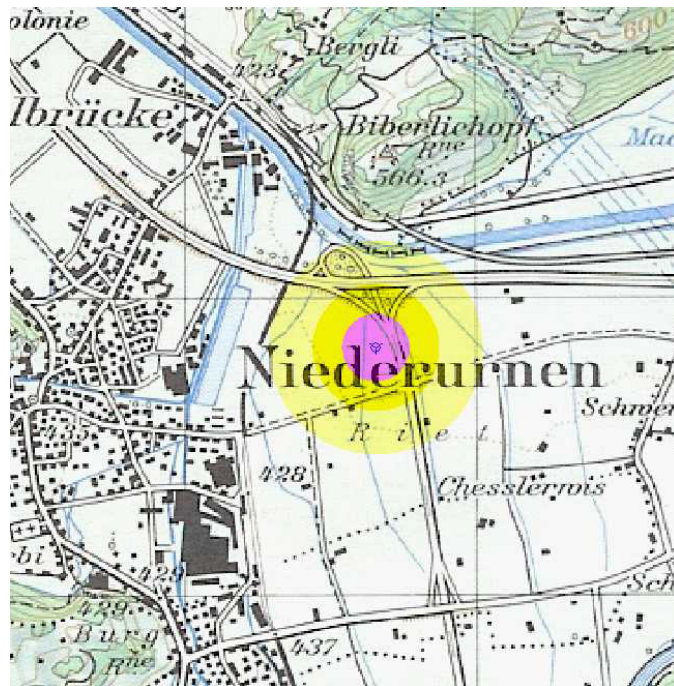


Abb. 60: Schallemission der 600 und 850<sup>(\*)</sup> kW Turbinen mit 50m Nabenhöhe

(\*) Diese Turbine kann individuell programmiert werden, so dass die Lärmbelastung in eine bestimmten Richtung optimiert wird bei entsprechend reduzierter Produktion.





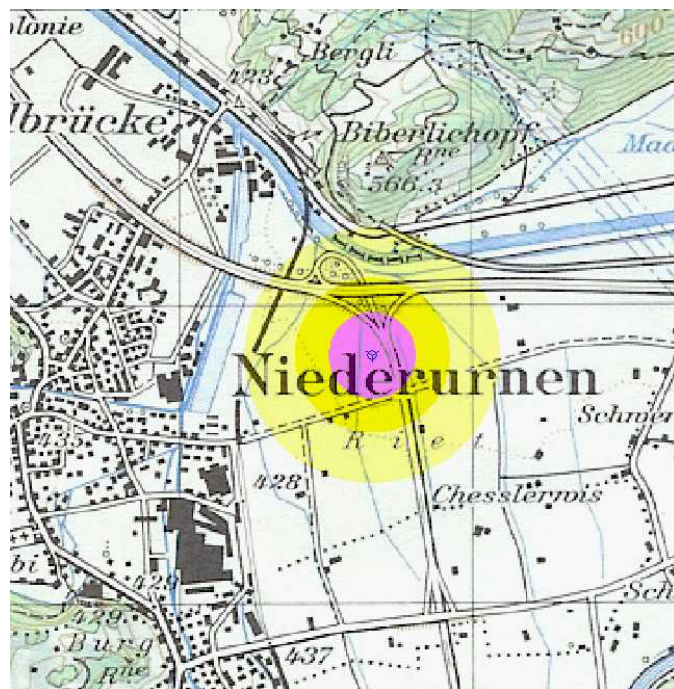
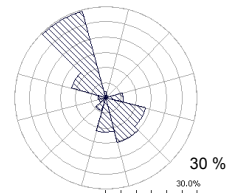
Installierte Leistung	1'300 kW
Rotordurchmesser	62 m
Nabenhöhe	68 m
Gesamthöhe	99 m

Schallemission auf Nabenhöhe	101.3 dB(A)
------------------------------	-------------

<u>Distanz zum Mastfuss</u>	<u>Schallemission</u>
-----------------------------	-----------------------

Violett	0 - 120 m	55 - 50 dB(A)
Gelb	120 - 220 m	50 - 45 dB(A)
Hellgelb	220 - 360 m	45 - 40 dB(A)

Windrose  
Niederurnen 2002  
% der Zeit



Installierte Leistung	1'800 kW
Rotordurchmesser	70 m
Nabenhöhe	68 m
Gesamthöhe	103 m

Schallemission auf Nabenhöhe	103.0 dB(A)
------------------------------	-------------

<u>Distanz zum Mastfuss</u>	<u>Schallemission</u>
-----------------------------	-----------------------

Violett	0 - 150 m	55 - 50 dB(A)
Gelb	150 - 260 m	50 - 45 dB(A)
Hellgelb	260 - 430 m	45 - 40 dB(A)

Windrose  
Niederurnen 2002  
% der Zeit

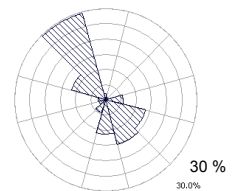


Abb. 61: Schallemissionen der 1'300 kW und 1'800 kW Windturbinen mit 68m Nabenhöhe

### 6.5.2 Schattenwurf

Die genaue Analyse dieses Phänomens wird im Baubewilligungsverfahren von den Behörden nur bei Bedarf verlangt. In der vorliegenden Situation liegen beide Liegenschaften südlich der geplanten Windturbine und sind vom Schattenwurf nicht massgeblich betroffen. Im Rahmen dieser Studie wird das Prinzip ausgehend von einer deutschen Planungsstudie für einen Standort südlich von Bremen erläutert.

Die folgende Abbildung 62 zeigt den Schattenwurf einer Windturbine mit einer Gesamthöhe von 100m<sup>14</sup>. Standort der Turbine ist ein flaches Gelände auf dem 53. Breitengrad (entspricht Bremen Süd). Die Schattenpunkte für ein ganzes Jahr sind in 10-Minuten-Schritten in einem Raster dargestellt. Die Turbine befindet sich im Kreuzmittelpunkt. Aus der relativen Dichte der Punkte kann auf die Schattenwurfhäufigkeit geschlossen werden. Die beiden parabelartigen Schattengrenzen entsprechen den Daten der Winter- (obere) bzw. Sommersonnenwende (untere), also dem 23. Dezember, bzw. dem 21. Juni. Dieses Schema ist für Niederurnen, am 47. Breitengrad, nur mit Korrekturen anwendbar. Im Winter sind die Schatten länger, im Sommer kürzer. Zusätzlich wird die Sonneneinstrahlung durch Berge am Horizont eingeschränkt. Die parabelartigen Schattengrenzen werden aufgrund dieser Unterschiede eine kleinere Fläche abdecken.

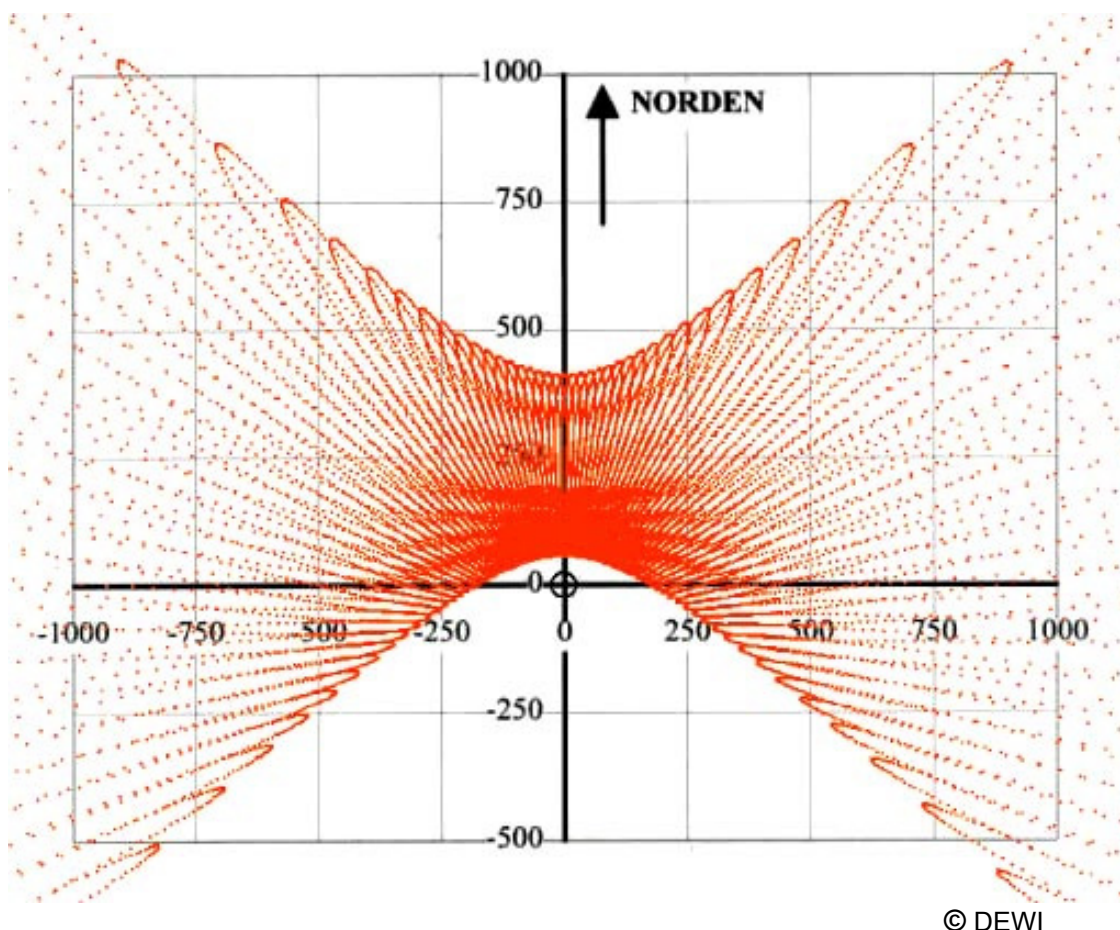


Abb. 62: Schattenpunkte der Rotoroberkanten einer WEA mit einer Gesamthöhe von 100 m für ein ganzes Jahr in 10-Minuten-Schritten (Entfernungsangaben in Meter).

<sup>14</sup>) Schattenwurf der Windenergieanlagen, DEWI Magazin, Nr. 13, August 1998



## 6.6 Empfehlung für das weitere Vorgehen

Die Stromabnahme aus Windkraftwerken ist in der Schweiz gesetzlich nicht klar definiert; der Entscheid wird den zuständigen Elektrizitätswerken überlassen<sup>15)</sup>. Deshalb besteht für das vorliegende Projekt nur eine Realisierungschance, wenn der Stromverkauf vertraglich geregelt werden kann. Ausserdem ist ein aufwendiges Planungsverfahren nötig, da die Erfahrungen der Raumplanung auf diesem Gebiet fehlen.

### 6.6.1 Projektträgerschaft

Die zukünftige Trägerschaft einer möglichen Windturbine von 600 kW bis 1'800 kW Leistung wird die zentrale Aufgabe übernehmen, die erwarteten Strommengen von 450'000 kWh/a bis 1'450'000 kWh/a am Netzanschlusspunkt zu verkaufen bei relativ hohen Stromgestehungskosten für den Messstandort Niederurnen von 0.42 CHF/kWh für eine kleinere, 0.36 CHF/kWh für eine grosse oder bei 0.34 CHF/kWh für eine mittlere, optimale Anlage. Unter Einbezug aller betroffenen Kreise ist bei der Planung die Einhaltung der Gesetze und die Akzeptanz sicherzustellen.

### 6.6.2 Unterschiedliche Projektträger für Windkraftwerke in der Schweiz

In der Schweiz gibt es zur Zeit zwei Typen von Projektträgern, die Windkraftwerke betreiben und Strom verkaufen: Publikumsgesellschaften und Elektrizitätsunternehmen.

Die Publikumsgesellschaften, in Deutschland Eigentümer von sog. Bürgerwindparks, sind in der Schweiz Aktiengesellschaften mit Beteiligungen breiter umweltbewusster nationaler sowie regionaler und lokaler Kreise. Dazu gehören z.B. ADEV Windkraft AG, Aventa AG, Proma AG, und die St. Moritzer Bergbahnen AG, welche Windturbinen besitzen, betreiben und Strom verkaufen. Die installierte Leistung der Windturbinen mit diesem Finanzierungsmodell ist bescheiden.

Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind die anderen erfolgreichen Projektträger, die Windturbinen betreiben und Windstrom verkaufen. Dazu gehört die BKW AG, die mit regionalen und lokalen Partnern wie ENSA, IWB und anderen Elektrizitätswerken, den Windpark auf dem Mt. Crosin betreibt, sowie die Elektrizitätswerke von Urseren mit einer Turbine bei Andermatt. Die Rätia Energie bietet ihren Kunden Windstrom an, gemischt mit zertifiziertem Strom aus Wasserkraft und Sonne aus dem Kanton Graubünden und vermarktet diesen über eine Partnerschaft mit Coop.

Allen diesen Modellen gemeinsam ist die freiwillige Abnahme von Windstrom durch die Kunden, die dafür gewillt sind unterschiedliche Zusatzpreise in der Grössenordnung von 0.18 CHF/kWh zu bezahlen.

### 6.6.3 Planungsverfahren

Da nur vereinzelte Windturbinen in der Schweiz errichtet wurden fehlt die Erfahrung im Planungsverfahren. Das Bundesamt für Energie hat zwei Raumplanungsbüros beauftragt, das rechtsgültige Planungsverfahren aufzuzeichnen<sup>16)</sup>. Die Studie kommt zum Schluss, dass zwischen Einzelanlagen und Windparks zu unterscheiden ist. Bei Einzelanlagen kommt

---

<sup>15)</sup> 'Rechtliches Regime der Windenergie' Sigrid Albrecht, stud. ius. Universität Zürich, BFE, 2002

<sup>16)</sup> 'Die Berücksichtigung der Windenergie in der Richt- und Nutzungsplanung', D.R. Soguel, Atelier North Robyr Neuchâtel und H.R. Henz, Metron AG, Brugg, BFE, 2001

Art. 24 RPG zur Anwendung: Die Baubewilligung wird aufgrund einer Ausnahmeregelung erteilt, sofern die Anlage den Anforderungen entspricht. Sind mehrere Anlagen vorgesehen, ist eine Nutzungsplanung nötig, die dem Baugesuch vorausgeht. In beiden Fällen ist eine breite Akzeptanz der Windturbine Voraussetzung für die planmässige Projektrealisation.

#### **6.6.4 Verbesserung der Wirtschaftlichkeit**

Die hohen Stromgestehungskosten von 0.34 – 0.42 CHF/kWh am Standort Niederurnen beruhen auf dem geringen Windaufkommen. Die Auswertung der zusätzlichen Windmessung auf dem Dach der ARA-Bilten erlaubt einen Standortvergleich und zeigt, dass die Windressourcen zwischen Niederurnen und Bilten erheblich variieren. Ob es möglich ist, die Wirtschaftlichkeit einer Windturbine in der Linthebene im Vergleich zum Standort Niederurnen zu verbessern, wird der zukünftige Projektträger entscheiden. Umfassende Abklärungen an Standorten mit höherem Windaufkommen sind dazu notwendig. Der nachfolgende Windatlas der Linthebene (Kap. 7) gibt Anhaltspunkte zum Windenergiepotential für Gebiete zwischen Niederurnen und Bilten.

## 7 Windatlas Linthebene

Das Windaufkommen am Messstandort Niederurnen beträgt 4.45 m/s auf 50 m Höhe und 3.35 m/s auf 30 m Höhe. Durch Parallelmessungen auf dem Dach der ARA-Bilten war es möglich, das Windpotential dort auf 3.2 m/s auf 30m m Höhe zu erfassen und mit Niederurnen zu vergleichen. Obwohl die zwei Messstandorte nur wenige Kilometer voneinander entfernt sind, zeigen die Resultate deutliche Unterschiede für die mittlere Windgeschwindigkeiten, die Hauptwindrichtungen und die Windenergie. Aufgrund der komplexen Topographie wurden Abweichungen im Windvorkommen innerhalb kurzer Distanzen festgestellt. Ausgehend von den Resultaten der zwei temporären Windmessungen wird das Windvorkommen im ganzen Gebiet dazwischen abgeschätzt und in einem Windatlas dargestellt.

### 7.1 Vergleich der Messresultate mit den Prognosen von WINFO-Geo<sup>2)</sup>

WINFO-Geo<sup>2)</sup> berechnet Windgeschwindigkeiten an einem beliebigen Standort in der Schweiz. Ein Vergleich mit den Resultaten von Niederurnen und ARA-Bilten zeigt, dass stärkere Winde vor Ort gemessen wurden als das Computermodell voraussagt. Für das Gebiet der Linthebene zeichnet WINFO-Geo<sup>2)</sup> kein differenziertes Bild. Abbildung 63 zeigt die Voraussagen dieses Systems für die Gebiete Niederurnen und ARA - Bilten im Vergleich zu den Resultaten der Windmessungen.

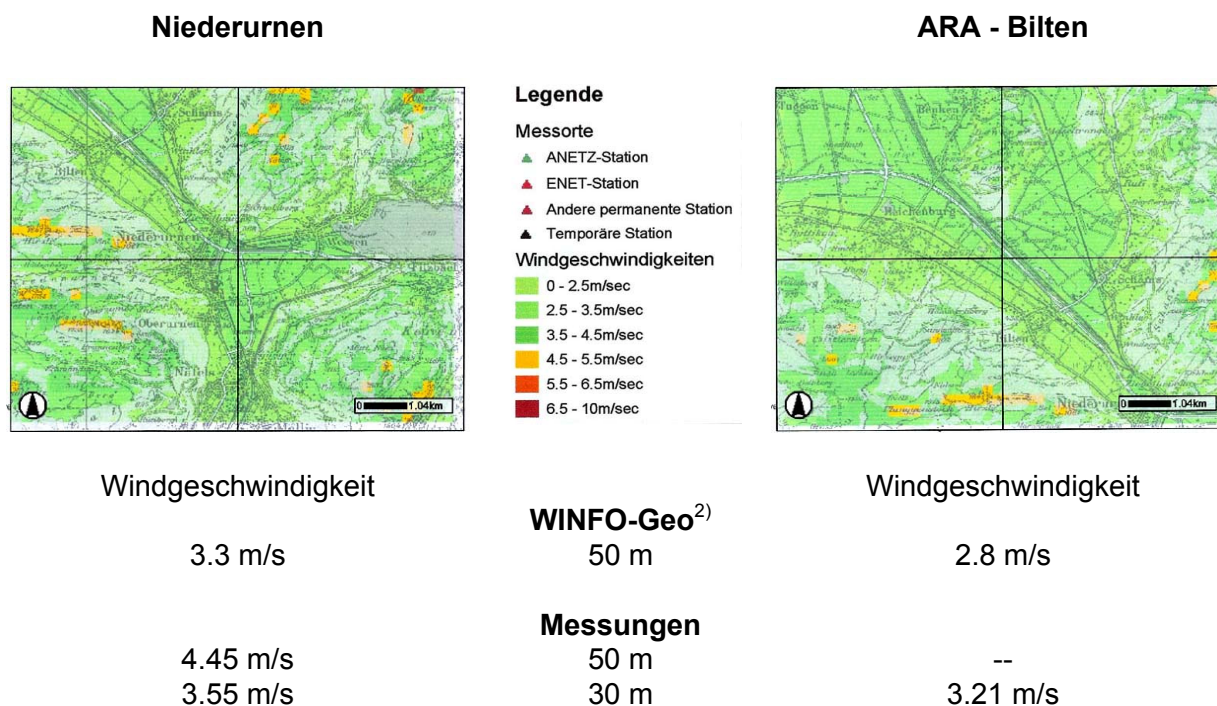


Abb. 63: Voraussagen gemäss WINFO<sup>2)</sup> und Resultate der Messungen in der Linthebene

Die Resultate der temporären Messungen entsprechen einer Langzeitprognose; sie sind erheblich höher als die Voraussagen gemäss WINFO-Geo<sup>2)</sup>, das auf den Messdaten der benachbarten Station von MeteoSchweiz beruht und deren langjährige Windgeschwindigkeits- und Windrichtungsdaten auswertet. Die nächste Meteostation für die Linthebene ist Glarus, im Tal gelegen, 10 km von Niederurnen entfernt. Die Windverhältnisse sind dort infolge anderer topographischen Verhältnisse nicht die gleichen wie in der Linthebene.

Entsprechend liefert das Geo-Informationssystem keine zuverlässigen Prognosen für die verschiedenen Gebiete in der Linthebene. Für die Prognose des Windvorkommens in der Linthebene wurde deshalb ein eigener Windatlas entwickelt der auf den Messresultaten der temporären Messungen Niederurnen und ARA-Bilten beruht.

## 7.2 Einsatz der Rechenprogramme WA<sup>s</sup>P und WindFarmer,

Es kommt selten vor, dass eine Windturbine genau dort installiert wird, wo Windmessungen durchgeführt wurden. Mit zunehmenden Nabenhöhen, ist es kaum möglich, die Windmessungen auf der vorgesehenen Nabenhöhe durchzuführen, denn die Kosten der Windmessung steigen exponentiell mit zunehmender Messhöhe. Aus diesem Grund wurden Computermodelle entwickelt, die aufgrund von Messresultaten einer bestimmten Höhe in der Lage sind, die Windressourcen auf verschiedenen Höhen für ein ganzes Gebietes zu bestimmen.

Zur Zeit gibt es mehrere Computerprogramme, die aus Messungen an einem bestimmten Punkt und Höhe in einem Gebiet, die Windressourcen an einem anderen beliebigen Punkt und für eine beliebige Höhe berechnen. Für die Voraussage der Windverhältnisse in der Linthebene kommen zwei Programme zur Anwendung; WA<sup>s</sup>P<sup>5)</sup> für das physikalische Modell und WindFarmer<sup>6)</sup> für Darstellung und Ertragsprognose. Diese Programme sind in Kapitel 3 in Zusammenhang mit der Auswertung der Winddaten ausführlich beschrieben. In der folgenden Abbildung wird das Funktionsprinzip von WA<sup>s</sup>P für den Windatlas schematisch dargestellt.

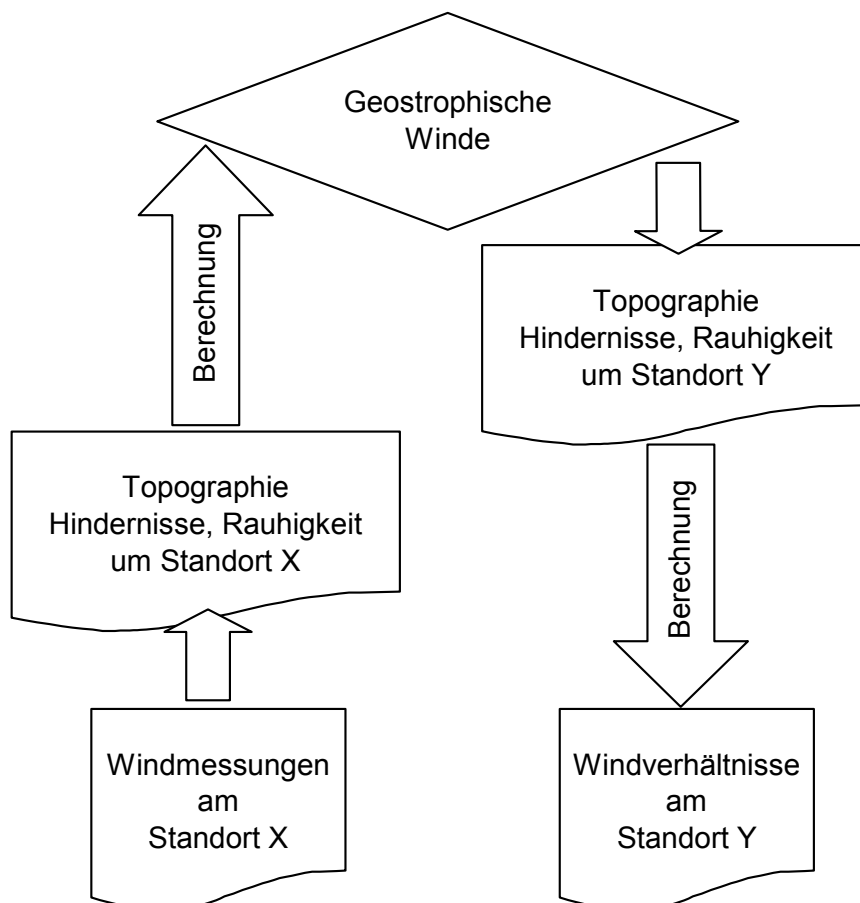
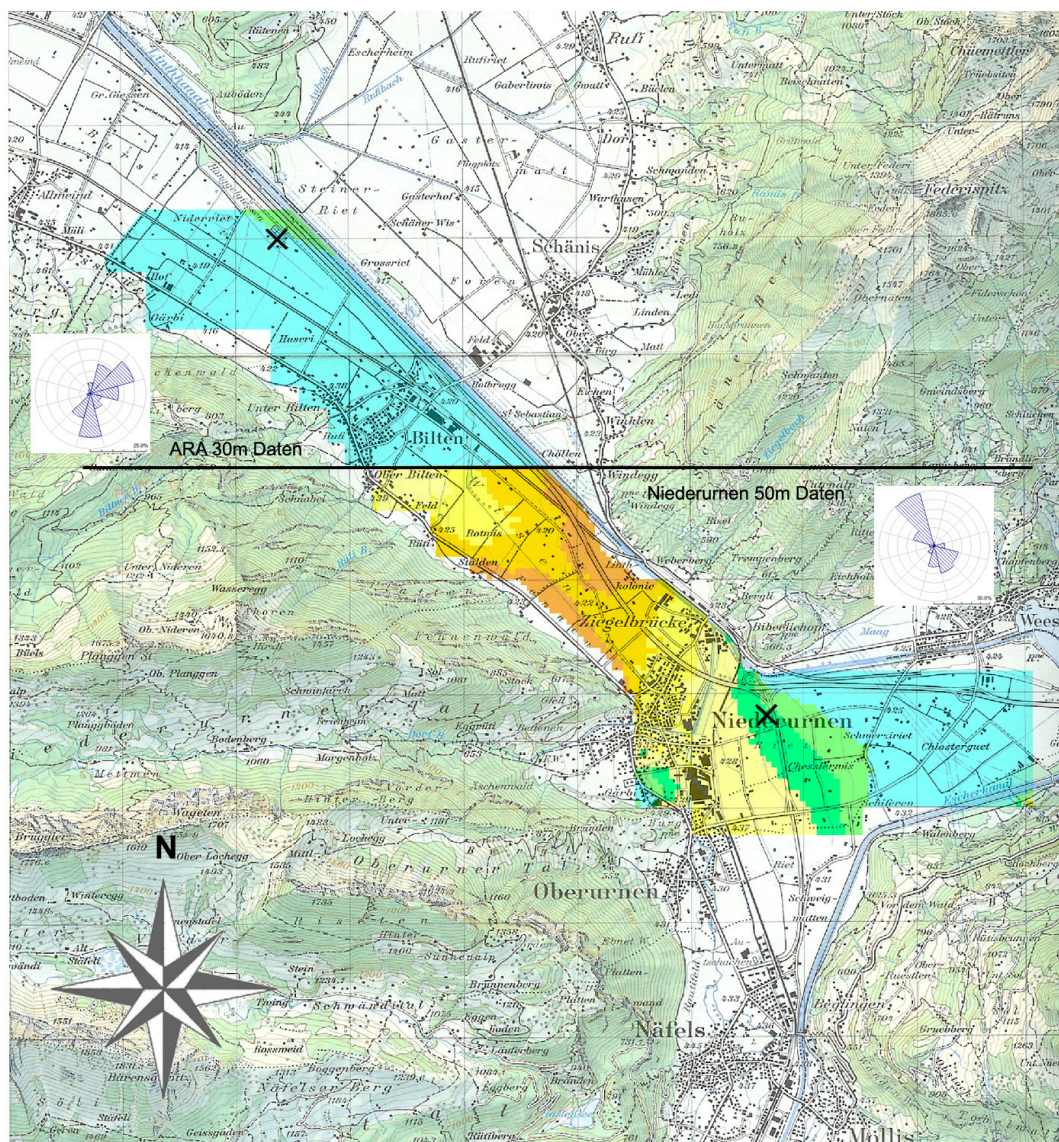


Abb. 64: Stark vereinfachtes Flussdiagramm des Computermodells WA<sup>s</sup>P, mit dem die Windverhältnisse in der Linthebene berechnet wurden



### 7.3 Windatlas der Linthebene

Abbildungen 65 und 66 zeigen die Windenergieressourcen in der Linthebene; einerseits als Atlas der Windgeschwindigkeiten, andererseits als Atlas der Energiedichten.



LINTHEBENE Windgeschwindigkeit auf 50 m Höhe über Boden

Windgeschwindigkeiten

**x** Windmessanlagen

Datengrundlage Niederurnen 50 m Mast, 2002 Daten

ARA 30m Mast, 2002 Daten

Berechnungen WA<sup>2</sup>P Version 8.00.0242

Darstellung WindFarmer Version 3.08

Massstab 1:50'000

0 - 4.00 m/s

4.00 - 4.25 m/s

4.25 - 4.50 m/s

4.50 - 4.75 m/s

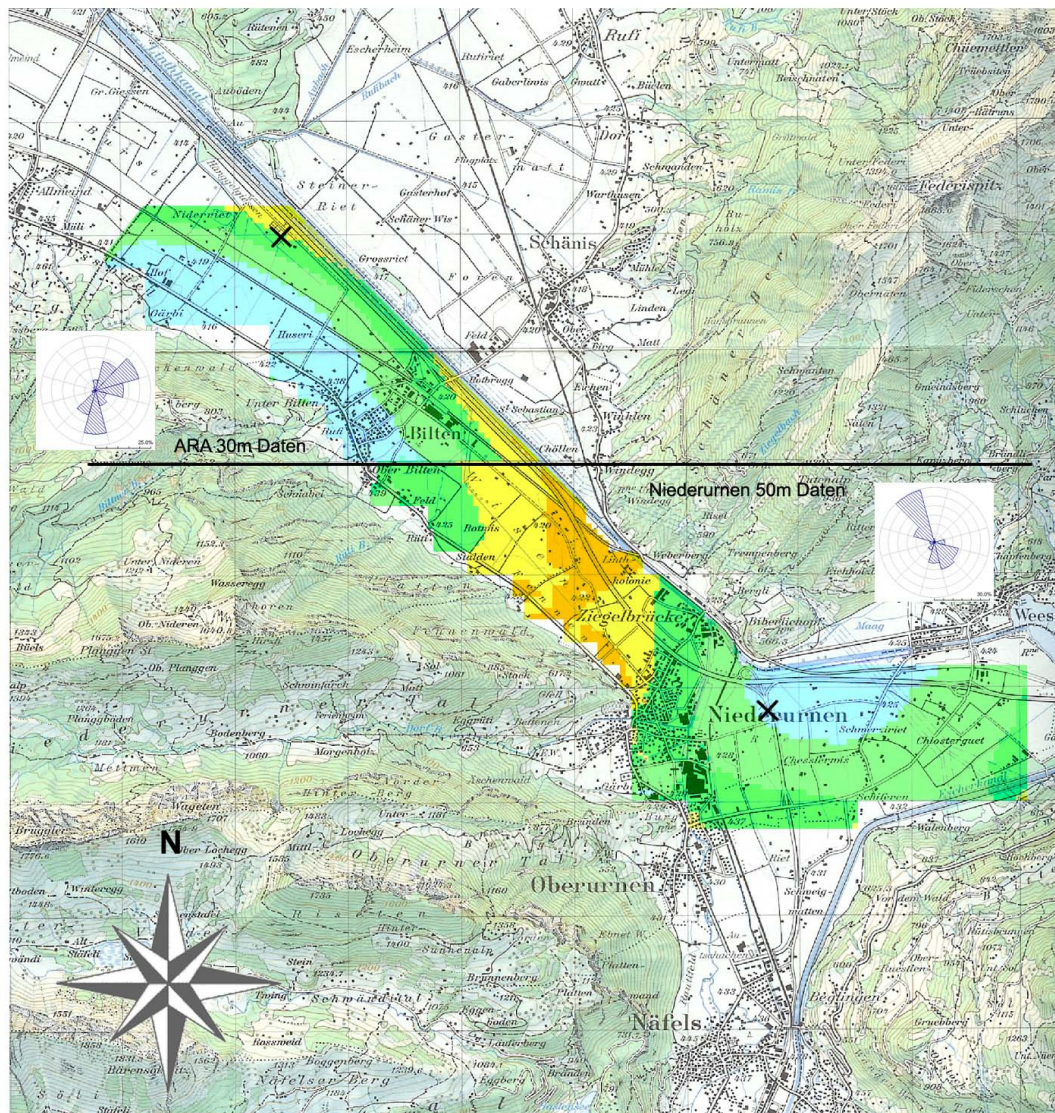
4.75 - 5.00 m/s

5.00 - 5.25 m/s

5.25 - 5.50 m/s

Abb. 65: Windatlas Linthebene: Windgeschwindigkeiten





LINTHEBENE Energiedichte auf 50 m Höhe über Boden

Energiekarte

<b>X</b>	Windmessanlagen
Datengrundlage	Niederurnen 50 m Mast, 2002 Daten ARA 30m Mast, 2002 Daten
Berechnungen	WA*P Version 8.00.0242
Darstellung	WindFarmer Version 3.08
Massstab	1:50'000
Datum	13. Juni 2003

	0 - 100	W/m <sup>2</sup>
	100 - 150	W/m <sup>2</sup>
	150 - 200	W/m <sup>2</sup>
	200 - 250	W/m <sup>2</sup>
	250 - 300	W/m <sup>2</sup>

Abb. 66: Windatlas Linthebene: Energiedichte



### 7.3.1 Interpretation der Resultate für die Linthebene

Grundsätzlich ermöglicht die vorliegende Darstellung von Windgeschwindigkeit und Energiedichte im Windatlas einen relativen Standortvergleich für das untersuchte Gebiet in der Linthebene zwischen Niederurnen und Bilten.

Aufgrund der beiden Karten wird der Messstandort Niederurnen als Gebiet mit wenig Windaufkommen identifiziert. Mit 4.4 m/s Windgeschwindigkeit im Langzeitdurchschnitt ist Niederurnen für die Installation einer Windturbine jedoch besser geeignet als andere Standorte im schweizerischen Mittelland mit rund 3.5 m/s.

Die Interpretation der Windgeschwindigkeiten und Energiedichte im Windatlas ermöglicht folgende Aussagen:

- In der Linthebene sind mittlere Windgeschwindigkeiten auf 50 m Höhe bis 5.50 m/s zu erwarten
- Die entsprechenden Energiedichten betragen bis 300 W/m<sup>2</sup>
- Höchste Windgeschwindigkeiten und Energiedichten kommen an den engsten Talstellen vor
- Der Standort Niederurnen befindet sich in einem Gebiet mit niedriger Energiedichte; die Messergebnisse für diesen Standort sind jedoch 100% zuverlässig bis zu einer Höhe von 50 m
- Je weiter die Gebiete von den Messstandorten Niederurnen und Bilten entfernt sind, desto ungenauer sind die Prognosen.
- Der Standort ARA-Bilten befindet sich in einem Gebiet mittlerer Energiedichte

### 7.3.2 Unterschiede der Windgeschwindigkeit und Energie

Der Windatlas entstand mit dem Programm WA<sup>s</sup>P 8.00.0242 aus folgenden Messresultaten :

- nördlich der Linie Bilten - Windegg aufgrund der Daten ARA-Bilten von 30m Höhe
- südlich der Linie Bilten - Windegg aufgrund der Daten Niederurnen von 50m Höhe

Das Modell reagierte sehr empfindlich auf die Topographie und die Eingaben der Rauigkeit. Beide Abbildungen sagen eine Erhöhung der Windgeschwindigkeit, bzw. der Energiedichte an der engsten Stelle der Linthebene bei Ziegelbrücke voraus.

Die Unterschiede zwischen beiden Darstellungen zeigen, dass aufgrund der Windgeschwindigkeit nicht automatisch auf die Energiedichte geschlossen werden darf, denn die komplexe Topographie beeinflusst Windgeschwindigkeit wie auch Frequenzverteilung massgeblich. Aufgrund der physikalischen Gesetzmässigkeit, die besagt, dass die Windenergie sich proportional zur dritten Potenz der Windgeschwindigkeit verhält, beeinflusst die Häufigkeit der höheren Windgeschwindigkeiten an einem bestimmten Standort die daraus resultierende Energiedichte.

Die nachfolgende Abbildung illustriert den Einfluss der Frequenzverteilung auf die Energiedichte: mittlere Windgeschwindigkeit und Energiedichte verlaufen nicht parallel (Abb. 67).

Die energiereichen Windgeschwindigkeiten (Bereich nach 8 m/s) kommen bei den Resultaten von ARA-Bilten (blaue Kurve, ausgezogen) häufiger vor als in Niederurnen (rote Kurve, ausgezogen). Dies obwohl ARA-Bilten auf 30 m eine niedrigere mittlere Windgeschwindigkeit

von 3.21 m/s mit einem Weibullparameter von  $k = 1.06$  aufweist als Niederurnen, wo die mittlere Windgeschwindigkeit auf 50 m 4.45 m/s beträgt und der  $k$  Wert 1.94.

Die Flächen unter der Energiekurve von ARA-Bilten, 30 m (blaue Kurve, gestrichelt) und die Fläche unter der Energiekurve von Niederurnen, 50 m (rote Kurve, gestrichelt) ergeben beide die gleiche Energiedichte von  $101 \text{ W/m}^2$ .

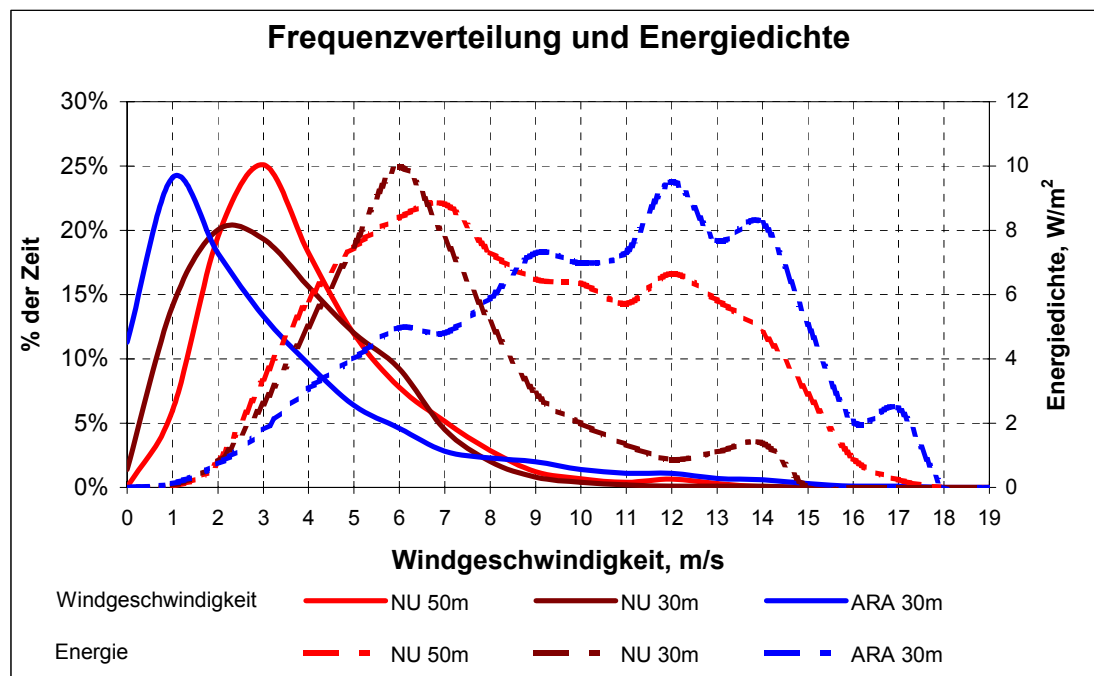


Abb. 67: Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeiten, Frequenzverteilungen und Energiedichte von Niederurnen und ARA-Bilten

### 7.3.3 Windvorkommen und Ertragsprognosen für die Linthebene

Mit WindFarmer erstellte Ertragsprognosen zeigen folgende Resultate: im Vergleich zum Standort Niederurnen, werden höhere Ertragprognosen für Gebiete im "grünen oder gelben Bereich" erwartet, jedoch nicht proportional zur höheren Energiedichte. An Standorten mit zwei- bis dreifach höheren Energiedichten, im Vergleich zum Messstandort Niederurnen, sind keine doppelten oder dreifachen Erträge zu erwarten. Die Berechnungen ergeben, je nach Nabenhöhe und Standort, Erträge in "grünen Gebieten" die zwischen -10% bis +17% des in Niederurnen berechneten Ertrages variieren. Für die "gelben Gebiete" ergeben sich Ertragsunterschiede von +4% bis +47% ! WindFarmer prognostiziert auch höhere Turbulenzen in gelben Gebieten (auf 50m bis 18%, auf 68m sogar bis 22%).

Die fehlende Übereinstimmung der Energiedichte im Windatlas und der mit WindFarmer erstellten Ertragsprognosen beruht auf folgenden Überlegungen:

1. WindFarmer korrigiert den von WA<sup>s</sup>P meistens überschätzten Einfluss der Topographie auf die Windgeschwindigkeit und Frequenzverteilung (S. auch Kap.3)
2. WindFarmer korrigiert ausserdem den Einfluss der höhenabhängigen, verminderten Luftdichte; in Niederurnen, 420 m über Meer ist dies 3.5%.

3. Je nach Konstruktionstyp werden unterschiedliche Ein- und Ausschaltgeschwindigkeiten angeboten: In der Regel laufen grössere Windturbinen erst bei 2.5 - 4 m/s Einschaltgeschwindigkeit an und Schalten bei Winden über 25 m/s ab. Die Energie ausserhalb dieses Bereichs (2 - 15%) kann nicht genutzt werden.
4. Windturbinen können nur einen Anteil der im Wind inhärenten Energie in elektrische Energie umwandeln. Dieser Effizienz - Faktor (Leistungsbeiwert,  $C_p$ ) beträgt im Nennwindbereich (von 12 - 16 m/s) in der Regel um die 45%. Die theoretische Grenze liegt bei 59% (Betz'sche Konstante). In der folgenden Abbildung sind die Leistungsbeiwert-Kurven (gestrichelt) den Leistungskurven von vier unterschiedlichen Turbinen gegenübergestellt (Abb. 68).

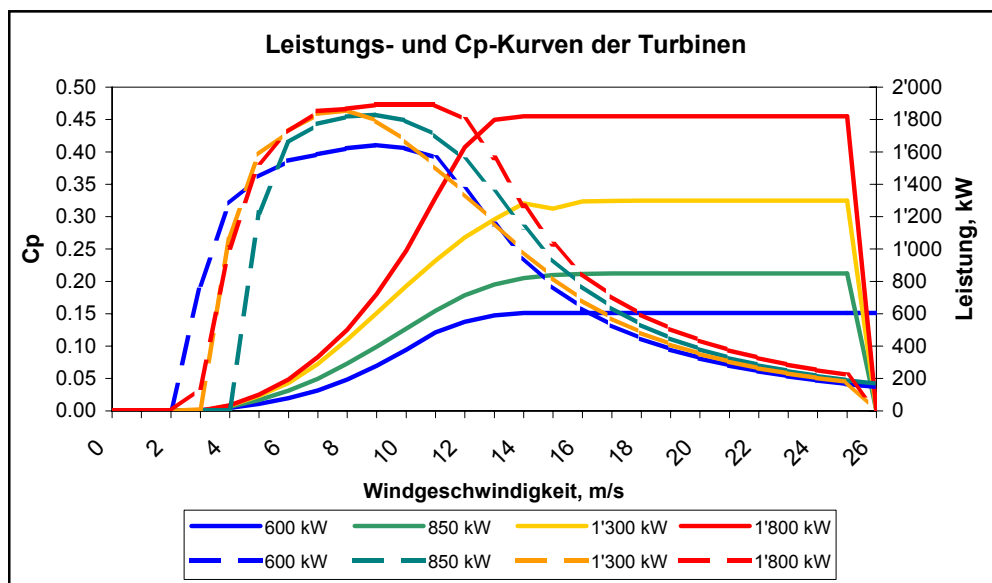


Abb. 68:  $C_p$  - Kurven (gestrichelt) und Leistungskurven von vier verschiedenen Turbinen

### 7.3.4 Überprüfung der Rechenmodelle

Eine erste Kontrolle der Resultate aus dem Programm WA<sup>s</sup>P liefert das Programm selbst mit einem Vergleich der Messresultaten mit den prognostizierten Werten (S. dazu auch Kap. 3). Das Programm stellt fest, dass die Prognosen für ARA-Bilten auf 30m Höhe die Messwerte um 7% unterschätzen, für Niederurnen auf 50m Höhe die Messresultate um 7.5% überschätzen. Diese Fehlerquoten gelten für Prognosen am gleichen Standort und auf gleicher Höhe wie die Messungen. Eine entsprechende Fehlerabschätzung für entfernte Standorte ist mit dieser Methode nicht möglich, da für die entsprechenden Vergleiche der Prognosen zu den Messresultaten jene fehlen.

Um die Zuverlässigkeit der prognostizierten Daten des Windatlasses zu beurteilen, muss bekannt sein, wie genau das Programm die wichtigen Parameter in Abhängigkeit von der Distanz zum Messstandort voraussagt. Genau um diese Frage zu beantworten, wurden zwei parallele Messungen in der Linthebene durchgeführt und deren Resultate mit den Prognosen verglichen.

In der nachfolgenden Tabelle 21 sind die Prognosen von WA<sup>s</sup>P für 30 m Höhe den Messresultaten Niederurnen und ARA-Bilten von 30 m Höhe gegenübergestellt.

<b>Niederurnen 30m</b>	Schätzung aufgrund				
	ARA 30 m	NU 50m	NU, 30 m	ARA verschätzt	NU verschätzt
Daten Basis	Daten	Daten	gemessen	NU um	NU um
Windgeschwindigkeit, m/s	2.6	3.5	3.6	-35%	-0.3%
Weibull A, m/s	2.6	4.0	4.0	-54%	0.0%
Weibull k	1.0	1.9	1.8	-84%	4.8%
Energiedichte W/m2	69.0	55.0	59.0	14%	-7.3%

<b>ARA-Bilten 30m</b>	Schätzung aufgrund				
	NU 50m	ARA 30 m	ARA, 30 m	NU verschätzt	ARA verschätzt
Daten Basis	Daten	Daten	gemessen	ARA um	ARA um
Windgeschwindigkeit, m/s	4.6	3.3	3.2	31%	4.2%
Weibull A, m/s	5.1	3.4	3.2	37%	5.0%
Weibull k	1.8	1.1	1.1	40%	1.9%
Energiedichte W/m2	126.0	109.0	101.0	20%	7.3%

Tab. 21 : Beobachtete und berechnete Werte der Windgeschwindigkeit und Energiedichte in Niederurnen und ARA-Bilten auf 30 m Höhe.

Zusammengefasst ergibt sich für die Prognosen mit WA<sup>s</sup>P :

- eine Fehlerquote von +/- 7 % für die Schätzung der Energiedichte
- die Überschätzung des Einflusses der Topographie um 14 % - 20 %

Als Ausgangslage für eine Ertragsprognose ist zu berücksichtigen, dass der Windatlas folgende Parameter nicht beinhaltet:

- keine Berücksichtigung der Turbulenzen
- keine Korrektur infolge geringer Luftdichte

Der Einfluss der Turbulenz auf die Energieproduktion sowie die Korrekturen für die Luftdichte müssen entweder manuell vorgenommen werden, oder in angepassten Leistungskurven der Turbinen enthalten sein. Aus diesem Grund, wurden mögliche Ertragsprognosen mit dem Programm WindFarmer ermittelt, das diese Korrekturen vornimmt.

## Anhang I – Vergleichstabelle der Windmessungen Niederurnen und ARA-Bilten

Mast		Niederurnen		ARA - Bilten
Landeskoordinaten (Ost / Nord)	723650 E	220830 N	719375 E	224925 N

Auswertungsperiode				
Start		20. Nov 2001		20. Nov. 2001
Ende		31. Jul 2002		31. Jul 2002
Datenmenge		100%		100%

Mittelwerte				
Geschwindigkeit_v1	50m	4.45	30 m	3.22
Standardabweichung_v1		0.61		0.62
Turbulenz_v1		14.0%		15.1%
Geschwindigkeit_v2	40m	3.68	25 m	3.09
Standardabweichung_v2		0.68		0.62
Turbulenz_v2		16.0%		15.0%
Geschwindigkeit_v3	30m	3.57		--
Standardabweichung_v3		0.67		--
Turbulenz_v3		16.6%		--
Höhenexponent	v1 - v3	0.576	v1 - v2	0.165
Rauhigkeitslänge		5.29		0.094
Temperatur °C, Mittel	5m	8.66	33.1	T Max (01.06.02)
T unter 5 °C		35.7%	-12.5	T Min (15.12.01)
T unter 0 °C		16.6%		--
T unter -5 °C		7.4%		--

Maximal Werte				
Stundenmittel, m/s	50m	15.88	12.75m	17.23
Stundenmittel, km/h		57.2		62.0
Richtung		104°		188°
Datum und Zeit des Maximums		05.06.2002 03:00		05.06.2002 02:00
10-Min Mittel, m/s	50m	21.94	12.75m	17.75
10-Min Mittel, km/h		78.98		63.90
Richtung		319°		162°
Datum und Zeit des Maximums		23.02.2002 23:50		01.05.2002 04:40
Böenspitzen, m/s	50m	27.00	12.75m	26.87
Böenspitzen, km/h		97.20		96.70
Richtung		322°		117°
Datum und Zeit des Maximums		10.02.2002 02:30		05.06.2002 03.20

Tab. 22 : Vergleich der Messungen, Niederurnen ARA - Bilten

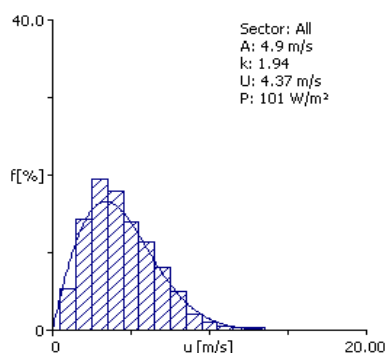
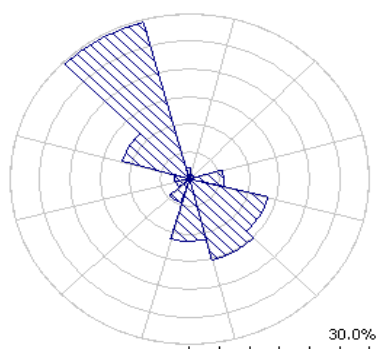
## ANHANG II – Resultatübersicht Windmessungen, Datenblätter nach WASP

### Niederurnen, Observed Wind Climate 2002 - 50 m

Produced on 23.05.2003 at 08:08:44 by licenced user: Mehmet Hanagasioglu  
Interwind AG, Switzerland using WASP Version: 8.00.0242

Site description : 'Niederurnen 12 Sector'  
position : 47.08°N 9.04°E;  
anemometer height : 50.00 m a.g.l.

-	Unit	Measured	Weibull fit	Discrepancy
Mean wind speed	m/s	4.37	4.47	2.47%
Mean power density	W/m <sup>2</sup>	101	101	-0.02%



-	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
A	4.5	3.1	2.7	4.9	4.1	3.3	4.9	4.6	3.8	3.7	5.2	6.7	4.90
k	1.5	2.0	1.0	1.5	1.8	2.7	2.7	2.5	2.4	1.9	2.7	3.2	1.94
U	4.1	2.7	2.7	4.4	3.7	3.0	4.4	4.1	3.3	3.3	4.6	6.0	4.37
P	113.0	24.0	82.0	136.0	67.0	24.0	76.0	66.0	37.0	44.0	91.0	179.0	101.0
Freq	2.2	0.7	0.9	5.7	13.5	15.3	11.4	4.5	2.2	2.6	11.7	29.3	100.0

U	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
0.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.5	88	93	86	74	51	95	22	35	20	54	62	39	54
2.5	210	357	321	166	168	253	105	140	229	210	123	62	142
3.5	170	395	358	191	284	356	169	207	323	336	159	63	195
4.5	175	62	123	156	275	201	251	242	257	199	150	98	179
5.5	106	62	12	159	141	67	192	151	109	103	181	149	140
6.5	66	0	0	89	37	25	151	126	38	56	155	190	114
7.5	69	16	25	37	12	1	76	71	13	16	110	171	82
8.5	48	16	0	32	7	1	27	20	5	18	45	126	51
9.5	21	0	12	26	2	0	2	8	5	4	12	55	21
10.5	11	0	12	24	3	0	4	0	0	0	1	25	10
11.5	11	0	6	14	2	0	1	0	0	4	1	10	5
12.5	16	0	43	7	6	0	0	0	0	0	2	5	4
13.5	11	0	0	16	7	0	0	0	0	0	1	2	3
14.5	0	0	0	2	4	0	0	0	0	0	0	1	1
15.5	0	0	0	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0
16.5	0	0	0	4	1	0	0	0	0	0	0	0	0
17.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0

A and U are given in m/s, P in W/m<sup>2</sup> and the frequencies of occurrence in per mille

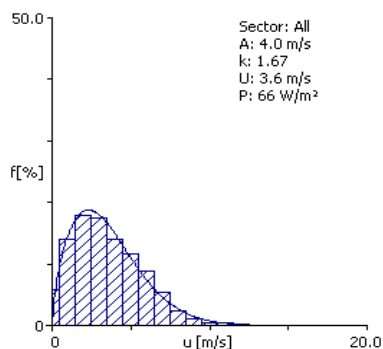
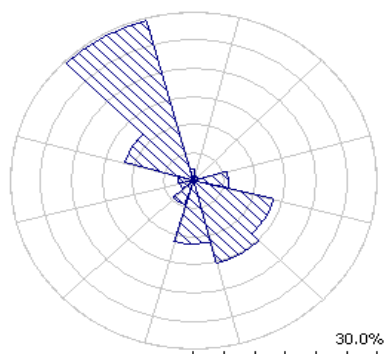


## Niederurnen, Observed Wind Climate 2002 - 40 m

Report produced by WAsP OWC Wizard (version 2.0.47), on Mittwoch, 11. Juni 2003 at 15:58:41

Site description : 'NU 2002, 40m Anemo mit 50m Fahne'  
 position : 47.08°N 9.04°E;  
 anemometer height : 40.00 m a.g.l.

-	Unit	Measured	Weibull fit	Discrepancy
Mean wind speed	m/s	3.53	3.57	1.33%
Mean power density	W/m <sup>2</sup>	65.36	65.81	0.68%



-	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
A	3.7	2.3	1.6	4.1	3.5	2.5	4.0	3.5	2.8	2.8	4.3	5.7	4.0
k	1.4	1.7	0.8	1.4	1.5	2.0	2.2	2.0	1.9	1.6	2.2	2.7	1.7
U	3.4	2.1	1.9	3.7	3.1	2.2	3.5	3.1	2.5	2.5	3.8	5.1	3.6
P	76.0	12.0	51.0	94.0	48.0	13.0	47.0	37.0	18.0	25.0	58.0	119.0	66.0
Freq	2.0	1.0	1.0	6.0	13.0	15.0	11.0	5.0	2.0	3.0	12.0	29.0	100.0

U	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
0.5	45	78	37	65	64	94	50	28	87	51	64	40	58
1.5	210	256	261	155	140	244	112	160	164	163	136	79	141
2.5	175	403	453	194	213	294	165	207	317	351	140	74	178
3.5	172	171	130	134	278	240	206	236	251	213	147	84	175
4.5	151	47	19	162	184	87	179	146	115	105	157	134	141
5.5	56	16	0	117	67	32	140	123	36	67	164	177	117
6.5	74	31	25	39	19	7	101	63	20	22	116	176	89
7.5	42	0	0	40	7	2	38	30	5	18	49	132	55
8.5	16	0	12	20	4	0	3	8	5	4	22	58	23
9.5	27	0	12	34	2	0	5	0	0	0	1	25	11
10.5	5	0	37	16	2	0	1	0	0	4	1	11	5
11.5	21	0	12	7	6	0	0	0	0	0	2	5	4
12.5	5	0	0	8	6	0	0	0	0	0	1	2	2
13.5	0	0	0	4	2	0	0	0	0	0	0	1	1
14.5	0	0	0	2	4	0	0	0	0	0	0	0	1
15.5	0	0	0	4	1	0	0	0	0	0	0	0	0
16.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0

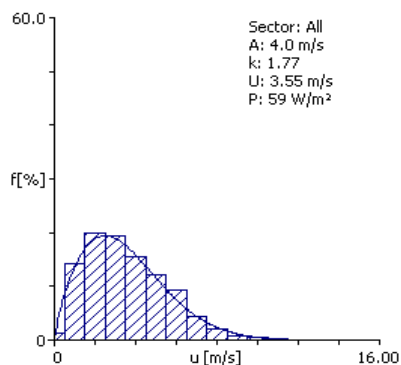
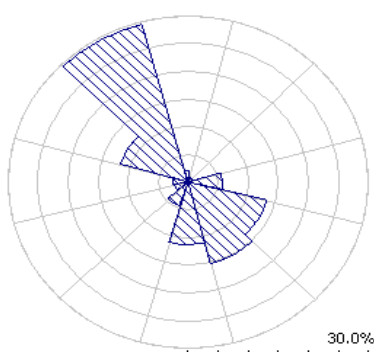
A and U are given in m/s, P in W/m<sup>2</sup> and the frequencies of occurrence in per mille and per cent (total).

## Niederurnen, Observed Wind Climate 2002 - 30 m

Produced on 23.05.2003 at 18:31:12 by licenced user: Mehmet Hanagasioglu,  
Interwind AG, Switzerland using WAsP Version: 8.00.0242

Site description : 'Niederurnen 1.12.2001-30.11.2002 30m mit 50m Fahne'  
position : 47.08°N 9.04°E;  
anemometer height : 30.00 m a.g.l.

-	Unit	Measured	Weibull fit	Discrepancy
Mean wind speed	m/s	3.55	3.62	2.47%
Mean power density	W/m <sup>2</sup>	59	59	-0.08%



-	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
A	3.6	2.3	1.8	4.2	3.4	2.6	3.8	3.5	2.8	2.9	4.2	5.6	4.0
k	1.4	1.6	0.9	1.5	1.6	2.2	2.2	2.1	2.0	1.7	2.3	3.0	1.8
U	3.2	2.1	2.0	3.8	3.1	2.3	3.4	3.1	2.5	2.6	3.7	5.0	3.6
P	62.0	13.0	39.0	88.0	42.0	13.0	42.0	33.0	18.0	24.0	53.0	107.0	59.0
Freq	2.2	0.7	0.9	5.7	13.5	15.3	11.4	4.5	2.2	2.6	11.7	29.3	100.0

U	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
0.5	11	0	0	16	14	22	9	8	20	16	21	10	14
1.5	180	341	222	154	133	262	138	158	204	179	117	70	141
2.5	233	380	506	194	252	331	212	238	326	358	168	72	200
3.5	204	186	136	167	315	252	196	243	272	230	176	103	193
4.5	125	47	37	171	189	99	188	153	112	110	183	161	156
5.5	72	16	12	129	50	30	135	127	41	63	161	196	120
6.5	88	16	12	39	15	3	90	50	15	29	120	196	92
7.5	24	16	12	34	7	1	24	20	5	11	41	112	45
8.5	27	0	12	34	2	0	8	3	5	0	8	50	20
9.5	11	0	37	26	3	0	1	0	0	0	2	18	8
10.5	21	0	12	13	5	0	0	0	0	4	0	8	4
11.5	5	0	0	8	7	0	0	0	0	0	3	2	2
12.5	0	0	0	6	4	0	0	0	0	0	0	1	1
13.5	0	0	0	4	3	0	0	0	0	0	0	0	1
14.5	0	0	0	4	1	0	0	0	0	0	0	1	1
15.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0

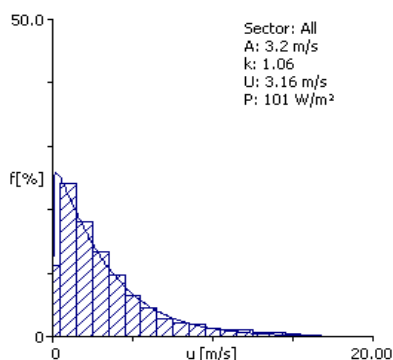
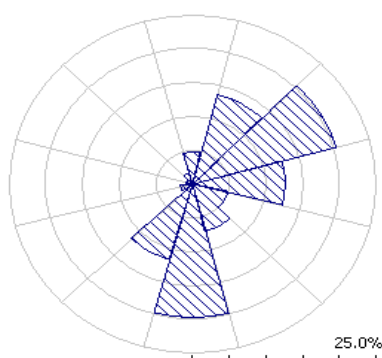
A and U are given in m/s, P in W/m<sup>2</sup> and the frequencies of occurrence in per mille and per cent (total).

## ARA - BILTEN, Observed Wind Climate 2002 - 30 m

Produced on 23.05.2003 at 07:49:28 by licenced user: Mehmet Hanagasioglu,  
Interwind AG, Switzerland using WAsP Version: 8.00.0242

Site description : 'ARA 2002 12 Sector'  
position : 47.17°N 9.00°E  
anemometer height : 30.00 m a.g.l.

-	Unit	Measured	Weibull fit	Discrepancy
Mean wind speed	m/s	3.16	3.23	2.20%
Mean power density	W/m <sup>2</sup>	101	101	-0.12%

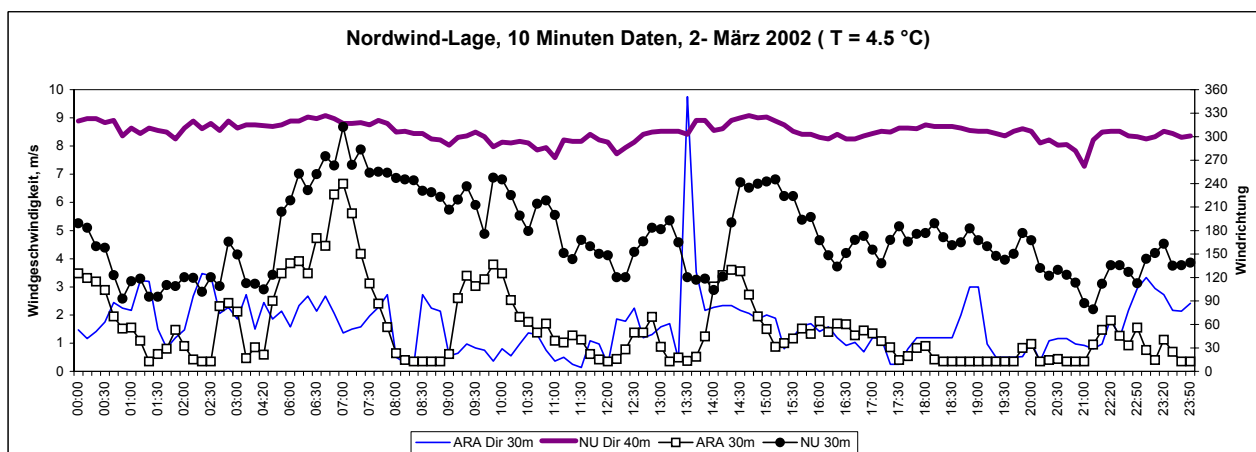
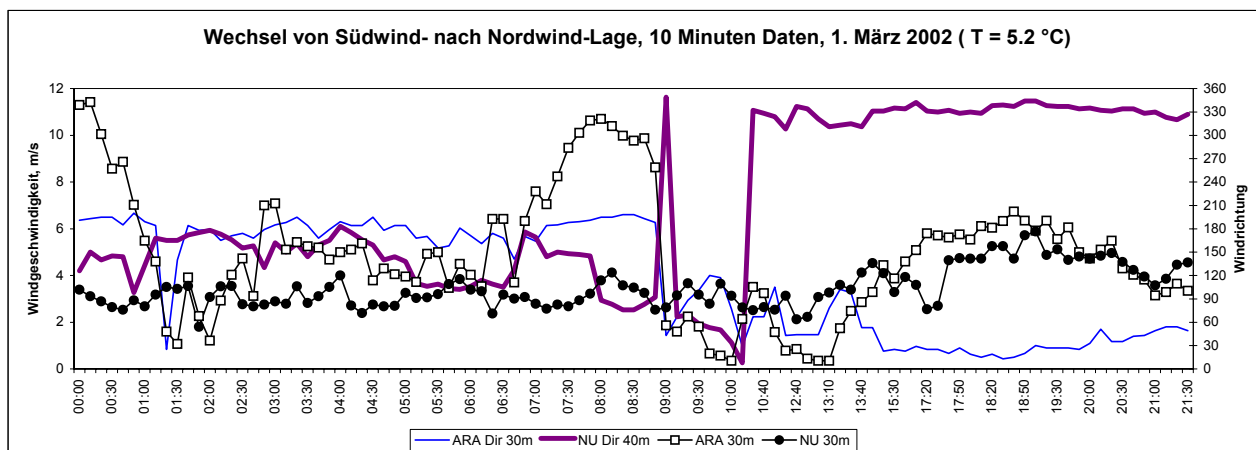
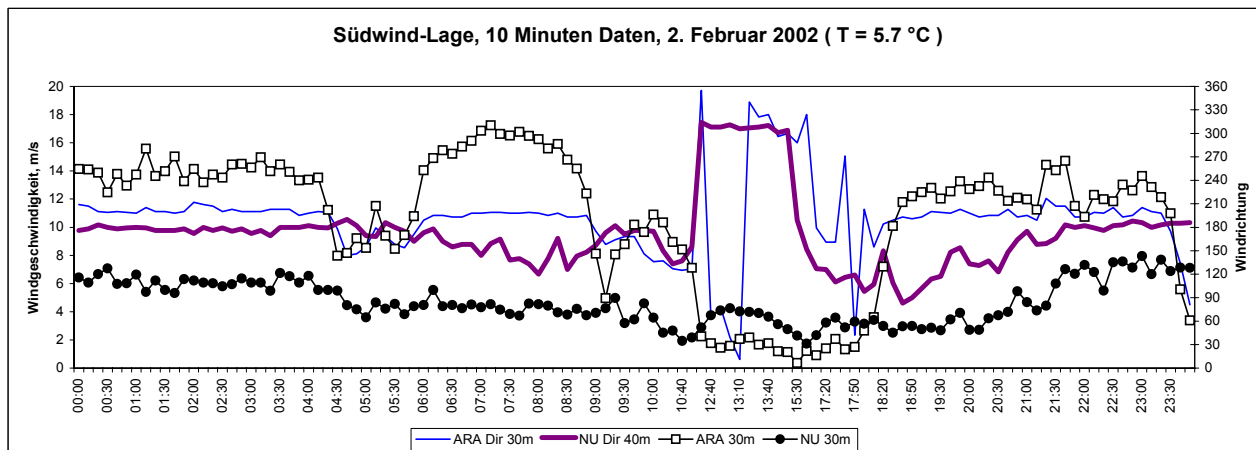


-	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
A	2.1	2.5	2.3	2.3	1.7	3.6	5.5	7.0	2.8	1.1	1.1	1.1	3.20
k	1.3	1.3	1.3	1.2	1.1	1.5	1.6	1.6	0.8	0.9	0.8	1.5	1.06
U	2.0	2.3	2.2	2.1	1.6	3.2	4.9	6.3	3.2	1.2	1.3	1.0	3.16
P	17.0	27.0	20.0	23.0	13.0	56.0	190.0	374.0	244.0	7.0	15.0	2.0	101.0
Freq	4.7	13.6	20.4	12.7	5.0	7.1	19.7	11.7	1.7	0.9	0.9	1.6	100.0

U	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
0.5	220	132	142	144	199	94	21	26	128	311	337	330	113
1.5	290	295	291	310	406	212	106	94	284	497	470	482	241
2.5	178	197	240	245	170	181	130	95	213	108	133	167	182
3.5	136	156	170	141	107	114	129	96	88	48	36	14	133
4.5	90	111	84	71	69	115	134	105	27	0	0	7	96
5.5	41	63	34	37	28	109	116	84	7	0	0	0	64
6.5	37	24	17	30	7	88	83	87	37	24	0	0	46
7.5	5	8	10	10	2	38	65	64	7	12	0	0	28
8.5	2	3	6	7	9	30	57	52	0	0	12	0	23
9.5	0	3	3	3	2	6	58	55	34	0	0	0	20
10.5	0	2	1	2	0	10	36	41	37	0	0	0	14
11.5	0	3	1	0	0	3	21	47	30	0	12	0	11
12.5	0	3	1	0	0	0	16	56	27	0	0	0	11
13.5	0	0	1	0	0	0	11	35	34	0	0	0	7
14.5	0	1	0	2	0	0	10	29	27	0	0	0	6
15.5	0	0	0	0	0	0	4	20	7	0	0	0	3
16.5	0	0	0	0	0	0	0	8	7	0	0	0	1
17.5	0	0	0	0	0	0	2	5	7	0	0	0	1
18.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19.5	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0

A and U are given in m/s, P in W/m<sup>2</sup> and the frequencies of occurrence in per mille and per cent (total).

## ANHANG III – Ausgewählte Sequenzen von 10 Minuten-Mittelwerten



## ANHANG IV – Datenblätter Wirtschaftlichkeitsberechnung

**Messstandort Niederurnen, Turbinenmodell 3: 1.3 MW Leistung  
Durchschnittsproduktion 1'190'000 kWh/a (CF 10.3%)**

**Stromgestehungskosten 0.34 CHF/kWh**

WIRTSCHAFTLICHKEITSRECHNUNG

Interwind AG

### *Messstandort Niederurnen Eröffnungsbilanz*

#### Investition

1.3 MW Turbine, 68 m Turm                      Modell 3

#### Fundament und Installationskosten

Fundament	450'000
Installation	100'000
Netzanschluss	250'000
	<u>800'000</u>

Turbine    1'860'000

#### Planung und Information

Planung	100'000
Information	50'000
Unvorhergesehenes	50'000
	<u>200'000</u>

Total ohne MWSt                                      2'860'000

MWSt    446'000

Total, inkl. MWSt                                      3'306'000

## WIRTSCHAFTLICHKEITSRECHNUNG

Interwind AG

**Messstandort Niederurnen Ausgangslage****1.3 MW Turbine, 68 m Turm**

Projektbeginn	Jahr 1
Projektdauer	20 Jahre
Projektkosten	2'860'000 CHF
Eigenkapital	720'000 CHF
Bankkredit	2'140'000 CHF
<b>Kreditzins</b>	<b>6.0 %</b>
Laufzeit	12 Jahre
Abschreibungsdauer	20 Jahre
Stromproduktion	1'190'000 kWh/a
Preis pro kWh, CHF	0.340 CHF / kWh
Betriebskosten erstes Jahr	0 CHF
Betriebskosten	55'000 CHF
Zunahme der Betriebskosten	10'000 CHF
Durchschnittliche Betriebskosten	83500 CHF
Jährlicher Abbaufonds	10'000 CHF



Interwind AG

WIRTSCHAFTLICHKEITSRECHNUNG

**Messstandort Niederurnen**  
**Abschreibungstabelle**

**1.3 MW Turbine, 68m Turm**

Position	Jahr 1		Dauer der Absch.	Projektdauer 20	Jahr 2		Jahr 3		Jahr 4	
	Abschr.	Restwert			Abschr.	Restwert	Abschr.	Restwert	Abschr.	Restwert
Fundament und Installation		800'000	20		40'000	760'000	40'000	720'000	40'000	680'000
Turbine		1'860'000	20		93'000	1'767'000	93'000	1'674'000	93'000	1'581'000
Planung und Information		200'000	20		10'000	190'000	10'000	180'000	10'000	170'000
<b>Total</b>		<b>2'860'000</b>			<b>143'000</b>	<b>2'717'000</b>	<b>143'000</b>	<b>2'574'000</b>	<b>143'000</b>	<b>2'431'000</b>
Position	Jahr 5		Dauer der Absch.	Projektdauer 20	Jahr 6		Jahr 7		Jahr 8	
	Abschr.	Restwert			Abschr.	Restwert	Abschr.	Restwert	Abschr.	Restwert
Fundament und Installation		800'000	20		40'000	760'000	40'000	720'000	40'000	680'000
Turbine		1'860'000	20		93'000	1'767'000	93'000	1'674'000	93'000	1'581'000
Planung und Information		200'000	20		10'000	190'000	10'000	180'000	10'000	170'000
<b>Total</b>		<b>2'860'000</b>			<b>143'000</b>	<b>2'717'000</b>	<b>143'000</b>	<b>2'574'000</b>	<b>143'000</b>	<b>2'431'000</b>
Position	Jahr 9		Dauer der Absch.	Projektdauer 20	Jahr 10		Jahr 11		Jahr 12	
	Abschr.	Restwert			Abschr.	Restwert	Abschr.	Restwert	Abschr.	Restwert
Fundament und Installation		800'000	20		40'000	760'000	40'000	720'000	40'000	680'000
Turbine		1'860'000	20		93'000	1'767'000	93'000	1'674'000	93'000	1'581'000
Planung und Information		200'000	20		10'000	190'000	10'000	180'000	10'000	170'000
<b>Total</b>		<b>2'860'000</b>			<b>143'000</b>	<b>2'717'000</b>	<b>143'000</b>	<b>2'574'000</b>	<b>143'000</b>	<b>2'431'000</b>
Position	Jahr 13		Dauer der Absch.	Projektdauer 20	Jahr 14		Jahr 15		Jahr 16	
	Abschr.	Restwert			Abschr.	Restwert	Abschr.	Restwert	Abschr.	Restwert
Fundament und Installation		800'000	20		40'000	760'000	40'000	720'000	40'000	680'000
Turbine		1'860'000	20		93'000	1'767'000	93'000	1'674'000	93'000	1'581'000
Planung und Information		200'000	20		10'000	190'000	10'000	180'000	10'000	170'000
<b>Total</b>		<b>2'860'000</b>			<b>143'000</b>	<b>2'717'000</b>	<b>143'000</b>	<b>2'574'000</b>	<b>143'000</b>	<b>2'431'000</b>
Position	Jahr 17		Dauer der Absch.	Projektdauer 20	Jahr 18		Jahr 19		Jahr 20	
	Abschr.	Restwert			Abschr.	Restwert	Abschr.	Restwert	Abschr.	Restwert
Fundament und Installation		800'000	20		40'000	760'000	40'000	720'000	40'000	680'000
Turbine		1'860'000	20		93'000	1'767'000	93'000	1'674'000	93'000	1'581'000
Planung und Information		200'000	20		10'000	190'000	10'000	180'000	10'000	170'000
<b>Total</b>		<b>2'860'000</b>			<b>143'000</b>	<b>2'717'000</b>	<b>143'000</b>	<b>2'574'000</b>	<b>143'000</b>	<b>2'431'000</b>

Niederurnen\_Modell 3\_34Rp.xls

Seite 3/15

29.08.2003

## WIRTSCHAFTLICHKEITSRECHNUNG

Interwind AG

**Messstandort Niederurnen**  
**Zins und Kreditrückzahlungen**

Laufzeit 12 Jahre, Zahlungen 178'333 pro Jahr

**1.3 MW Turbine, 68 m Turm**

Jahr	Kredit CHF	%	Zins CHF	Rückzahlung an die Bank	Schulden per 31.12.
Jahr 1	2'140'000				
Jahr 2		6.00	128'400	178'333	1'961'667
Jahr 3	1'961'667	6.00	117'700	178'333	1'783'333
Jahr 4	1'783'333	6.00	107'000	178'333	1'605'000
Jahr 5	1'605'000	6.00	96'300	178'333	1'426'667
Jahr 6	1'426'667	6.00	85'600	178'333	1'248'333
Jahr 7	1'248'333	6.00	74'900	178'333	1'070'000
Jahr 8	1'070'000	6.00	64'200	178'333	891'667
Jahr 9	891'667	6.00	53'500	178'333	713'333
Jahr 10	713'333	6.00	42'800	178'333	535'000
Jahr 11	535'000	6.00	32'100	178'333	356'667
Jahr 12	356'667	6.00	21'400	178'333	178'333
Jahr 13	178'333	6.00	10'700	178'333	0
Jahr 14	0	0.00	0	0	0
Jahr 15	0	0.00	0	0	0
Jahr 16	0	0.00	0	0	0
Jahr 17	0	0.00	0	0	0
Jahr 18	0	0.00	0	0	0
Jahr 19	0	0.00	0	0	0
Jahr 20	0	0.00	0	0	0
Jahr 21	0	0.00	0	0	0
Jahr 22	0	0.00	0	0	0
			834'600	2'140'000	

## WIRTSCHAFTLICHKEITSRECHNUNG

Interwind AG

**Messtandort Niederurnen  
Gewinn- und Verlustrechnung**

	Jahr 2	in	Jahr 3	in	Jahr 4	in	Jahr 5	in	Jahr 6	in	Jahr 7	in	Jahr 8	in	Jahr 9	in
	PROV.	%	PROV.	%	PROV.	%	PROV.	%	PROV.	%	PROV.	%	PROV.	%	PROV.	%
Bruttoumsatz	404'600	100	404'600	100	404'600	100	404'600	100	404'600	100	404'600	100	404'600	100	404'600	100
Eigenverbrauch	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Andere Gewinnverminderungen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Nettoumsatz</b>	<b>404'600</b>	<b>100</b>	<b>404'600</b>	<b>100</b>	<b>404'600</b>	<b>100</b>	<b>404'600</b>	<b>100</b>	<b>404'600</b>	<b>100</b>	<b>404'600</b>	<b>100</b>	<b>404'600</b>	<b>100</b>	<b>404'600</b>	<b>100</b>
Material-, Brennstoffkosten	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Brutto Ertrag</b>	<b>404'600</b>	<b>100</b>	<b>404'600</b>	<b>100</b>	<b>404'600</b>	<b>100</b>	<b>404'600</b>	<b>100</b>	<b>404'600</b>	<b>100</b>	<b>404'600</b>	<b>100</b>	<b>404'600</b>	<b>100</b>	<b>404'600</b>	<b>100</b>
Betriebskosten	55'000	14	55'000	14	55'000	14	65'000	16	65'000	16	65'000	16	75'000	19	75'000	19
Abbaufonds	10'000	2	10'000	2	10'000	2	10'000	2	10'000	2	10'000	2	10'000	2	10'000	2
Zinszahlungen	128'400	32	117'700	29	107'000	26	96'300	24	85'600	21	74'900	19	64'200	16	53'500	13
Abschreibungen	143'000	35	143'000	35	143'000	35	143'000	35	143'000	35	143'000	35	143'000	35	143'000	35
Rückstellungen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Stille Reserven	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Betriebsresultat</b>	<b>68'200</b>	<b>17</b>	<b>78'900</b>	<b>20</b>	<b>89'600</b>	<b>22</b>	<b>90'300</b>	<b>22</b>	<b>101'000</b>	<b>25</b>	<b>111'700</b>	<b>28</b>	<b>112'400</b>	<b>28</b>	<b>123'100</b>	<b>30</b>
Ausserordentlicher Aufwand	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ausserordentlicher Ertrag	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Steuern	17'700	4	20'206	5	22'800	6	23'001	6	25'600	6	28'200	7	28'400	7	31'000	8
<b>Gewinn / Verlust nach Steuern</b>	<b>50'500</b>	<b>12</b>	<b>58'694</b>	<b>15</b>	<b>66'800</b>	<b>17</b>	<b>67'299</b>	<b>17</b>	<b>75'400</b>	<b>19</b>	<b>83'500</b>	<b>21</b>	<b>84'000</b>	<b>21</b>	<b>92'100</b>	<b>23</b>

Niederurnen\_Modell 3\_34Rp.xls - GewVerlust

Seite 5/15

29.08.2003

## WIRTSCHAFTLICHKEITSRECHNUNG

Interwind AG

**Messtandort Niederurnen**  
**Gewinn- und Verlustrechnung**

	Jahr 10	in	Jahr 11	in	Jahr 12	in	Jahr 13	in	Jahr 14	in	Jahr 15	in	Jahr 16	in	Jahr 17	in
PROV.	%	PROV.	%	PROV.	%	PROV.	%	PROV.	%	PROV.	%	PROV.	%	PROV.	%	PROV.
Bruttoumsatz	404'600	100	404'600	100	404'600	100	404'600	100	404'600	100	404'600	100	404'600	100	404'600	100
Eigenverbrauch	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Andere Gewinnverminderungen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Nettoumsatz</b>	<b>404'600</b>	<b>100</b>	<b>404'600</b>	<b>100</b>	<b>404'600</b>	<b>100</b>	<b>404'600</b>	<b>100</b>	<b>404'600</b>	<b>100</b>	<b>404'600</b>	<b>100</b>	<b>404'600</b>	<b>100</b>	<b>404'600</b>	<b>100</b>
Material-, Brennstoffkosten	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Brutto Ertrag</b>	<b>404'600</b>	<b>100</b>	<b>404'600</b>	<b>100</b>	<b>404'600</b>	<b>100</b>	<b>404'600</b>	<b>100</b>	<b>404'600</b>	<b>100</b>	<b>404'600</b>	<b>100</b>	<b>404'600</b>	<b>100</b>	<b>404'600</b>	<b>100</b>
Betriebskosten	75'000	19	85'000	21	85'000	21	85'000	21	95'000	23	95'000	23	95'000	23	105'000	26
Abbaufonds	10'000	2	10'000	2	10'000	2	10'000	2	10'000	2	10'000	2	10'000	2	10'000	2
Zinszahlungen	42'800	11	32'100	8	21'400	5	10'700	3	0	0	0	0	0	0	0	0
Abschreibungen	143'000	35	143'000	35	143'000	35	143'000	35	143'000	35	143'000	35	143'000	35	143'000	35
Rückstellungen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Stille Reserven	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Betriebsresultat</b>	<b>133'800</b>	<b>33</b>	<b>134'500</b>	<b>33</b>	<b>145'200</b>	<b>36</b>	<b>155'900</b>	<b>39</b>	<b>156'600</b>	<b>39</b>	<b>156'600</b>	<b>39</b>	<b>156'600</b>	<b>39</b>	<b>146'600</b>	<b>36</b>
Ausserordentlicher Aufwand	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ausserordentlicher Ertrag	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Steuern	33'600	8	33'800	8	36'400	9	39'000	10	39'200	10	39'300	10	39'300	10	37'000	9
<b>Gewinn / Verlust nach Steuern</b>	<b>100'200</b>	<b>25</b>	<b>100'700</b>	<b>25</b>	<b>108'800</b>	<b>27</b>	<b>116'900</b>	<b>29</b>	<b>117'400</b>	<b>29</b>	<b>117'300</b>	<b>29</b>	<b>117'300</b>	<b>29</b>	<b>109'600</b>	<b>27</b>

Niederurnen\_Modell 3\_34Rp.xls - GewVerlust

Seite 6/15

29.08.2003

Messtandort Niederurnen  
Gewinn- und Verlustrechnung

	Jahr 18		Jahr 19		Jahr 20		Jahr 21		12 Jahre		20 Jahre	
	PROV.	in %	PROV.	in %	PROV.	in %	PROV.	in %	TOTAL	in %	TOTAL	in %
Bruttoumsatz	404'600	100	404'600	100	404'600	100	404'600	100	4'450'600	100	8'092'000	100
Eigenverbrauch	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Andere Gewinnverminderungen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nettoumsatz	404'600	100	404'600	100	404'600	100	404'600	100	4'450'600	100	8'092'000	100
Material-, Brennstoffkosten	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Brutto Ertrag	404'600	100	404'600	100	404'600	100	404'600	100	4'450'600	100	8'092'000	100
Betriebskosten	105'000	26	105'000	26	115'000	28	115'000	28	755'000	17	1'670'000	21
Abaufonds	10'000	2	10'000	2	10'000	2	10'000	2	110'000	2	200'000	2
Zinszahlungen	0	0	0	0	0	0	0	0	823'900	19	834'600	10
Abschreibungen	143'000	35	143'000	35	143'000	35	143'000	35	1'573'000	35	2'860'000	35
Rückstellungen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Stille Reserven	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Betriebsresultat	146'600	36	146'600	36	136'600	34	136'600	34	1'188'700	27	2'527'400	31
Ausserordentlicher Aufwand	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ausserordentlicher Ertrag	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Steuern	37'000	9	37'043	9	34'700	9	34'700	9	300'707	7	637'950	8
Gewinn / Verlust nach Steuern	109'600	27	109'557	27	101'900	25	101'900	25	887'993	20	1'889'450	23

**I.3 MW Turbine, 68 m Turm****Messstandort Niederurnen  
Cash-Flow-Tabelle**

	Jahr 1	Jahr 2	Jahr 3	Jahr 4	Jahr 5	Jahr 6	Jahr 7	Jahr 8	Jahr 9	Jahr 10	Jahr 11	Jahr 12
PROV.	PROV.	PROV.	PROV.	PROV.	PROV.	PROV.	PROV.	PROV.	PROV.	PROV.	PROV.	PROV.
(+) Gewinn oder Verlust (-) der Firma nach Steuern	0	50'500	58'694	66'800	67'299	75'400	83'500	84'000	92'100	100'200	100'700	108'800
<b>+/- Aufwand/Produkte (nicht monetäre)</b>												
(+) Abschreibungen	0	143'000	143'000	143'000	143'000	143'000	143'000	143'000	143'000	143'000	143'000	143'000
(+) Zu oder (-) Abnahme der Forderungen (Abbaufonds)	0	10'000	10'000	10'000	10'000	10'000	10'000	10'000	10'000	10'000	10'000	10'000
(+) Andere nicht monetäre Aufwand / (-) Produkte (*)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Brutto Betriebsergebnis</b>	<b>0</b>	<b>203'500</b>	<b>211'694</b>	<b>219'800</b>	<b>220'299</b>	<b>228'400</b>	<b>236'500</b>	<b>237'000</b>	<b>245'100</b>	<b>253'200</b>	<b>253'700</b>	<b>261'800</b>
<b>+/- Änderungen des Umlaufvermögens</b>												
(-) Zu- oder (+) Abnahme der Umlaufaktiven	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(+) Zu- oder (-) Abnahme der kurzfristigen Verpflichtungen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) Zu- oder (+) Abnahme der anderen kurzfristigen Verpflichtungen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>(+) Zu- oder (-) Abnahme des Umlaufvermögens</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Netto Betriebsergebnis</b>	<b>0</b>	<b>203'500</b>	<b>211'694</b>	<b>219'800</b>	<b>220'299</b>	<b>228'400</b>	<b>236'500</b>	<b>237'000</b>	<b>245'100</b>	<b>253'200</b>	<b>253'700</b>	<b>261'800</b>
<b>Investitionen</b>												
(-) Investitionen in Anlagevermögen	-2'860'000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Investitionsergebnis</b>	<b>-2'860'000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Finanzierungstätigkeit</b>												
(+) Zu- oder (-) Abnahme des langfristigen Fremdkapitals	2'140'000	-178'333	-178'333	-178'333	-178'333	-178'333	-178'333	-178'333	-178'333	-178'333	-178'333	-178'333
(+) Zu- oder (-) Abnahme des kurzfristigen Fremdkapitals	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(+) Zu- oder (-) Abnahme der anderen Schulden	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(+) Kapitalerhöhung (inkl. Agio)	720'000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) Gewinnverteilung	0	0	-26'867	-31'867	-36'867	-41'867	-46'867	-51'867	-56'867	-61'867	-66'867	-71'867
<b>Finanzergebnis</b>	<b>2'860'000</b>	<b>-178'333</b>	<b>-205'200</b>	<b>-210'200</b>	<b>-215'200</b>	<b>-220'200</b>	<b>-225'200</b>	<b>-230'200</b>	<b>-235'200</b>	<b>-240'200</b>	<b>-245'200</b>	<b>-250'200</b>
<b>Rekapitalisation</b>												
Netto Betriebsergebnis	0	203'500	211'694	219'800	220'299	228'400	236'500	237'000	245'100	253'200	253'700	261'800
Investitionsergebnis	-2'860'000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Finanzergebnis	2'860'000	-178'333	-205'200	-210'200	-215'200	-220'200	-225'200	-230'200	-235'200	-240'200	-245'200	-250'200
<b>Total bzw. Änderung der flüssigen Mittel</b>	<b>0</b>	<b>25'167</b>	<b>6'494</b>	<b>9'600</b>	<b>5'099</b>	<b>8'200</b>	<b>11'300</b>	<b>6'800</b>	<b>9'900</b>	<b>13'000</b>	<b>8'500</b>	<b>11'600</b>



## WIRTSCHAFTLICHKEITSRECHNUNG

I.3 MW Turbine, 68 m TurmMessstandort Niederrunen  
Cash-Flow-Tabelle

	Jahr 13	Jahr 14	Jahr 15	Jahr 16	Jahr 17	Jahr 18	Jahr 19	Jahr 20	Jahr 21
	PROV.	PROV.	PROV.	PROV.	PROV.	PROV.	PROV.	PROV.	PROV.
(+) Gewinn oder Verlust (-) der Firma nach Steuern	116'900	117'400	117'300	117'300	109'600	109'600	109'557	101'900	101'900
<b>+/- Aufwand/Produkte (nicht monetäre)</b>									
(+) Abschreibungen	143'000	143'000	143'000	143'000	143'000	143'000	143'000	143'000	143'000
(+) Zu- oder (-) Abnahme der Forderungen (Abbaufonds)	10'000	10'000	10'000	10'000	10'000	10'000	10'000	10'000	10'000
(+) Andere nicht monetäre Aufwand / (-) Produkte (*)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Brutto Betriebsergebnis</b>	<b>269'900</b>	<b>270'400</b>	<b>270'300</b>	<b>270'300</b>	<b>262'600</b>	<b>262'600</b>	<b>262'557</b>	<b>254'900</b>	<b>254'900</b>
<b>+/- Änderungen des Umlaufvermögens</b>									
(-) Zu- oder (+) Abnahme der Umlaufaktiven	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(+) Zu- oder (-) Abnahme der kurzfristigen Verpflichtungen	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) Zu- oder (+) Abnahme der anderen kurzfristigen Verpflichtungen	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>(+) Zu- oder (-) Abnahme des Umlaufvermögens</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Netto Betriebsergebnis</b>	<b>269'900</b>	<b>270'400</b>	<b>270'300</b>	<b>270'300</b>	<b>262'600</b>	<b>262'600</b>	<b>262'557</b>	<b>254'900</b>	<b>254'900</b>
<b>Investitionen</b>									
(-) Investitionen in Anlagevermögen	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Investitionsergebnis</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Finanzierungstätigkeit</b>									
(+) Zu- oder (-) Abnahme des langfristigen Fremdkapitals	-178'333	0	0	0	0	0	0	0	0
(+) Zu- oder (-) Abnahme des kurzfristigen Fremdkapitals	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(+) Zu- oder (-) Abnahme der anderen Schulden	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(+) Kapitalerhöhung (inkl. Agio)	-76'867	-81'867	-86'867	-91'867	-96'867	-96'867	-96'867	-96'867	-96'867
(-) Gewinnverteilung	-255'200	-81'867	-86'867	-91'867	-96'867	-96'867	-96'867	-96'867	-96'867
<b>Finanzergebnis</b>	<b>-255'200</b>	<b>-81'867</b>	<b>-86'867</b>	<b>-91'867</b>	<b>-96'867</b>	<b>-96'867</b>	<b>-96'867</b>	<b>-96'867</b>	<b>-96'867</b>
<b>Rekapitulation</b>									
Netto Betriebsergebnis	269'900	270'400	270'300	270'300	262'600	262'600	262'557	254'900	254'900
Investitionsergebnis	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Finanzergebnis	-255'200	-81'867	-86'867	-91'867	-96'867	-96'867	-96'867	-96'867	-96'867
<b>Total bzw. Änderung der flüssigen Mittel</b>	<b>14'700</b>	<b>188'533</b>	<b>183'433</b>	<b>178'433</b>	<b>165'733</b>	<b>165'733</b>	<b>165'690</b>	<b>158'033</b>	<b>158'033</b>

**Messstandort Niederurnen**  
**Gewinn-, Verlustvortrag und Eigenkapitalrendite**

**1.3 MW Turbine, 68 m Turm**

	Gewinn nach Steuern	Dividende %	Dividende CHF	Allgemeine Reserve	Zwischen- resultat	Gewinn-, Verlust- vortrag	Res. 5% des Gewinn:	Res. 10% der Dividende -5%	Reserven Total	Reserven, kumulativ	Eigenkapital kumulativ
Jahr	2	3.73	26'867	2'600	21'033	21'033	2'525	-913	1'612	743'633	743'633
Jahr	3	4.43	31'867	3'000	23'827	44'860	2'935	-413	2'521	5'600	770'460
Jahr	4	5.12	36'867	3'500	26'433	71'294	3'340	87	3'427	9'100	800'394
Jahr	5	5.81	41'867	4'000	21'433	92'726	3'365	587	3'952	13'100	825'826
Jahr	6	6.51	46'867	4'900	23'633	116'360	3'770	1'087	4'857	18'000	854'360
Jahr	7	7.20	51'867	5'800	25'833	142'193	4'175	1'587	5'762	23'800	885'993
Jahr	8	7.90	56'867	6'300	20'833	163'026	4'200	2'087	6'287	30'100	913'126
Jahr	9	8.59	61'867	7'200	23'033	186'060	4'605	2'587	7'192	37'300	943'360
Jahr	10	9.29	66'867	8'100	25'233	211'293	5'010	3'087	8'097	45'400	976'693
Jahr	11	9.98	71'867	8'700	20'133	231'426	5'035	3'587	8'622	54'100	1'005'526
Jahr	12	10.68	76'867	9'600	22'333	253'760	5'440	4'087	9'527	63'700	1'037'460
Jahr	13	11.37	81'867	10'500	24'533	278'293	5'845	4'587	10'432	74'200	1'072'493
Jahr	14	12.06	86'867	11'000	19'533	297'826	5'870	5'087	10'957	85'200	1'103'026
Jahr	15	12.76	91'867	11'500	13'933	311'760	5'865	5'587	11'452	96'700	1'128'460
Jahr	16	13.45	96'867	12'000	8'433	320'193	5'865	6'087	11'952	108'700	1'148'893
Jahr	17	13.45	96'867	11'600	1'133	321'000	5'480	6'087	11'567	120'300	1'161'626
Jahr	18	13.45	96'867	11'600	1'133	322'000	5'480	6'087	11'567	131'900	1'174'360
Jahr	19	13.45	96'867	11'600	1'090	323'000	5'478	6'087	11'565	143'500	1'187'050
Jahr	20	13.45	96'867	11'200	-6'167	317'000	5'095	6'087	11'182	154'700	1'192'083
Jahr	21	13.45	96'867	11'200	-6'167	311'000	5'095	6'087	11'182	165'900	1'197'116
Total		9.81	1'412'333	165'900	311'216						
Eigenkapitalrendite			CHF								
7.55 %			Nach 12 Jahren	bis 2016	652'400						
9.81 %			Nach 20 Jahren	bis 2024	1'412'333						

## WIRTSCHAFTLICHKEITSRECHNUNG

Interwind AG

### Messstandort Niederurnen Bilanz

AKTIVEN	1 PROV.	in %	2 PROV.	in %	3 PROV.	in %	4 PROV.	in %	5 PROV.	in %	6 PROV.	in %	7 PROV.	in %
<b>Umlaufvermögen</b>														
Flüssige Mittel	0	0	25'167	1	31'660	1	41'260	2	46'360	2	54'560	2	65'860	3
<b>Total Umlaufvermögen</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>25'167</b>	<b>1</b>	<b>31'660</b>	<b>1</b>	<b>41'260</b>	<b>2</b>	<b>46'360</b>	<b>2</b>	<b>54'560</b>	<b>2</b>	<b>65'860</b>	<b>3</b>
<b>Anlagevermögen</b>														
Fundament und Installation	800'000	28	760'000	28	720'000	28	680'000	28	640'000	27	600'000	27	560'000	27
Turbine	1'860'000	65	1'767'000	64	1'674'000	64	1'581'000	64	1'488'000	64	1'395'000	63	1'302'000	63
Planung und Information	200'000	7	190'000	7	180'000	7	170'000	7	160'000	7	150'000	7	140'000	7
<b>Total Anlagevermögen</b>	<b>2'860'000</b>	<b>100</b>	<b>2'717'000</b>	<b>99</b>	<b>2'574'000</b>	<b>99</b>	<b>2'431'000</b>	<b>98</b>	<b>2'288'000</b>	<b>98</b>	<b>2'145'000</b>	<b>98</b>	<b>2'002'000</b>	<b>97</b>
<b>Total Aktiven</b>	<b>2'860'000</b>	<b>100</b>	<b>2'742'167</b>	<b>100</b>	<b>2'605'660</b>	<b>100</b>	<b>2'472'260</b>	<b>100</b>	<b>2'334'360</b>	<b>100</b>	<b>2'199'560</b>	<b>100</b>	<b>2'067'860</b>	<b>100</b>
<b>PASSIVEN</b>														
<b>Kurzfristige Fremdmittel</b>														
<b>Total kurzfristige Mittel</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Langfristige Fremdmittel</b>														
Bankschulden	2'140'000	75	1'961'667	72	1'783'333	68	1'605'000	65	1'426'667	61	1'248'333	57	1'070'000	52
Abbaufonds	0	0	10'000	0	20'000	1	30'000	1	40'000	2	50'000	2	60'000	3
<b>Total langfristige Fremdmittel</b>	<b>2'140'000</b>	<b>75</b>	<b>1'971'667</b>	<b>72</b>	<b>1'803'333</b>	<b>69</b>	<b>1'635'000</b>	<b>66</b>	<b>1'466'667</b>	<b>63</b>	<b>1'298'333</b>	<b>59</b>	<b>1'130'000</b>	<b>55</b>
<b>Total Fremdmittel</b>	<b>2'140'000</b>	<b>75</b>	<b>1'971'667</b>	<b>72</b>	<b>1'803'333</b>	<b>69</b>	<b>1'635'000</b>	<b>66</b>	<b>1'466'667</b>	<b>63</b>	<b>1'298'333</b>	<b>59</b>	<b>1'130'000</b>	<b>55</b>
<b>Eigenkapital</b>														
Eigenkapital	720'000	25	720'000	26	720'000	28	720'000	29	720'000	31	720'000	33	720'000	35
Dividende	0	0	26'867	1	31'867	1	36'867	1	41'867	2	46'867	2	51'867	3
Allgemeine Reserven	0	0	2'600	0	5'600	0	9'100	0	13'100	1	18'000	1	23'800	1
Gewinn / Verlust	0	0	21'033	1	44'860	2	71'294	3	92'726	4	116'360	5	142'193	7
<b>Total Eigenkapital</b>	<b>720'000</b>	<b>25</b>	<b>770'500</b>	<b>28</b>	<b>802'327</b>	<b>31</b>	<b>837'260</b>	<b>34</b>	<b>867'693</b>	<b>37</b>	<b>901'226</b>	<b>41</b>	<b>937'860</b>	<b>45</b>
<b>Total Passiven</b>	<b>2'860'000</b>	<b>100</b>	<b>2'742'167</b>	<b>100</b>	<b>2'605'660</b>	<b>100</b>	<b>2'472'260</b>	<b>100</b>	<b>2'334'360</b>	<b>100</b>	<b>2'199'560</b>	<b>100</b>	<b>2'067'860</b>	<b>100</b>

Niederurnen\_Modell 3\_34Rp.xls - Bilanz

Seite 11/15

29.08.2003

## WIRTSCHAFTLICHKEITSRECHNUNG

Interwind AG

**Messstandort Niederurnen**  
**Bilanz**

AKTIVEN	8	in	9	in	10	in	11	in	12	in	13	in	14	in
PROV.	%		PROV.	%	PROV.	%	PROV.	%	PROV.	%	PROV.	%	PROV.	%
Umlaufvermögen														118
Flüssige Mittel	72'660	4	82'560	5	95'560	6	104'060	7	115'660	8	130'360	10	318'893	24
Total Umlaufvermögen	72'660	4	82'560	5	95'560	6	104'060	7	115'660	8	130'360	10	318'893	24
Anlagevermögen														
Fundament und Installation	520'000	27	480'000	27	440'000	26	400'000	26	360'000	26	320'000	25	280'000	21
Turbine	1'209'000	63	1'116'000	62	1'023'000	61	930'000	61	837'000	60	744'000	58	651'000	49
Planung und Information	130'000	7	120'000	7	110'000	7	100'000	7	90'000	6	80'000	6	70'000	5
Total Anlagevermögen	1'859'000	96	1'716'000	95	1'573'000	94	1'430'000	93	1'287'000	92	1'144'000	90	1'001'000	76
Total Aktiven	1'931'660	100	1'798'560	100	1'668'560	100	1'534'060	100	1'402'660	100	1'274'360	100	1'319'893	100
PASSIVEN														
Kurzfristige Fremdmittel														
Total kurzfristige Mittel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Langfristige Fremdmittel														
Bankschulden	891'667	46	713'333	40	535'000	32	356'667	23	178'333	13	0	0	0	0
Abbaufonds	70'000	4	80'000	4	90'000	5	100'000	7	110'000	8	120'000	9	130'000	10
Total langfristige Fremdmittel	961'667	50	793'333	44	625'000	37	456'667	30	288'333	21	120'000	9	130'000	10
Total Fremdmittel	961'667	50	793'333	44	625'000	37	456'667	30	288'333	21	120'000	9	130'000	10
Eigenkapital														
Eigenkapital	720'000	37	720'000	40	720'000	43	720'000	47	720'000	51	720'000	56	720'000	55
Dividende	56'867	3	61'867	3	66'867	4	71'867	5	76'867	5	81'867	6	86'867	7
Allgemeine Reserven	30'100	2	37'300	2	45'400	3	54'100	4	63'700	5	74'200	6	83'200	6
Gewinn / Verlust	163'026	8	186'060	10	211'293	13	231'426	15	253'760	18	278'293	22	297'826	23
Total Eigenkapital	969'993	50	1'005'226	56	1'043'560	63	1'077'393	70	1'114'326	79	1'154'360	91	1'189'893	90
Total Passiven	1'931'660	100	1'798'560	100	1'668'560	100	1'534'060	100	1'402'660	100	1'274'360	100	1'319'893	100

Niederurnen\_Modell 3\_34Rp.xls - Bilanz

Seite 12/15

29.08.2003

Interwind AG

WIRTSCHAFTLICHKEITSRECHNUNG

### Messstandort Niederurnen Bilanz

	15	in	16	in	17	in	18	in	19	in	20	in	21	in
AKTIVEN	PROV.	%	PROV.	%	PROV.	%	PROV.	%	PROV.	%	PROV.	%	PROV.	%
<b>Umlaufvermögen</b>	<b>436'893</b>		<b>632'326</b>											
Flüssige Mittel	502'326	37	680'760	49	846'493	60	1'012'226	60	1'177'916	80	1'335'950	90	1'493'983	100
<b>Total Umlaufvermögen</b>	<b>502'326</b>	<b>37</b>	<b>680'760</b>	<b>49</b>	<b>846'493</b>	<b>60</b>	<b>1'012'226</b>	<b>60</b>	<b>1'177'916</b>	<b>80</b>	<b>1'335'950</b>	<b>90</b>	<b>1'493'983</b>	<b>100</b>
<b>Anlagevermögen</b>														
Fundament und Installation	240'000	18	200'000	14	160'000	11	120'000	11	80'000	5	40'000	3	0	0
Turbine	558'000	41	465'000	33	372'000	26	279'000	19	186'000	13	93'000	6	0	0
Planung und Information	60'000	4	50'000	4	40'000	3	30'000	2	20'000	1	10'000	1	0	0
<b>Total Anlagevermögen</b>	<b>858'000</b>	<b>63</b>	<b>715'000</b>	<b>51</b>	<b>572'000</b>	<b>40</b>	<b>429'000</b>	<b>30</b>	<b>286'000</b>	<b>20</b>	<b>143'000</b>	<b>10</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Total Aktiven</b>	<b>1'360'326</b>	<b>100</b>	<b>1'395'760</b>	<b>100</b>	<b>1'418'493</b>	<b>100</b>	<b>1'441'226</b>	<b>100</b>	<b>1'463'916</b>	<b>100</b>	<b>1'478'950</b>	<b>100</b>	<b>1'493'983</b>	<b>100</b>
<b>PASSIVEN</b>														
<b>Kurzfristige Fremdmittel</b>														
Total kurzfristige Mittel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Langfristige Fremdmittel</b>														
Bankschulden	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Abbaufonds	140'000	10	150'000	11	160'000	11	170'000	12	180'000	12	190'000	13	200'000	13
<b>Total langfristige Fremdmittel</b>	<b>140'000</b>	<b>10</b>	<b>150'000</b>	<b>11</b>	<b>160'000</b>	<b>11</b>	<b>170'000</b>	<b>12</b>	<b>180'000</b>	<b>12</b>	<b>190'000</b>	<b>13</b>	<b>200'000</b>	<b>13</b>
<b>Total Fremdmittel</b>	<b>140'000</b>	<b>10</b>	<b>150'000</b>	<b>11</b>	<b>160'000</b>	<b>11</b>	<b>170'000</b>	<b>12</b>	<b>180'000</b>	<b>12</b>	<b>190'000</b>	<b>13</b>	<b>200'000</b>	<b>13</b>
<b>Eigenkapital</b>														
Eigenkapital	720'000	53	720'000	52	720'000	51	720'000	50	720'000	49	720'000	49	720'000	48
Dividende	91'867	7	96'867	7	96'867	7	96'867	7	96'867	7	96'867	6.5	96'867	6
Allgemeine Reserven	96'700	7	108'700	8	120'300	8	131'900	9	143'500	10	154'700	10	165'900	11
Gewinn / Verlust	311'760	23	320'193	23	321'326	23	322'460	22	323'550	22	317'383	21	311'216	21
<b>Total Eigenkapital</b>	<b>1'220'326</b>	<b>90</b>	<b>1'245'760</b>	<b>89</b>	<b>1'258'493</b>	<b>89</b>	<b>1'271'226</b>	<b>88</b>	<b>1'283'916</b>	<b>88</b>	<b>1'288'950</b>	<b>87</b>	<b>1'293'983</b>	<b>87</b>
<b>Total Passiven</b>	<b>1'360'326</b>	<b>100</b>	<b>1'395'760</b>	<b>100</b>	<b>1'418'493</b>	<b>100</b>	<b>1'441'226</b>	<b>100</b>	<b>1'463'916</b>	<b>100</b>	<b>1'478'950</b>	<b>100</b>	<b>1'493'983</b>	<b>100</b>

Niederurnen\_Modell 3\_34Rp.xls - Bilanz

Seite 13/15

29.08.2003

WIRTSCHAFTLICHKEITSRECHNUNG

Interwind AG

<b>Messstandort Niederurnen</b>									
<b>Ratios</b>									
	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>
	<b>PROV.</b>	<b>PROV.</b>	<b>PROV.</b>	<b>PROV.</b>	<b>PROV.</b>	<b>PROV.</b>	<b>PROV.</b>	<b>PROV.</b>	<b>PROV.</b>
Eigenkapitalrendite %	0.00	0.00	7.01	8.15	9.28	9.35	10.47	11.60	11.67
Eigenmittelrendite %	0.00	0.00	6.79	7.62	8.35	8.15	8.83	9.42	9.20
Projektrentabilität (ROI) %	0.00	0.00	6.52	6.77	7.03	7.01	7.32	7.66	7.67
Umlaufvermögen	0	0	25'167	31'660	41'260	46'360	54'560	65'860	72'660
Verhältnis Anlage-/Umlaufvermögen			108	81	59	49	39	30	25.59
	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>
	<b>PROV.</b>	<b>PROV.</b>	<b>PROV.</b>	<b>PROV.</b>	<b>PROV.</b>	<b>PROV.</b>	<b>PROV.</b>	<b>PROV.</b>	<b>PROV.</b>
Eigenkapitalrendite %	12.79	13.92	13.99	15.11	16.24	16.31	16.29	16.29	15.22
Eigenmittelrendite %	9.76	10.26	10.01	10.49	10.90	10.64	10.39	10.21	9.44
Projektrentabilität (ROI) %	8.10	8.57	8.66	9.28	10.01	8.89	8.62	8.40	7.73
Umlaufvermögen	82'560	95'560	104'060	115'660	130'360	318'893	502'326	680'760	846'493
Anlage-/Umlaufvermögen	20.78	16.46	13.74	11.13	8.78	3.14	1.71	1.05	0.68
	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>21</b>					
	<b>PROV.</b>	<b>PROV.</b>	<b>PROV.</b>	<b>PROV.</b>					
Eigenkapitalrendite %	15.22	15.22	14.15	14.15					
Eigenmittelrendite %	9.33	9.23	8.55	8.51					
Projektrentabilität (ROI) %	7.60	7.48	6.89	6.82					
Umlaufvermögen	1'012'226	1'177'916	1'335'950	1'493'983					
Anlage-/Umlaufvermögen	0.42	0.24	0.11	0.00					



Interwind AG

WIRTSCHAFTLICHKEITSRECHNUNG

### Messtandort Niederurnen Steuern

#### 1.3 MW Turbine, 68 m Turm

	Gewinn	Eigenkapital	Gewinnsteuer 30.73%	Kapitalsteuer 0.2808%	Steuern Total	Steuern aufgrundet	Gemeinde Steuern	Kantonale Steuern	Bundes Steuern
Jahr 1	0	720'000	0	2'022	2'022	2'100	942	1'158	0
Jahr 2	50'500	743'633	15'519	2'088	17'607	17'700	6'016	7'391	4'293
Jahr 3	58'694	770'460	18'037	2'163	20'200	20'200	6'825	8'386	4'989
Jahr 4	66'800	800'394	20'528	2'248	22'775	22'800	7'683	9'439	5'678
Jahr 5	67'299	825'826	20'681	2'319	23'000	23'000	7'754	9'526	5'720
Jahr 6	75'400	854'360	23'170	2'399	25'569	25'600	8'611	10'580	6'409
Jahr 7	83'500	885'993	25'660	2'488	28'147	28'200	9'469	11'633	7'098
Jahr 8	84'000	913'126	25'813	2'564	28'377	28'400	9'540	11'720	7'140
Jahr 9	92'100	943'360	28'302	2'649	30'951	31'000	10'397	12'774	7'829
Jahr 10	100'200	976'693	30'791	2'743	33'534	33'600	11'255	13'828	8'517
Jahr 11	100'700	1'005'526	30'945	2'824	33'769	33'800	11'326	13'915	8'560
Jahr 12	108'800	1'037'460	33'434	2'913	36'347	36'400	12'184	14'968	9'248
Jahr 13	116'900	1'072'493	35'923	3'012	38'935	39'000	13'041	16'022	9'937
Jahr 14	117'400	1'103'026	36'077	3'097	39'174	39'200	13'112	16'109	9'979
Jahr 15	117'300	1'128'460	36'046	3'169	39'215	39'300	13'161	16'169	9'971
Jahr 16	117'300	1'148'893	36'046	3'226	39'272	39'300	13'161	16'169	9'971
Jahr 17	109'600	1'161'626	33'680	3'262	36'942	37'000	12'422	15'262	9'316
Jahr 18	109'600	1'174'360	33'680	3'298	36'978	37'000	12'422	15'262	9'316
Jahr 19	109'557	1'187'050	33'667	3'333	37'000	37'100	12'469	15'319	9'312
Jahr 20	101'900	1'192'083	31'314	3'347	34'661	34'700	11'684	14'355	8'662
Jahr 21	101'900	1'197'116	31'314	3'362	34'675	34'700	11'684	14'355	8'662
						640'100	215'159	264'338	160'603

Niederurnen\_Modell 3\_34Rp.xls - Steuern

Seite 15/15

29.08.2003