



Projekt LIDAR-Windmessung LKW

Windgutachten – Schlussbericht nach 12 Wochen Messung im Herbst 2011 und Resultate weiterer Windmessungen in Liechtenstein

Auftraggeber:
Liechtensteinische Kraftwerke
Im alten Riet 17
FL-9494 Schaan

Inhaltsverzeichnis

1 Zusammenfassung.....	3
1.1 Empfehlungen.....	4
2 Standorte für Windmessungen.....	5
2.1 Standortbeschreibung.....	5
2.1.1 Fläscher Riet.....	6
2.1.2 Alt Rüttena.....	7
2.1.3 Ans.....	8
2.2 Datenverfügbarkeit.....	8
3 Windmessungen mit LIDAR-Windmesser ZephIR.....	9
4 Eingangsdaten und Unsicherheit Ertragsschätzung.....	9
4.1 Kenndaten von Windkraftanlagen.....	10
4.2 Unsicherheit der Schätzung des langjährigen Nettostromertrags.....	10
4.3 Korrektur mit Referenzwindreihe der MeteoSchweiz.....	11
5 Resultate.....	13
5.1 Vergleich LIDAR zu Ultraschall-Anemometer im Fläscher Riet.....	13
5.2 Alt Rüttena.....	13
5.3 Ans.....	15
5.4 Überblick Windstationen Region Balzers.....	16
6 Standorteignung, Windertrag und Stromgestehungskosten	17
6.1 Windpotential.....	18
6.2 Stromgestehungskosten.....	19
7 Anhang.....	21
7.1 Fachbegriffe.....	21
7.2 Weitere Resultate.....	22
7.2.1 Alt Rüttena.....	22
7.2.2 Ans.....	24

1 Zusammenfassung

Seit dem Frühjahr 2008 wurden unter der Leitung der Solargenossenschaft Liechtenstein (SGL) drei verschiedene Turmwindmessungen im Neugüeter und Fläscher Riet in Balzers, und im Obera Hälos in Triesen durchgeführt. Weiter konnten über knapp 2 Wochen die Windverhältnisse auf Ans südöstlich von Balzers nahe der Landesgrenze auf Schweizer Gebiet mittels einer LIDAR-Windmessung erfasst werden, bevor der LIDAR-Einsatz aufgrund eines Defektes frühzeitig beendet werden musste. Die oben erwähnten Turmwindmessungen haben mit Ausnahme vom Obera Hälos Windnutzungspotentiale mit Stromgestehungskosten im Bereich zwischen 15 Rappen – 25 Rappen pro Kilowattstunde ergeben. Das Ziel der LIDAR-Windmessung der LKW war es, die Windenergiepotentiale im Raum Balzers noch genauer zu untersuchen, indem mit einem LIDAR die Windverhältnisse direkt auf der Arbeitshöhe einer Windkraftanlage gemessen wurden. Um die Messfehler des LIDAR im komplexen Gelände zu reduzieren, wurden die Messdaten des LIDAR zuerst mit den Messungen eines 3D-Ultraschallanemometers der ETH Zürich verglichen. Dieser Vergleich erlaubt es fortan, die LIDAR-Messdaten für die weiteren LIDAR-Standorte entsprechend zu korrigieren. Ebenfalls wurden weitere Windmessungen in Liechtenstein (u.a. von der Solargenossenschaft) bezüglich des Windpotentials und der mutmasslichen Stromgestehungskosten untersucht.

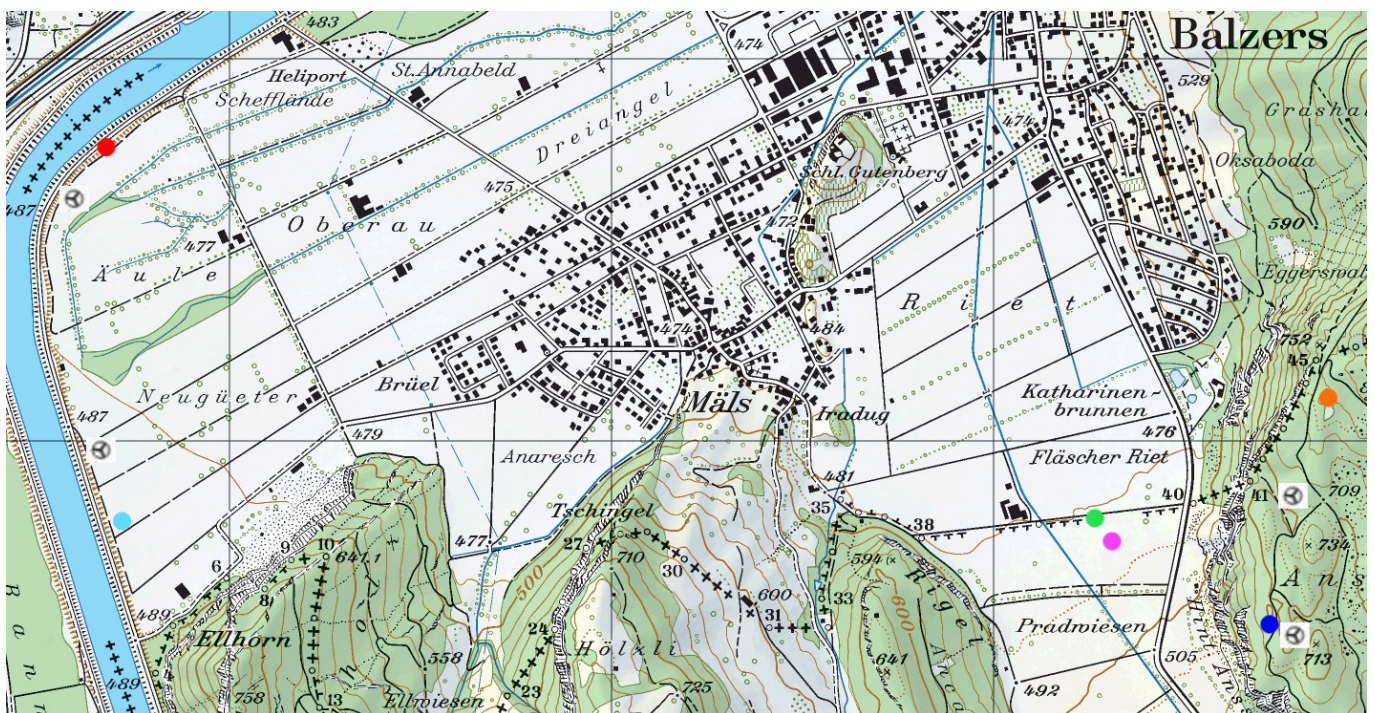


Abbildung 1: Standorte der LIDAR-Windmessung der LKW (rot (oben links): Alt Rüttana, grün: Fläscher Riet, dunkelblau: Ans) und der Windmessungen der Solargenossenschaft (hellblau (unten links): Messturm Neugüeter, orange: LIDAR Ans, magenta: Messturm Fläscher Riet) im Raum Balzers. Kreissymbole mit 3 Rotorblättern deuten potentielle WKA-Standorte auf Ans (unten rechts) und in Richtung Rheinknie (links) an.

Die Abbildung 1 zeigt eine Übersicht der verschiedenen Messstandorte in der Region Balzers und 4 potentielle Standorte für Windkraftanlagen (WKA). Aufgrund der beiden LIDAR-Messkampagnen weist der Standort Ans südöstlich von Balzers die besten Eigenschaften auf bezüglich Windpotential und Turbulenzintensität. Trotz der engen Platzverhältnisse sollte es möglich sein, 2 WKA mit 2 – 3 Megawatt (MW) Nennleistung auf Ans zu installieren. Unter dem Vorbehalt der Möglichkeit einer Regelung der



WKA während Föhn aus Richtung Südosten ist auch das Gebiet der Alt Rüttena am Rheinknie zu empfehlen. Problematisch ist, dass sich die Alt Rüttena in einem liechtensteinischen Landschaftsschutzgebiet befindet in der Nähe des Naturschutzgebietes Äulehäg. Weiter südlich in Richtung Neugüeter knapp ausserhalb des Landschaftsschutzgebietes dürfte es genügend Platz geben für eine zweite WKA mit 2 – 3 MW Nennleistung. WKA mit einer Nennleistung von je 2 MW könnten an den 4 vorgeschlagenen Standorten zusammen rund 12 Gigawattstunden (GWh) elektrische Energie pro Jahr gewinnen, was 3% des gesamten Landesstromverbrauchs entspräche (Stand 2010).

Für den ebenfalls untersuchten Standort Fläscher Riet südlich von Balzers besteht ein technischer Vorbehalt bezüglich der ausserordentlich starken Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe, welche vor allem durch die Bremswirkung der steilen Seitenwände des engen Tales verursacht wird. Weiter ist der Abstand zum nächsten Wohnhaus im Fläscher Riet sehr gering.

1.1 Empfehlungen

- **Ans:**
 - 1) Information der Bürgergenossenschaft Balzers (Grundeigentümerin)
 - 2) Abklärung der gesetzlichen Machbarkeit für Windkraftanlagen im Wald auf Schweizer Territorium: JA / NEIN, falls JA, weiter mit den Punkten ab 3)
 - 3) Information der Standortgemeinde Fläsch, dem Stromversorger Repower und dem Amt für Energie und Verkehr Kt. Graubünden
 - 4) Standortauswahl aufgrund Bauuntergrund und computergestützter Strömungssimulation (Süd- und Nordwind), Minimierung von gegenseitiger Beeinflussung durch die beiden WKA
 - 5) Abklärung der Anforderungen an 1-jährige Turmwindmessung ergänzt mit LIDAR-Messung am künftigen Standort der WKA mit Anlagenhersteller
- **Alt Rüttena / Neugüeter:**
 - 1) Information der Bürgergenossenschaft Balzers (Grundeigentümerin)
 - 2) Abklärung Abregelung der WKA mit Anlagenhersteller für bestimmte turbulente Strömungslagen aus einer bestimmten Windrichtung (Föhn aus Richtung Balzers)
 - 3) Abklärung der gesetzlichen Machbarkeit für Windkraftanlagen in Liechtenstein (Strategische Umweltprüfung): JA / NEIN, falls JA, weiter mit den Punkten ab 4)
 - 4) Standortauswahl aufgrund computergestützter Strömungssimulation (Süd- und Nordwind), Minimierung von gegenseitiger Beeinflussung durch die beiden WKA
 - 5) Abklärung der Anforderungen an zusätzliche Windmessungen mit Anlagenhersteller
- **Übrige Standorte in Liechtenstein:**
 - 1) Windpotential Unterland im Ruggeller Riet mit Turmwindmessung bis 50m abklären
 - 2) Windpotential Saminatal unterhalb Steg abklären mit Turmwindmessung bis 30m abklären
 - 3) Windpotential-Karte FL erstellen mit Hilfe von computergestützter Windsimulation und Windmessungen als Stützstellen

2 Standorte für Windmessungen

2.1 Standortbeschreibung

Die Abbildung 1 zeigt die Messstandorte der LIDAR-Windmessung der LKW und der Windmessungen der Solargenossenschaft Liechtenstein. Die 1. LIDAR-Windmessung im Fläscher Riet (hellgrün) dient dazu, die Genauigkeit des LIDAR im Vergleich mit der Turmmessung festzustellen. Die LIDAR-Messung der LKW auf Ans (dunkelblau) wurde etwas weiter in Richtung Talmitte verschoben gegenüber der ersten Messung im Juni 2010 (orange). Tabelle 1 fasst die Angaben an den einzelnen Standorten der LIDAR-Windmessung der LKW, für die übrigen Windmessungen und die Referenzstationen der MeteoSchweiz zusammen.

Standort	CH-Koordinaten	Höhe m ü.M.	Auswertungsperiode	Betreiber/Auftraggeber
Vaduz MeteoSchweiz	757718 / 221696	457	Jan. 2004 – Dez. 2011	MeteoSchweiz
Chur MeteoSchweiz	759460 / 193170	555	-	MeteoSchweiz
Buchs Rheinau	755765 / 224470	450	Sept. 2010 – Okt. 2010	EW / Gemeinde Buchs
Vaduz Gymnasium	756551 / 224781	470	Jan. 2004 – Dez. 2011	Liechtenstein. Gymnasium
Triesen Hälos	757720 / 217000	472	April 2009 – April 2010	SGL
Balzers Fläscher Riet	757246 / 213802	482	Mai 2010 – Okt. 2011	SGL
Balzers Neugüeter	754707 / 213783	476	April 2008 – März 2009	SGL (finanziert durch Land)
Fläscher Riet LKW	757246 / 213803	482	Sept. 2011 – Okt. 2011	LKW
Alt Rüttena LKW	754617 / 214728	484	Okt. 2011 – Nov. 2011	LKW
Ans LKW	757725 / 213515	697	Nov. 2011 – Dez. 2011	LKW

Tabelle 1: Angaben zu allen untersuchten Windstandorten. Weiter werden auch Angaben zur Referenzstation Chur gemacht, welche für Ans verwendet wurde.

Die Abbildung 2 zeigt von links nach rechts den LIDAR im Einsatz an den 3 LKW-Standorten in chronologischer Reihenfolge.



Abbildung 2: Einsatz des ZephIR-LIDAR für LKW-Projekt. Bild links: Fläscher Riet mit Turmwindmessung der Solargenossenschaft im Hintergrund und Blick in Richtung Luzisteig, Bild Mitte: Rheindamm in der Alt Rüttena mit Frau Koller, Installateurin der Firma Meteotest in Bern und Bruno Dürr (von links), Bild rechts: LIDAR rechts im Hintergrund und links im Vordergrund die mobile Stromversorgung mit Dieselgenerator und Solarmodulen. Bilder: Bruno Dürr.

Die nachfolgenden Unterkapitel beschreiben die Geländeeigenschaften der drei LKW-Messstandorte.

2.1.1 Fläscher Riet

Die Messung im Fläscher Riet befand sich 40 Meter vom Windmessturm entfernt (Abbildung 2). Die Stromversorgung wurde durch eine 230V-Leitung vom Turm zum LIDAR sichergestellt. Abbildung 3 zeigt die Landeskarte und die Spur des Geländeprofiles entlang der Hauptwindrichtung und senkrecht dazu. Das Fläscher Riet befindet sich einem nur rund 700 Meter breiten Talabschnitt zwischen Ans im Osten und dem Fläscherberg im Westen. Die Hauptwindrichtung liegt parallel zur Talachse von Nord-Nordwesten nach Süd-Südosten.

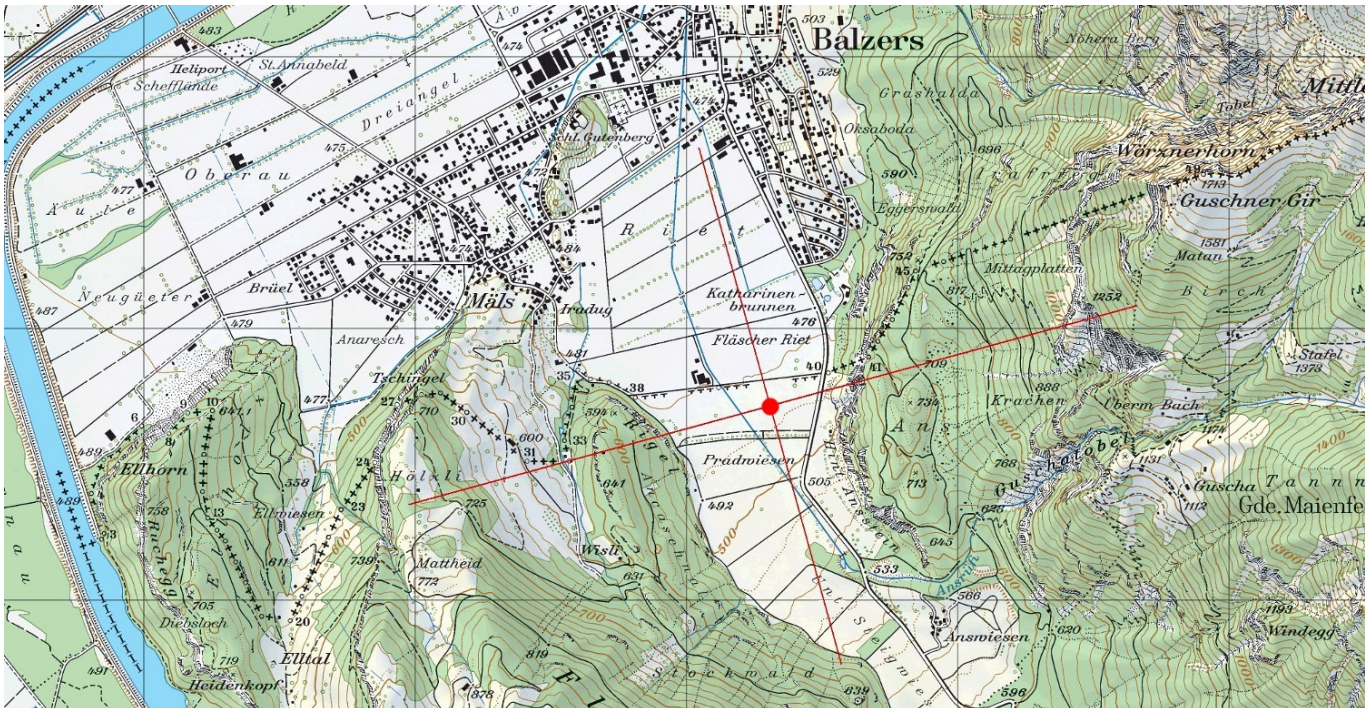


Abbildung 3: Standort der Turmwindmessung Fläscher Riet. Rote Linien zeigen den Verlauf der Geländeprofile in Abbildung 4. Die Hauptwindrichtung verläuft von Nord-Nordwest nach Süd-Südost (SwissMap, LKVIS 1.2.6).

Die Höhenprofile in Abbildung 4 zeigen, dass der Talboden von Norden her in Richtung Luzisteig sanft ansteigt (links) und dass die Talrand vor allem Richtung Osten sehr steil ist (rechts).

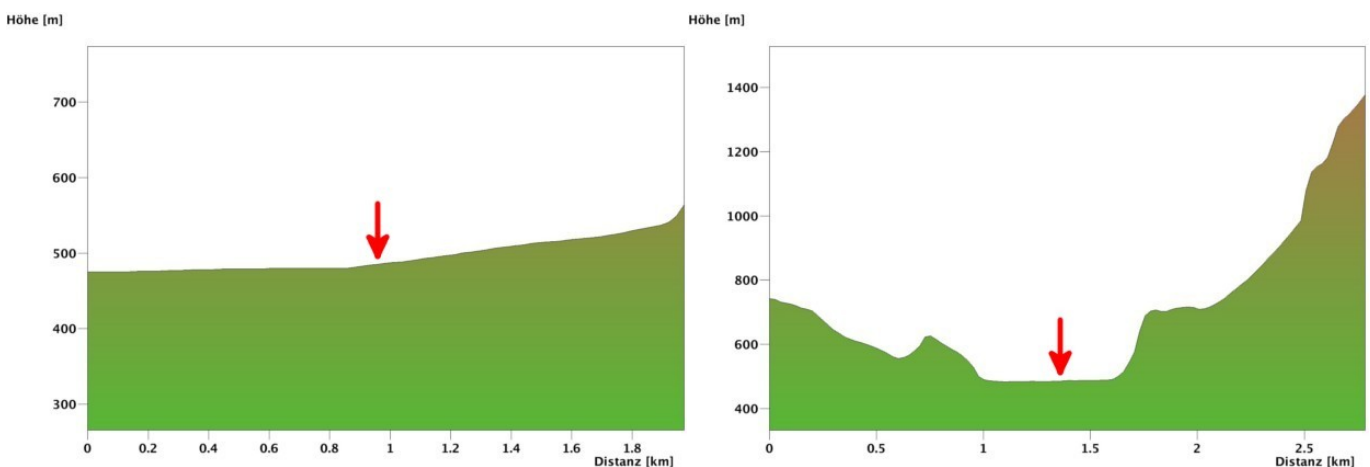


Abbildung 4: Links das Höhenprofil Nord-Süd und rechts von West nach Ost für Turmmessung Fläscher Riet. Roter Pfeil zeigt Lage des Messstandorts an (SwissMap, LKVIS 1.2.6).

2.1.2 Alt Rüttena

Die Abbildung 2 zeigt in der Mitte das LIDAR-Windmessgerät installiert auf dem Rheindamm mit Blick in Richtung Heliport Balzers im Hintergrund. Die mobile Stromversorgung auf einem Anhänger befand sich rechts ausserhalb des Bildes am Wegrand des Kiesweges. Die Alt Rüttena (Abbildung 5) befindet sich am Nordende des Engpasses zwischen dem Schollberg und Ellhorn im Rheinknie. In Richtung Balzers befinden sich hohe Windschutzstreifen. Gegen Norden und Südwesten ist der Standort offen. Die Hauptwindrichtung zieht sich entlang der Talachse von Nordosten nach Südwesten.

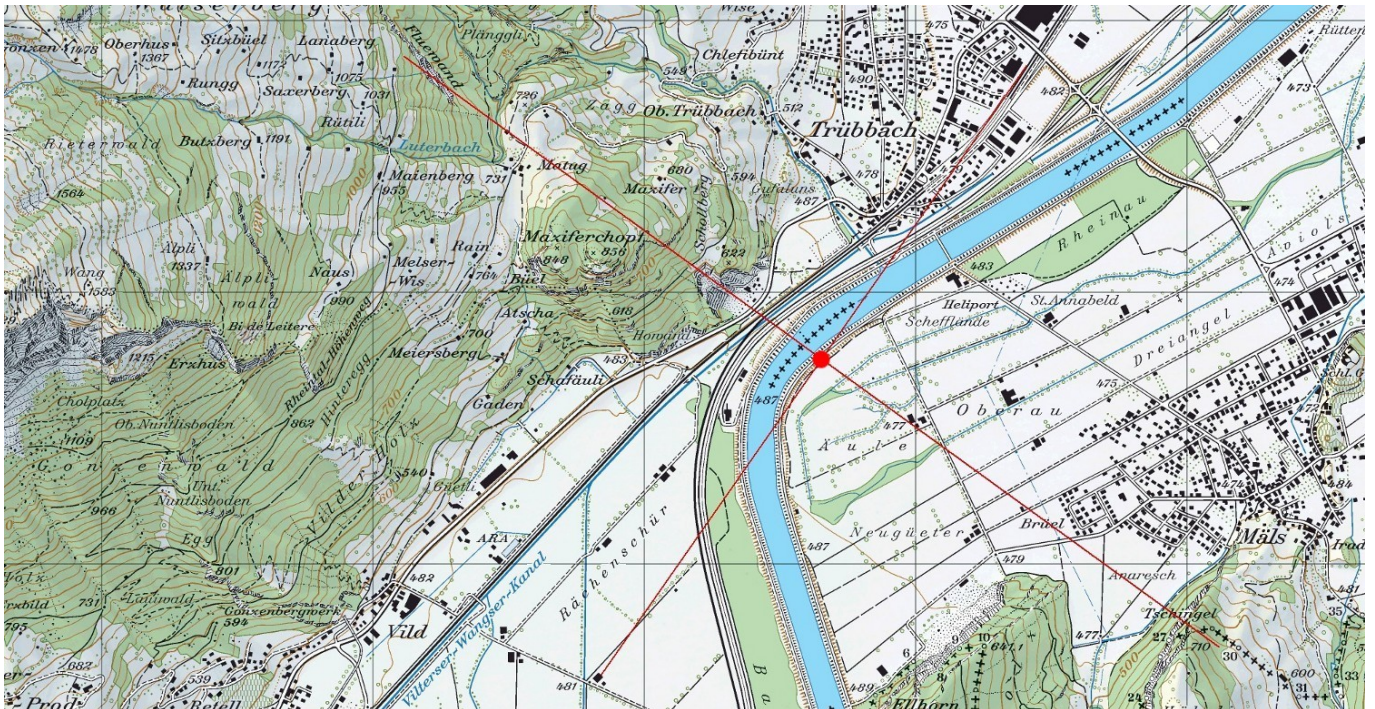


Abbildung 5: Standort der Windmessung Alt Rüttena. Rote Linien zeigen den Verlauf der Geländeprofile in Abbildung 6. Die Hauptwindrichtung verläuft ungefähr von Nordost nach Südwest (SwissMap, LKVIS 1.2.6).

Das Gelände steigt bereits nach kurzer Distanz in Richtung Nordwesten zum Schollberg hin steil an (Abbildung 6). Alle anderen Richtungen präsentieren sich über eine grössere Distanz mehr oder weniger flach.

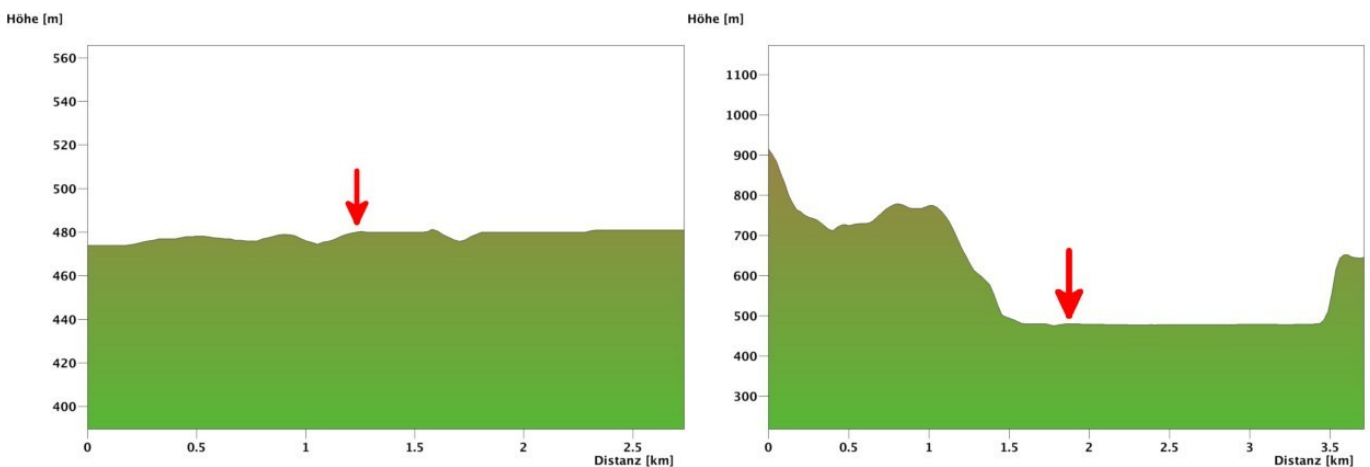


Abbildung 6: Links das Höhenprofil von Nordosten nach Südwesten und rechts von Nordwesten nach Südosten für Alt Rüttena. Roter Pfeil zeigt Lage von Messstandort an (SwissMap, LKVIS 1.2.6).

2.1.3 Ans

Da praktisch das ganze Gebiet von Ans bewaldet ist (Abbildung 7), kann mit dem LIDAR nur an sehr wenigen Stellen überhaupt gemessen werden. Es fand sich auf der Westseite von Ans eine Kiesschüttung mit genügend Abstand zu den umliegenden Bäumen (Abbildung 2, rechts). Die Hauptwindrichtung ist wie im Fläscher Riet parallel zur Talachse von Nord-Nordwest nach Süd-Südost.

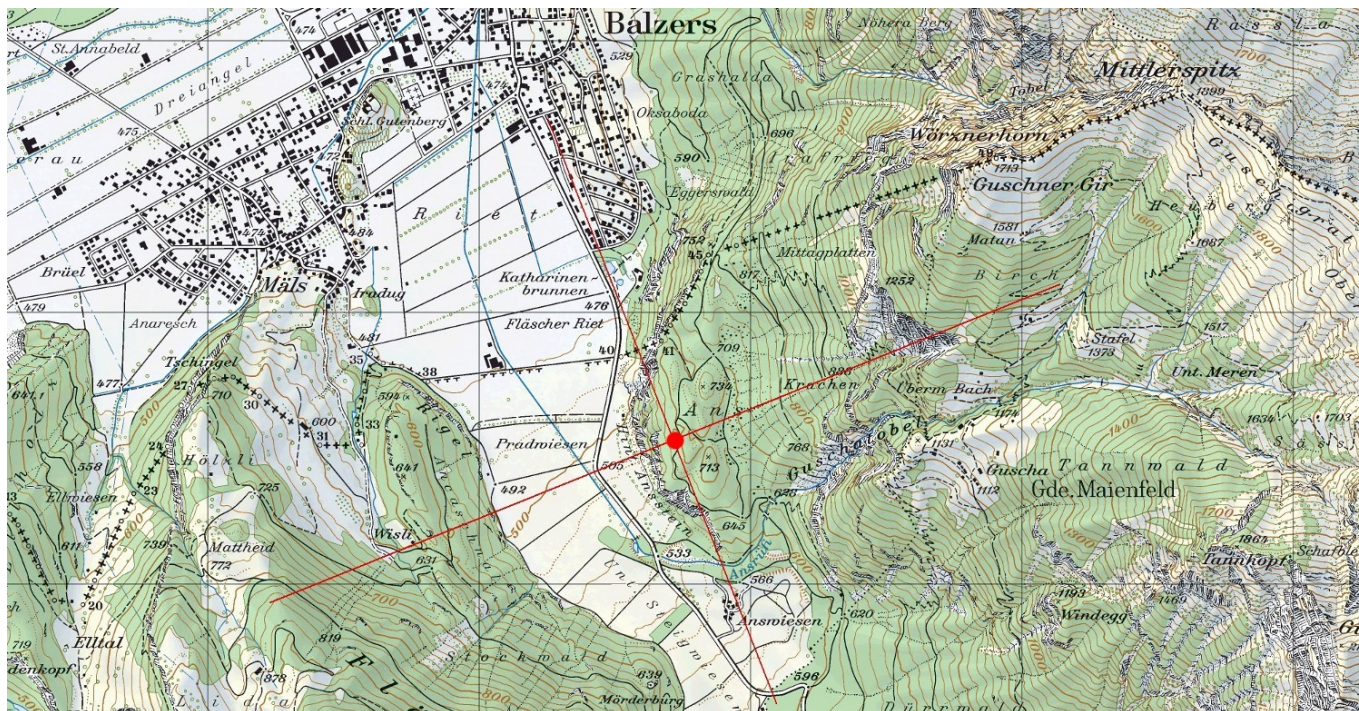


Abbildung 7: Standort der Windmessung auf Ans. Rote Linien zeigen den Verlauf der Geländeprofile in Abbildung 8 (SwissMap, LKVIS 1.2.6).

Die Höhenprofile in Abbildung 8 deuten an, dass Ans die Umgebung recht deutlich überragt, vor allem in Nord-Süd Richtung (links) und weniger deutlich auch in West-Ost Richtung (rechts). Dies sind gute

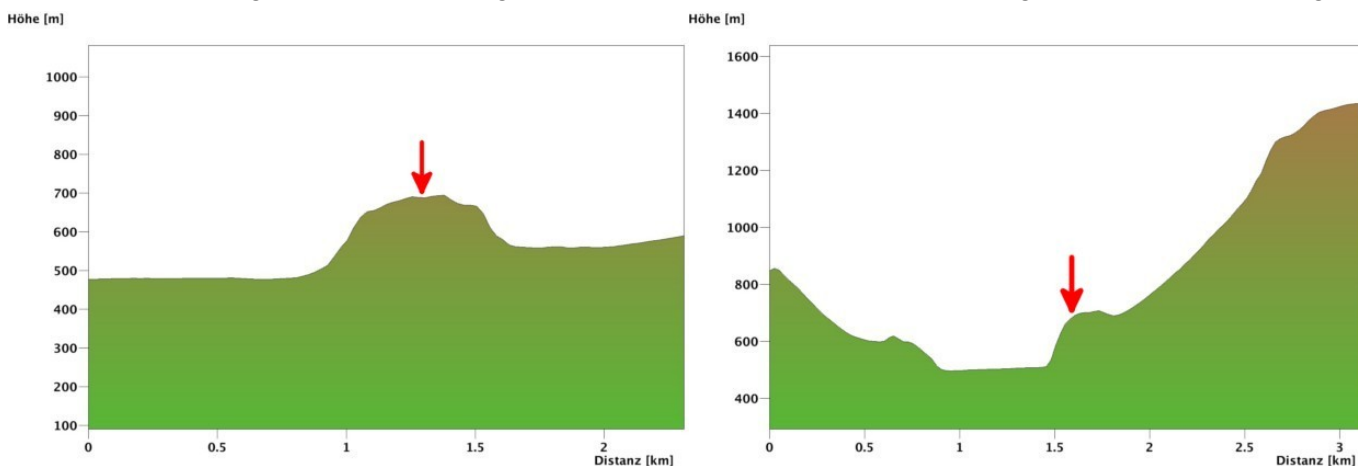


Abbildung 8: Links das Höhenprofil von Nord-Nordwest nach Süd-Südost und rechts von West-Südwest nach Ost-Nordost für Ans. Roter Pfeil zeigt Lage des Messstandorts an (SwissMap, LKVIS 1.2.6).

Voraussetzungen, damit die Strömung nicht durch höher liegende Gebiete gebremst und verwirbelt wird.

2.2 Datenverfügbarkeit

Aufgrund eines Marderverbisses fiel die LIDAR-Messung im Fläscher Riet vom 18.9 06:50 MEZ – 19.9



23:40 MEZ aus. Und aufgrund einer unbekannten Panne beim Dieselgenerator, der nicht mehr automatisch ansprang, fiel die Stromversorgung auf Ans vom 19.11 09:20 bis am 21.11 13:30 MEZ aus. Die fehlenden Datenperioden werden jedoch beim Vergleich mit der Referenz-Windreihe berücksichtigt. Aufgrund der schneefreien Verhältnisse bis zum Schluss der Messperiode am 5. Dezember traten keine weiteren Datenprobleme mehr auf.

3 Windmessungen mit LIDAR-Windmesser ZephIR

Der LIDAR-Windmesser ZephIR der Firma QinetiQ aus England konnte ohne spezielle Bewilligung eingesetzt werden. Dies im Gegensatz zu konventionellen Turmwindmessungen, welche durch das Bundesamt für Zivilluftfahrt (BAZL) bewilligt werden müssen. Der ZephIR kann von 10m bis 200m über Grund die Windstärke und die Windrichtung auf 5 verschiedenen Höhen bestimmen. Daneben werden auch alle weiteren benötigten meteorologischen Parameter wie Temperatur, Luftfeuchte und Luftdruck an Ort gemessen. Voraussetzung für die Messung ist ein 230V-Stromanschluss, und eine SIM-Karte, um die Messdaten via GSM abrufen zu können. Die provisorische Stromversorgung wurde durch einen Anhänger der Fa. Meteotest mit einem selbst startenden Dieselgenerator und Solarmodulen auf dem Dach gewährleistet. Als Resultat der Messungen stehen 3-sekündliche Daten und Zehnminutenmittel für die Analyse des Windpotentials zur Verfügung.

Ein grosser Vorteil des ZephIR gegenüber einer konventionellen Turmwindmessung besteht darin, dass das Messinstrument problemlos innerhalb 1 Tages an einen anderen Standort gebracht werden kann.

Nachteile des ZephIR sind, dass die „continuous wave lidar“-Technik die Windgeschwindigkeit unterhalb von 4 m/s systematisch überschätzt, und praktisch keine Werte kleiner als 1 m/s liefert. Somit wird auch die Häufigkeit der Windklassen 0 – 1 m/s und 1 – 2 m/s an den Standorten falsch wiedergegeben. Deshalb wurde eine einfache lineare Korrekturfunktion verwendet, um die ursprüngliche Geschwindigkeit v' unterhalb von 2 m/s in Richtung Null zu reduzieren: $v = v' - (2 - v')/2 * v'$ (für $v' < 2$ m/s). Auf die Schätzung des Windenergieertrags hat diese Korrekturfunktion jedoch keinen Einfluss, da eine WKA erst ab ca. 2.5 m/s zu produzieren beginnt. Auch bei der Messung der Windrichtung treten mit dem ZephIR Probleme auf: bei turbulenten oder windschwachen Verhältnissen wird die Richtung teilweise um 180° verkehrt berechnet. Die fehlerhaften Windrichtungswerte wurden mit Hilfe der Messdaten einer Nachbarstation korrigiert. Die Turmmessung Fläscher Riet wurde für die LIDAR-Messung Fläscher Riet und Alt Rüttena verwendet, die Windmessung MeteoSchweiz Chur für den LIDAR auf Ans.

4 Eingangsdaten und Unsicherheit Ertragsschätzung

Für das vorliegende Gutachten wurden folgende Datenquellen benutzt:

1. 3-Sekundenwerte vom ZephIR LIDAR gemittelt zu 10-Minutenmittelwerten der Windgeschwindigkeit v und der Windrichtung; 10-Minutenmittelwerte der Temperatur, Feuchte und Luftdruck
2. 10-Minutenmittelwerte der Turmwindmessung Fläscher Riet der Solargenossenschaft und der ETH Zürich für den September 2011
3. Langjährige Reihe der 10-Minutenmittelwerte der Windstärke der MeteoSchweiz-Station Vaduz von Januar 1982 – Dezember 2011 für alle Standorte ausgenommen Ans: hier wurden die entsprechenden Daten der MeteoSchweiz-Station Chur verwendet

4. Windmessungen des Liechtensteinischen Gymnasiums (<http://meteovaduz.schulen.li/meteo/>).

4.1 Kenndaten von Windkraftanlagen

Für die Berechnung des langjährigen Nettostromertrags wurden die Leistungskennlinien von 11 verschiedenen Windkraftanlagen (WKA) verwendet, welche eine Nennleistung zwischen 600 kW bis maximal 3000 kW aufweisen (siehe Tabelle 2). Die meisten dieser Anlagen zeichnen sich dadurch aus, dass sie kein Getriebe benötigen, und daher wartungs- und geräuscharm sind. Ausnahmen sind die Anlagen von Fuhrländer, Gamesa und Powerwind. Die Auswahl eines geeigneten WKA-Typs aufgrund der Wind- und Turbulenzverhältnisse am Standort wird durch den Hersteller vorgenommen. Je höher die Flächenspezifische Leistung P_F ist, desto robuster ist die WKA gegenüber sehr grossen Windstärken und Windböen. Auf der anderen Seite sinkt entsprechend die Auslastung der WKA und die Anzahl der Volllaststunden pro Jahr.

Windkraftanlage (WKA)	Nennleistung Kilowatt (kW)	Blattlänge Meter (m)	Flächenspezifische Leistung P_F (W/m ²)	Nabenhöhe der WKA (m)
Fuhrländer FL 600	600	25	305	60
Gamesa G58	850	29	322	60
Powerwind 56	900	27	390	60
Enercon E-48	810	24	448	60
Leitwind LTW 70	1700	35	442	60
Vensys 70	1500	35	386	60
Enercon E-82 E2	2050	41	388	85 / 108 / 138
Enercon E-82 E2	2350	41	445	85 / 108 / 138
Enercon E-70	2310	35	584	85 / 108
Enercon E-82 E3	3020	41	572	85 / 108 / 138
Enercon E-101	3050	51	381	138

Tabelle 2: Übersicht Windkraftanlagen für Jahresertrags- und Volllaststundenvergleich.

4.2 Unsicherheit der Schätzung des langjährigen Nettostromertrags

Die vorliegende Auswertung berücksichtigt die folgenden 6 Fehlerquellen, welche einen Einfluss auf die Berechnung des Jahresertrags haben:

1. Systematische Abweichungen der gemessenen Windgeschwindigkeit von den realen langjährigen Windverhältnissen am Standort: jeder Windmesser kann einen gewissen permanenten Messfehler aufweisen, d.h. der Windmesser kann aufgrund einer schlechten Justierung, eines Defektes oder aufgrund von vereinfachenden physikalischen Annahmen bei der Windberechnung (LIDAR) permanent zu tief oder zu hoch messen. Ein solcher Messfehler wirkt sich deutlich auf die Berechnung der Bruttowindleistung aus, da die Windenergie mit der 3. Potenz der Windgeschwindigkeit ansteigt: eine Verdopplung der Windgeschwindigkeit bedeutet 8 Mal mehr Windenergie! Für die LIDAR-Messung wird eine Unsicherheit von $\pm 2\%$ angenommen.
2. Abweichung der realen von der angenommenen Messhöhe. Unsicherheit: ± 1 Meter.



3. Systematische Abweichung der geschätzten mittleren Rauigkeit des Geländes in der Umgebung des Standortes: für die Berechnung der Windleistung auf der Höhe der Nabe der WKA muss abgeschätzt werden, wie stark die umliegenden Gebäude und Bäume den Wind abbremsen (http://de.wikipedia.org/wiki/Logarithmisches_Windprofil). Unsicherheit: $\pm 5\%$.
4. Systematische Abweichung der realen Leistungskennlinie einer WKA von den Herstellerangaben. Unsicherheit: $\pm 2.5\%$.
5. Systematische Differenz des langjährigen relativen Jahresganges der Windleistung am Standort zur Referenzstation der MeteoSchweiz: der relative Jahresgang gibt an, wie viel prozentual jeder einzelne Monat zur Gesamtjahressumme des Nettostromertrages beiträgt. Je nach der Topographie des Standortes und des regionalen Windklimas kann der Jahresgang am Standort vom Jahresgang an der Referenzstation der MeteoSchweiz deutlich abweichen. Unsicherheit: $\pm 3\%$ für alle Standorte ausgenommen Ans, wo $\pm 4\%$ verwendet wurden.
6. Bruchstellen in der langjährigen Referenz-Windreihe der MeteoSchweiz aufgrund von Instrumenten- oder Standortwechseln. Unsicherheit: $\pm 3\%$.

Auf das ganze Jahr gerechnet addieren sich die Unsicherheitsfaktoren 1. - 6. zu einem **Unsicherheitsbereich**, der in den Abbildungen durch eine sogenannte **Untergrenze** und **Obergrenze** markiert ist:

Die Untergrenze markiert den schlechtesten anzunehmenden Fall: der Windmesser hat eine konstant zu hohe Windgeschwindigkeit gemessen, die reale Messhöhe ist höher als angenommen, die Umgebung bremst den Wind weniger stark als erwartet, die Herstellerangaben für die WKA sind zu optimistisch, die Monate der Windmessperiode haben einen höheren Anteil an der Jahressumme im Vergleich zur Referenzstation und die Referenzstation hat zu hohe Windgeschwindigkeiten gemessen.

Die Obergrenze markiert den besten anzunehmenden Fall: der Windmesser hat permanent eine zu tiefe Windgeschwindigkeit gemessen, die reale Messhöhe ist tiefer als angenommen, die Umgebung bremst den Wind stärker ab als erwartet, die Herstellerangaben für die WKA sind zu pessimistisch, die Monate der Windmessperiode haben einen geringeren Anteil an der Jahressumme im Vergleich zur Referenzstation und die Referenz-Windreihe hat zu tiefe Windgeschwindigkeiten gemessen.

Die Untergrenze und Obergrenze markieren also die Schranken, innerhalb welcher der **Erwartungswert** liegen kann. Der **Erwartungswert** entspricht dem mittleren jährlichen Nettostromertrag (inklusive aller Anlagenverluste), der für einen bestimmten Standort im Mittel über einen langjährigen Zeitraum erwartet werden kann. Je kürzer die Messperiode, desto grösser in der Regel die Differenz zwischen der Unter- und Obergrenze, und desto unsicherer die Position des Erwartungswerts.

4.3 Korrektur mit Referenzwindreihe der MeteoSchweiz

Für die Berechnung des langjährigen Nettostromertrages werden meteorologische Windmessungen möglichst nahe am Standort der Windkraftanlage (WKA) und möglichst auf der Höhe der Nabe der WKA über Grund benötigt. In der Regel wird empfohlen, dass am geplanten Standort die Windenergie über mindestens 1 Jahr gemessen wird. Die Länge der Messperiode kann jedoch dadurch verkürzt werden, indem der Winddatensatz mit Hilfe einer langjährigen Messreihe einer MeteoSchweiz-Station Monat für Monat abgeglichen wird. Mit Hilfe der langjährigen Windreihe kann festgestellt werden, ob ein bestimmter Monat besonders windarm oder windstark war. Dies gilt jedoch nur unter der Voraussetzung, dass sich der Wind am Messstandort und an der Referenzstation ähnlich verhält. Um dies festzustellen,



werden für jeden Monat alle Tagesmittel der Anlagenleistung einer bestimmten WKA auf einer bestimmten Nabenhöhe am Messstandort und an der Referenzstation miteinander verglichen, indem der Korrelationskoeffizient c der Tagesmittel an den beiden Standorten bestimmt wird. c kann alle Werte zwischen 1 und -1 annehmen. Wenn der Wert gleich 1 ist, dann verhält sich die Anlagenleistung am Messstandort exakt gleich wie an der Referenzstation. Der Koeffizient c wird dazu benutzt, den monatlichen Korrekturfaktor r_m zu gewichten, um die aus den Messdaten am Messstandort geschätzte mittlere monatliche Anlagenleistung AL'' klimatologisch mit Hilfe der langjährigen Referenzmessstation

zu korrigieren: $AL' = \frac{AL''}{(c \cdot (r_m - 1)) + 1}$. Der monatliche Korrekturfaktor r_m ist das Verhältnis der aus den

Messdaten an der Referenzstation geschätzten Anlagenleistung für einen bestimmten Monat zum langjährigen Mittelwert der Anlagenleistung für diesen Monat an der Referenzstation für die vorgegebene WKA und Nabenhöhe. Die monatliche Korrektur auf der Basis der mittleren Anlagenleistung ist darum vorteilhaft, weil diese im Gegensatz zur Bruttowindleistung viel weniger anfällig ist auf das unterschiedlich starke Auftreten des Föhns an der Mess- und Referenzstation. Um aus den Monatserträgen der Messperiode auf den jährlichen Nettostromertrag schliessen zu können, muss bekannt sein, wie viel prozentual jeder Monat im langjährigen Mittel zum Jahrestotal beiträgt. Dies wird als relativer Jahresgang der mittleren Anlagenleistung bezeichnet. Da diese Information aufgrund der meist kurzen Messperiode fehlt, wird grossteils auf den langjährigen Jahresgang an der Referenzstation zurückgegriffen, um den jährlichen Korrekturfaktor r_j zu bestimmen. Zusammen mit der mittleren Anlagenleistung $\overline{AL'}$ über alle Monate der Messperiode ergibt sich die mittlere jährliche Anlagenleistung AL mit: $AL = r_j \cdot \overline{AL'}$. Die Tabelle 3 zeigt die monatlichen Korrelationskoeffizienten c und Korrekturfaktoren r_m , und den jährlichen Korrekturfaktor r_j bezüglich der Referenzstation Vaduz für die LKW-Messung Alt Rüttena, und bezüglich der Referenzstation Chur für die LKW-Messung Ans.

	Alt Rüttena		Ans
Monat	Oktober	November	November
Korrelationskoeffizient c	0.6583	0.5714	0.4526
Korrekturfaktor r_m	1.3434	0.7125	1.2726
Korrekturfaktor r_j	1.0981		1.0915

Tabelle 3: Monatlicher Korrelationskoeffizient c und Korrekturfaktor r_m für die klimatologische Korrektur der Anlagenleistung für eine Enercon E-82 E2 mit 2 MW Nennleistung und 108m Nabenhöhe im Vergleich zur Referenzstation Vaduz der MeteoSchweiz (für Ans wurde Chur anstelle Vaduz verwendet). Die durchschnittliche korrigierte Anlagenleistung mit dem Korrekturfaktor r_j auf die mittlere jährliche Anlagenleistung gebracht.

Auffallend sind die stark unterschiedlichen Korrekturfaktoren für den November. Die ersten 8 Tage in der Alt Rüttena waren sehr föhnreich, deshalb musste der Mittelwert der Anlagenleistung über diese 8 Tage deutlich nach unten korrigiert werden. Die restliche Zeit ab dem 8. November bis Monatsende war ungewöhnlich windschwach ohne Föhn, deshalb musste für Ans die Anlagenleistung entsprechend mit dem Korrekturfaktor r_m nach oben korrigiert werden. Insgesamt sind der Oktober und der November Monate, die im langjährigen Vergleich unterdurchschnittlich viel zum gesamten Jahresertrag beitragen. Deshalb muss die Anlagenleistung mit dem Faktor r_j um rund 9% nach oben korrigiert werden, um das Jahresmittel zu erhalten.

5 Resultate

5.1 Vergleich LIDAR zu Ultraschall-Anemometer im Fläscher Riet

Der erste Standort der LIDAR-Messung im Fläscher Riet diente vor allem dazu, um die Messung der Windgeschwindigkeit und der Turbulenzintensität vom LIDAR mit den Messungen des präzisen 3D-Ultraschall-Anemometers SONIC der ETH Zürich auf 50 Meter über Grund zu vergleichen.

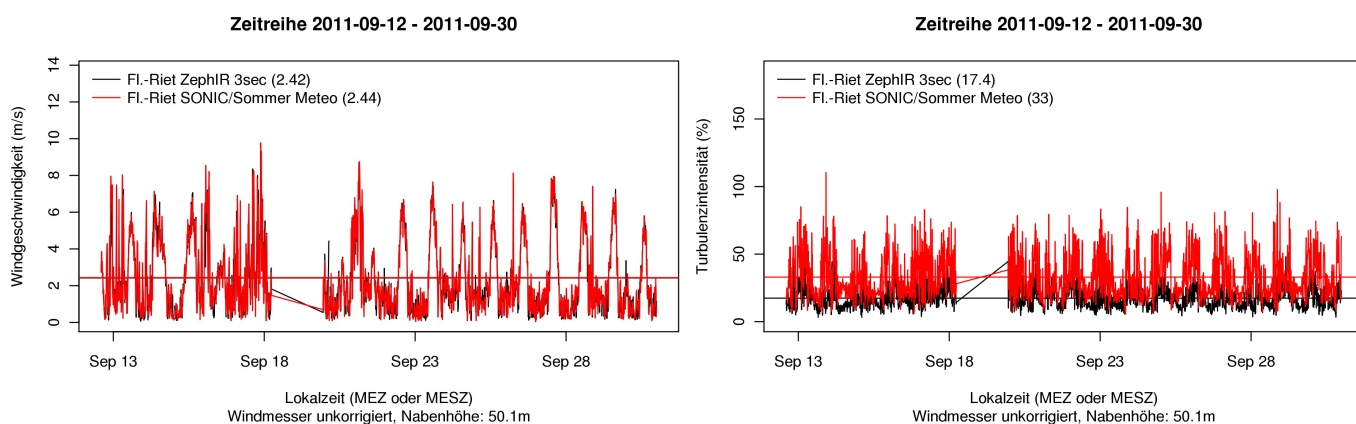
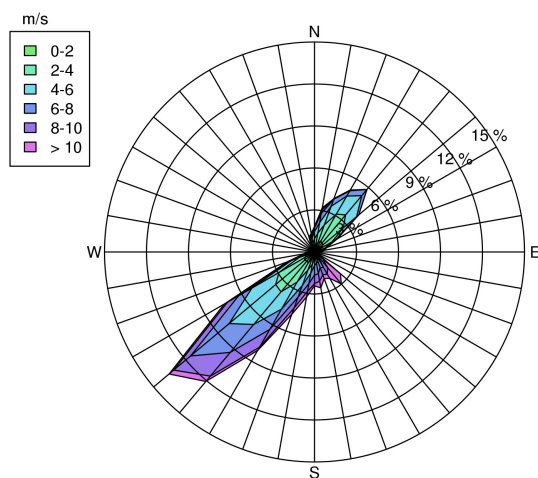


Abbildung 9: Vergleich LIDAR (schwarz) und SONIC-Anemometer (rot) im Fläscher Riet auf 50m über Grund (Mittelwerte in Klammern). Links: Vergleich Windgeschwindigkeit. Rechts: Vergleich der Turbulenzintensität.

Abbildung 9 zeigt links den Vergleich der 10-Minutenmittelwerte der Windgeschwindigkeit, und rechts der Turbulenzintensität. Die Windgeschwindigkeitsmessung des LIDAR stimmt sehr gut mit den Werten am Turm überein, und es ist keine Korrektur der LIDAR-Geschwindigkeitsmessung notwendig. Im Gegensatz dazu unterschätzt das LIDAR die Turbulenzintensität sehr deutlich. Dies ist hauptsächlich dadurch bedingt, dass die Continuous Wave Technik des ZephIR ein recht grosses Luftvolumen ausmittelt, und viele kleinere Schwankungen der Windgeschwindigkeit durch die Messmethode bedingt verloren gehen. Es wurde ein Korrekturfaktor aus allen Messwerten bestimmt, wo die

Windrose (Mittel: 5.33 m/s) Alt Rüttena ZephIR 3sec 482m ü.M.

Windgeschwindigkeit grösser gleich 6 m/s war, damit die Turbulenzintensität TI vor allem für hohe Windgeschwindigkeiten genauer bestimmt werden kann: $TI = TI' / 0.62$.



10.2011-11.2011, Messung Windrichtung: 90m Sunergy GmbH, 12.03.12

Abbildung 10: Prozentuale Häufigkeit, woher der Wind mit welcher Windstärke in der Alt Rüttena bläst auf 90m und Mittelwert der Windgeschwindigkeit während der Messperiode.

5.2 Alt Rüttena

In der Alt Rüttena treten am häufigsten Winde aus südwestlicher und nordöstlicher Richtung auf (Abbildung 10). Jedoch fällt auf, dass manchmal sehr starker Wind aus Richtung Südosten bläst. Dies ist eine turbulente Föhnströmung von Balzers her, welche über die Alt Rüttena weiter in Richtung Gonzen weht. Dies ist ein unerwartetes und auch unerwünschtes Phänomen im Nachlaufbereich des Fläscherbergs. Die Abbildung 11 zeigt die relative Häufigkeit und die mittlere Turbulenzintensität für die verschiedenen Windgeschwindigkeiten in 1 m/s Schritten und die entsprechen-

enden Weibull-Parameter A und k. Im oberen Bild sind alle Messdaten inklusive Föhn aus Südosten enthalten, und unten wurde der Föhn aus Südosten weggelassen. Die Verteilung der verschiedenen Windgeschwindigkeiten ist sehr regelmässig trotz der kurzen Messperiode, und kann durch die Weibull-Kurve gut angenähert werden. Die Mittelwerte für die Turbulenzintensität sind jedoch oben aufgrund des böigen Föhns aus Südosten deutlich zu hoch. Nun stellt sich die Frage, wie viele Stunden Föhn aus Richtung Südosten in der Alt Rüttena pro Jahr zu erwarten sind. Aufgrund der 1-jährigen Messung im Neugüeter wird geschätzt, dass mit rund 350 Stunden Föhn pro Jahr zu rechnen ist. Die Messung Alt Rüttena zeigte, dass während rund der Hälfte dieser Zeit der Föhn aus Südosten blies, und rund zur Hälfte aus Richtung Süden. Also muss mit etwa 175 Stunden oder 2% des ganzen Jahres gerechnet werden, wo die WKA aufgrund der Föhnturbulenzen aus Richtung Südosten speziell abgeregelt werden müsste, und somit im schlimmsten Fall kein Windertrag erzielt werden könnte. Diese Anzahl Stunden kann von Jahr zu Jahr im Extremfall um den Faktor 2 schwanken, also zwischen minimal 90 Stunden und maximal 350 Stunden, oder 1% - 4% pro Jahr. Deshalb werden für die Alt Rüttena weitere 4% für die Jahresverfügbarkeit abgezogen, also insgesamt 10% Anlagenverluste.

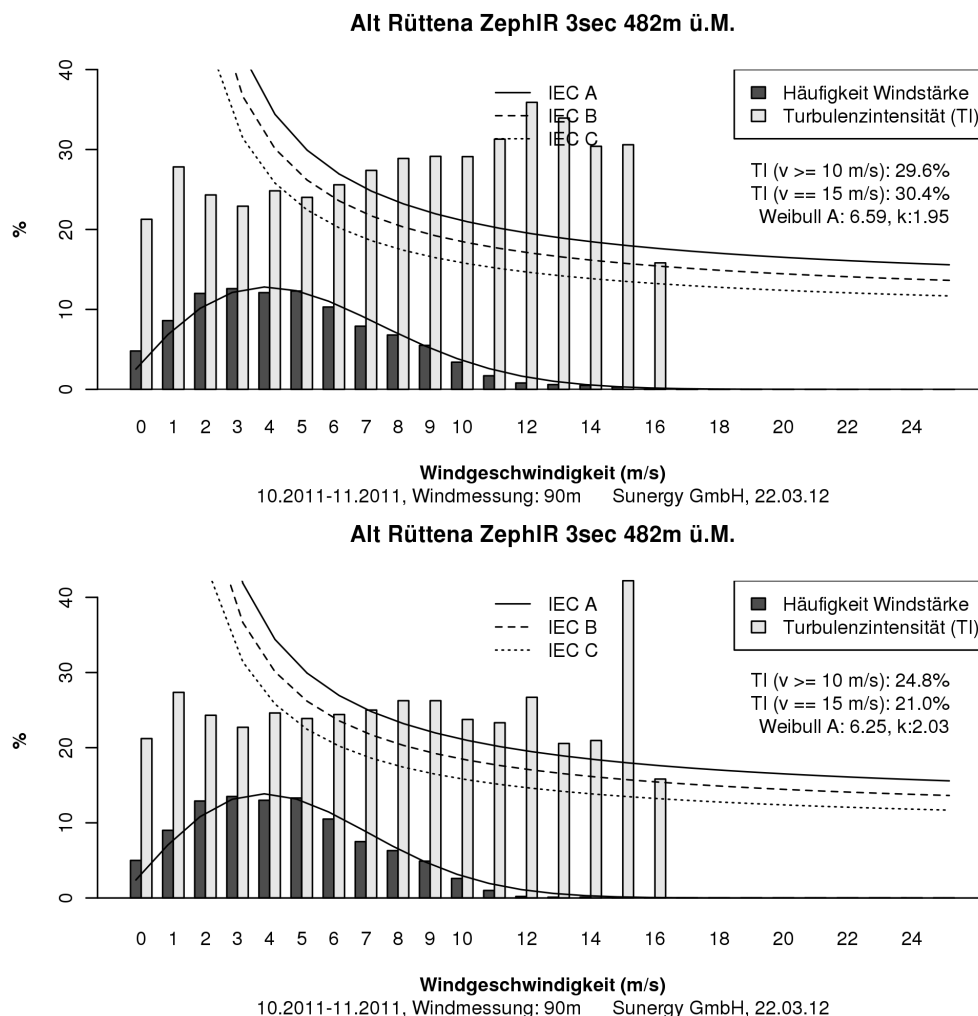


Abbildung 11: Prozentuale Häufigkeit verschiedener Windgeschwindigkeiten mit anliegender Kurve der Weibullverteilung und mittlere Turbulenzintensität (%) pro Windklasse mit Angabe der Normwerte nach IEC64000-1 auf 90m über Grund für den Standort Alt Rüttena. Im unteren Bild wurden die Föhnfälle aus Richtung Südosten weggelassen. Die Turbulenzintensität nimmt dadurch bereits deutlich ab.

Die Abbildung 12 zeigt links den jährlichen Stromertrag inklusive 6% Verluste und rechts die Anzahl Volllaststunden pro Jahr für 4 verschiedene WKA. Der Ertrag der E-82 E2 mit 2000 kW Nennleistung

liegt bei rund 3.1 GWh. Auch die Anzahl Volllaststunden ist mit über 1500 Stunden ein guter Wert. Zum Vergleich: der Durchschnittswert für die über 21'000 WKA's in Deutschland betrug für das Jahr 2009 rund 1500 Stunden, und für das Jahr 2010 sogar nur rund 1370 Stunden!

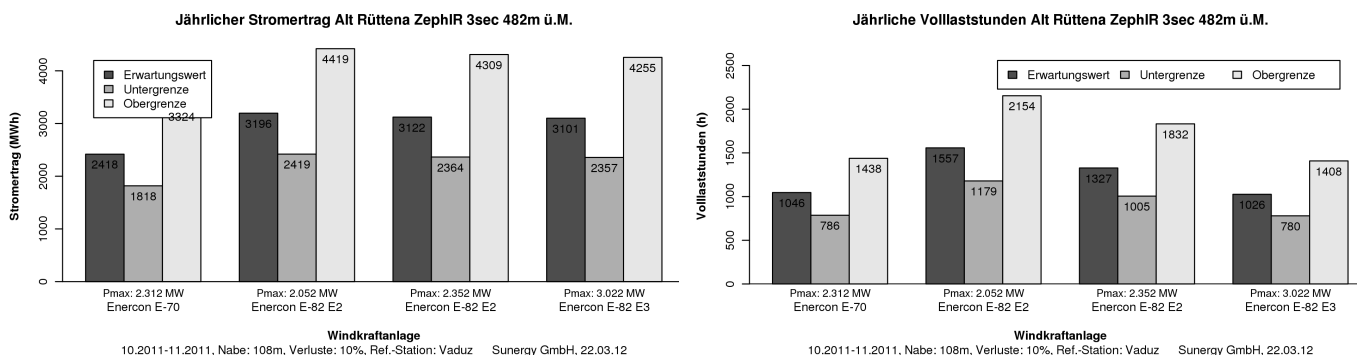
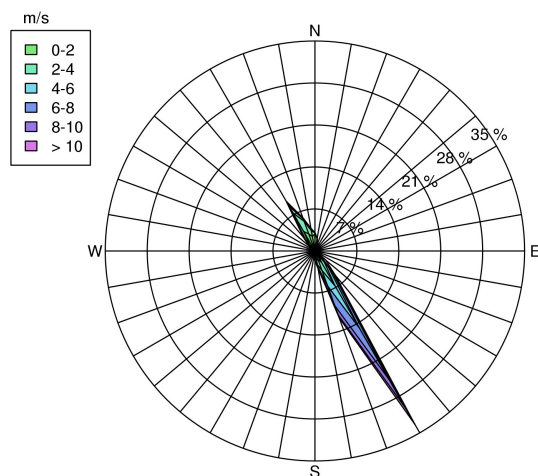


Abbildung 12: Nettostromertrag und Volllaststunden in der Alt Rüttena für WKA mit 108m Nabenhöhe. Die meisten Volllaststunden mit über 1500 Stunden erreicht die Enercon E-82 E2 mit 2000 kW Nennleistung.

5.3 Ans

Auf Ans treten im Gegensatz zu Alt Rüttena die Winde überwiegend aus südöstlicher Richtung auf und deutlich weniger häufig aus nordwestlicher Richtung (Abbildung 13). Die Windrichtung variiert dabei

Windrose (Mittel: 4.14 m/s) Ans ZephIR 3sec 695m ü.M.



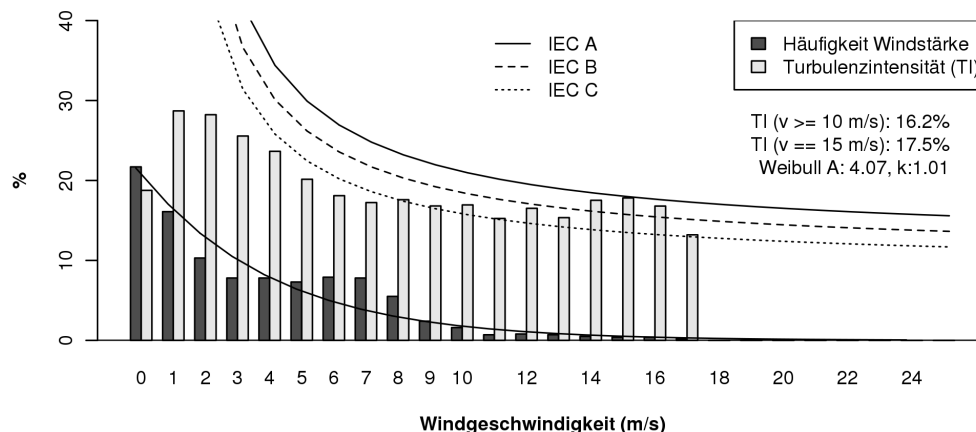
11.2011-11.2011, Messung Windrichtung: 90m Sunergy GmbH, 21.03.12

Abbildung 13: Prozentuale Häufigkeit, woher der Wind mit welcher Windstärke auf Ans bläst auf 90m über Grund und Mittelwert der Windgeschwindigkeit während Messperiode.

notwendig, um eine definitive Antwort zu erhalten. Die Resultate einer Windsimulationsstudie am NTB Buchs (<http://www.ntb.ch/ies/projekte/windkraft.html>) haben für Ans ebenfalls sehr tiefe Turbulenzwerte für eine starke Südföhnsituation gezeigt.

extrem wenig, sodass in der Windrose die beiden Hauptwindrichtungen durch zwei sehr enge Bereiche eingegrenzt sind. Es ist ein grosser Vorteil für Windkraftanlagen, wenn der Wind über längere Zeit konstant aus einer bestimmten Richtung weht. Abbildung 14 zeigt die relative Häufigkeit und die mittlere Turbulenzintensität für die verschiedenen Windgeschwindigkeiten in 1 m/s Schritten und die entsprechenden Weibull-Parameter A und k. Die Verteilung der verschiedenen Windgeschwindigkeiten wird durch die Weibull-Kurve nur schlecht beschrieben, da drei Hauptgruppen zu erkennen sind: links die Windflauten zwischen 0 und 3 m/s, in der Mitte der Bergwind zwischen 3 und 8 m/s, und ganz rechts die seltenen, aber starken Föhnwinde ab ca. 9 m/s. Die Mittelwerte für die Turbulenzintensität liegen alle unterhalb der IEC-Grenzwerte. Somit dürfte der Standort Ans auch im Hinblick auf die auftretenden Windböen die notwendigen Kriterien erfüllen. Jedoch sind dazu längere Messreihen

Ans ZephIR 3sec 695m ü.M.



11.2011-11.2011, Windmessung: 90m Sunergy GmbH, 21.03.12

Abbildung 14: Prozentuale Häufigkeit verschiedener Windgeschwindigkeiten mit anliegender Kurve der Weibullverteilung und mittlere Turbulenzintensität (%) pro Windklasse mit Angabe der Normwerte nach IEC64000-1 auf 90m über Grund für den Standort Ans.

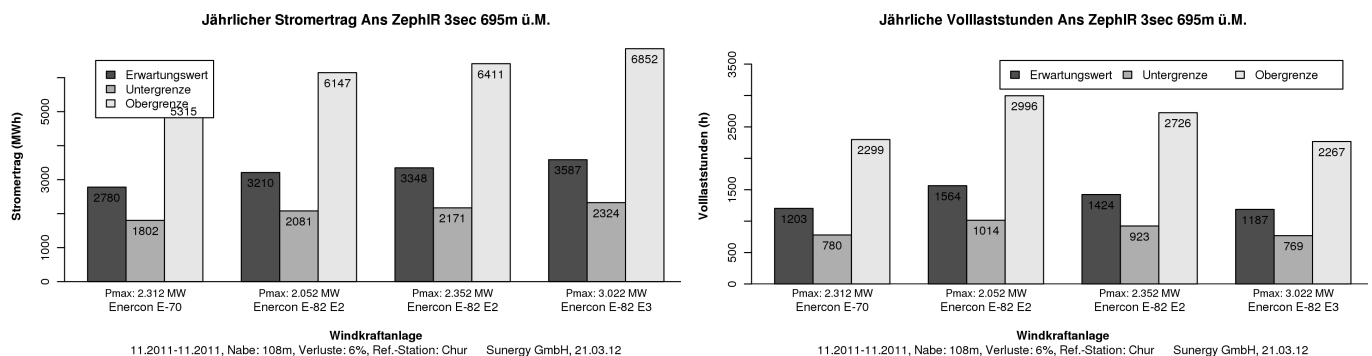


Abbildung 15: Nettostromertrag und Volllaststunden in der Alt Rüttena für WKA mit 108m Nabenhöhe. Die meisten Volllaststunden mit über 1500 Stunden erreicht die Enercon E-82 E2 mit 2000 kW Nennleistung.

Die Abbildung 15 zeigt den jährlichen Stromertrag inklusive 6% Verluste und die Anzahl Volllaststunden pro Jahr für 4 verschiedene WKA. Der Ertrag der E-82 E2 mit 2000 kW Nennleistung liegt bei rund 3.2 GWh. Auch die Anzahl Volllaststunden ist mit über 1500 Stunden ein guter Wert. Die Unsicherheit der Ertragsschätzung ist jedoch höher als in der Alt Rüttena, da es leider keine Referenz-Windreihe in der Region Ostschweiz gibt, welche ähnliche Windeigenschaften hat wie der Fläscherberg. Die beste Übereinstimmung im November 2011 konnte mit der MeteoSchweiz-Station Chur gefunden werden (Tabelle 3). Jedoch ist der Korrelationskoeffizient c kleiner als 0.5, und somit lässt sich das Windverhalten auf Ans etwas weniger gut mit der Referenzstation Chur vergleichen.

5.4 Überblick Windstationen Region Balzers

Die Abbildung 16 zeigt eine Karte der Region Balzers mit den Windrosen für eine Auswahl der Stationen in Abbildung 1 und Tabelle 1. Zusätzlich gezeigt werden die Windrosen für Weite-Lonna in der Bildmitte ganz oben (Messperiode: Sept. 1999 - Nov. 1999) und für den Steinbruch Schollberg im Bild ganz links aussen (Messperiode: Okt. 2010 - Nov. 2010) auf Schweizer Gebiet. Deutlich zu sehen sind die grossen räumlichen Unterschiede zwischen dem Gebiet Ans - Fläscherberg und dem Gebiet um Alt Rüttena: der Wind um Ans stammt vorwiegend aus Südosten, während in der Alt Rüttena aufgrund der Talform Südwestwinde dominieren. Die hohen Windgeschwindigkeiten während Föhn (violett) treten in der Alt

Rüttena weniger häufig in Erscheinung als in der Region Fläscherberg und nördlich davon in Richtung Hälos und Weite. In der Gegend um Weite treffen die beiden Strömungen aus Richtung Südwesten und aus Richtung Süden wieder zusammen, was gut an der Auftrennung zwischen Föhn (violett, aus Südrichtung) und dem Bergwind (Windrichtung Südwesten) zu erkennen ist. Somit zeigen die Messresultate sehr deutlich den massiven Einfluss des Fläscherbergs als Strömungsteiler inmitten des Rheintals bei Sargans.

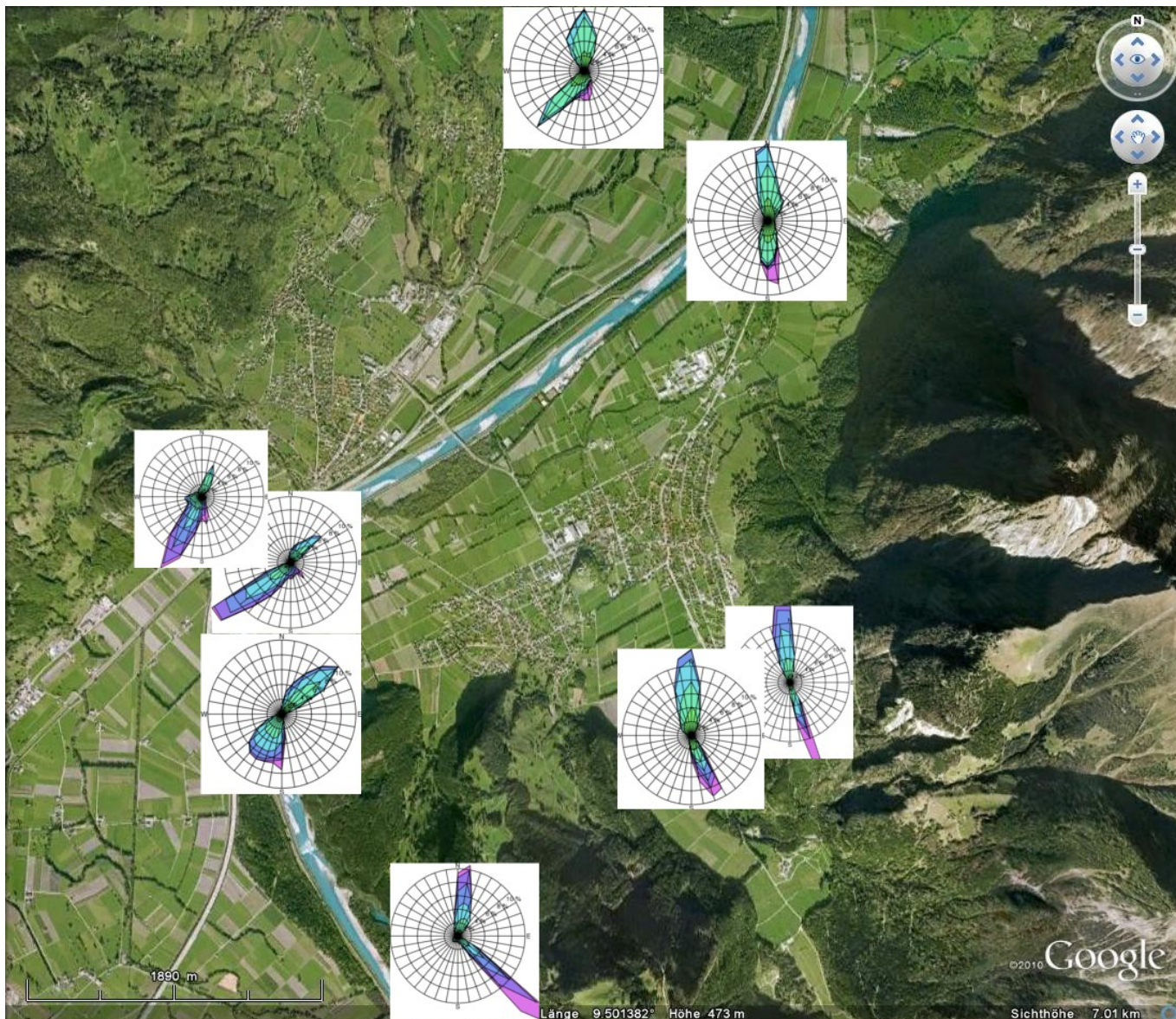


Abbildung 16: Übersicht Windrosen in der Region Balzers auf rund 50m über Grund. Zusätzlich werden die beiden Standorte Weite (ganz oben) und Schollberg (oben links) auf der Schweizer Seite gezeigt. Die Abstufung der Farben erfolgt jeweils alle 2 m/s, wobei hellviolett Windgeschwindigkeiten grösser als 10 m/s anzeigt. Der Flächenanteil der Farben ist proportional zur Häufigkeit einer bestimmten Windgeschwindigkeit. Für das Fläscher Riet und Ans werden aus Platzgründen nur die beiden Windrosen der Messung der Solargenossenschaft gezeigt.

6 Standorteignung, Windertrag und Stromgestehungskosten

Bisher konzentrierte sich das Gutachten auf die Resultate der LIDAR-Windmessung der LKW. In diesem Abschnitt sollen auch die wichtigsten Ergebnisse der weiteren Windmessungen in Liechtenstein von der Solargenossenschaft, und in Vaduz vom Gymnasium und der MeteoSchweiz untersucht werden.

6.1 Windpotential

Stations-name	Sensor m	$\bar{v}$ m/s	$\bar{v}_{\max}$ m/s	Weibull A m/s	Weibull k	Rauigkeitslänge z_0 m	Windscherung α	$\overline{TI}$ ($v = 15$ m/s) %
Alt Rüttena	90	4.98	16.71	6.25	2.04	0.031	0.123	21.0
Ans	90	4.14	21.51	4.01	1.01	0.004	0.097	17.5
Fläscher Riet ¹	49	3.56	25.10	3.49	1.31	0.780	0.246	17.5
Neugüeter ¹	49	4.00	17.98	5.03	1.98	0.053	0.150	20.2
Obera Hälos ¹	49	2.93	26.51	2.99	1.50	0.315	0.204	21.8
Gymnasium ²	15	1.95	18.66	1.54	1.25	0.520 ²	-	-
Rheinau ²	100	3.63	21.07	3.96	2.17	1.667	0.238	23.0
MeteoSchweiz ²	13.5	2.21	19.30	2.43	1.38	0.200 ²	-	-

Tabelle 4: Ergebnisse der LKW-Windmessungen während der Messperiode (siehe Tabelle 1). Sensor ist die Höhe des Windmessers, $\bar{v}$ ist der Mittelwert der Windgeschwindigkeit, $\bar{v}_{\max}$ ist das höchste 10-Minutenmittel, A und k beschreiben die Weibull-Verteilung, z_0 ist die Rauigkeitslänge, α die vertikale Windscherung und $\overline{TI}$ die mittlere Turbulenzintensität für Windgeschwindigkeiten von 15 – 16 m/s. $\overline{TI}$ höher als ca. 19% bedeutet, dass die IEC-Richtlinien für Windkraftanlagen überschritten werden.

Die Tabelle 4 zeigt die Ergebnisse der verschiedenen Windmessungen der LKW und der weiteren Messdaten in Liechtenstein. Es wurde das Messniveau gewählt, welches am nächsten zur Nabenhöhe von 108 Meter in Tabelle 5 liegt. Ans ist die einzige Station, die bereits auf der Messhöhe die Kriterien für die vertikale Windscherung (α) und die Turbulenzintensität ($\overline{TI}$) einhalten kann (fett markiert). α sollte laut den IEC-Richtlinien im Mittel tiefer als 0.20 sein, und TI im Mittel tiefer als ca. 19%.

Stations-name	$\bar{v}$ m/s	$\bar{P}_s$ W/m ²	Windpotential kWh/m ² /a	$P_s \geq P_F$ %	Produktion h/a	Ertrag E-82 E2 MWh/a	Erntefaktor %
Alt Rüttena	5.57	198	1732	16.0	7043	3196	35.9
Ans	4.71	226	1978	15.4	5487	3210	25.5
Fläscher Riet ¹	4.52	278	2435	13.2	5512	2780	23.5
Neugüeter ¹	4.72	145	1268	8.2	6848	2425	32.3
Obera Hälos ¹	3.33	140	1228	6.4	4950	1494	19.2
Gymnasium ²	3.33	137	1203	9.4	4335	1989	24.1
Rheinau ²	4.29	181	1587	7.2	6613	2014	27.6
MeteoSchweiz ²	3.46	102	890	5.0	5134	1449	22.7

Tabelle 5: Ergebnisse der Ertragsschätzung auf einer Nabenhöhe von 108 Meter über Grund. $\bar{v}$ ist der Mittelwert der Windgeschwindigkeit, $\bar{P}_s$ ist die mittlere Bruttowindleistung, $P_s \geq P_F$ gibt an, wie häufig die E-82 E2 die Nennleistung erreicht (siehe P_F in Tabelle 2). Produktion ist die Anzahl Stunden pro Jahr, wo die WKA Strom produzieren könnte, und Ertrag die Schätzung für den jährlichen Stromertrag für die E-82 E2 mit 2000 kW Nennleistung (Anlagenverluste inklusive). Der Erntefaktor gibt an, welcher Anteil des Windpotentials durch die WKA in Strom umgewandelt werden kann (Maximum: 59%).

Der hohe Wert für die Windscherung im Fläscher Riet zeigt, dass einerseits die Luftschichten in

1 Windmessung der Solargenossenschaft Liechtenstein

2 Übrige Windmessungen (Rauigkeitslänge geschätzt aus Geländebeschaffenheit, ausgenommen für LIDAR Rheinau)



Bodennähe teilweise entkoppelt sind von der Windströmung in der Höhe, welche ungehindert über Ans hinweg strömen kann. Andererseits wird die Strömung durch den Einfluss der Seitenwände des engen Tals zusätzlich in Richtung Boden verlangsamt. Sehr wenig Wind wurde im Oberen Hälos gemessen, und der hohe α -Wert zeigt an, dass die Windschutzstreifen in der Umgebung die Windströmung sehr stark abbremsten. Die Stationen Ans, Fläscher Riet und Obera Hälos zeigen hohe maximale Windgeschwindigkeitsmittel über 10 Minuten aufgrund des Föhns. Der Föhn ist etwas weniger stark im Neugüeter und in der Alt Rüttena aufgrund der starken Talbiegung.

In der Tabelle 5 werden die verschiedenen Standorte bezüglich des vorhandenen Windpotentials und des Stromertrags verglichen. Neugüeter und Alt Rüttena haben im Mittel höhere Windgeschwindigkeiten als die übrigen Standorte, dennoch ist das Windpotential deutlich geringer als auf Ans und im Fläscher Riet. Dies ist damit zu erklären, dass es im Fläscher Riet und auf Ans entweder oft sehr starken Wind (meist Föhn) gibt, oder häufig auch gar keinen Wind hat. Dies erklärt das tiefere Geschwindigkeitsmittel und die geringere Anzahl an Produktionsstunden. Die starken Winde, vor allem Föhnwinde, können mit heutigen WKA nicht optimal genutzt werden, was vor allem im Fläscher Riet und im Obera Hälos zu einem tieferen Erntefaktor führt. Bezüglich Produktionsstunden und Windausnutzung sind Alt Rüttena und Neugüeter beinahe ideal, jedoch werden an beiden Orten zu starke Turbulenzen gemessen. Wie im Kapitel Fehler: Referenz nicht gefunden bereits erklärt, betreffen diese Perioden mit zu grossen Föhnturbulenzen in der Alt Rüttena maximal 4% der Zeit des Jahres. Somit könnte eine WKA in der Alt Rüttena entsprechend elektronisch geregelt werden, und trotzdem über das ganze Jahr gesehen mehr Produktionsstunden aufweisen als eine WKA auf Ans. Dies muss mit dem Anlagenhersteller vorgängig abgeklärt werden. Ein moderates Windpotential deutet sich auch in der Region Schaan – Buchs an.

6.2 Stromgestehungskosten

Für die Berechnung der Stromgestehungskosten in Abbildung 17 einer Anlage mit 108 Meter Nabenhöhe müssen verschiedene Kennzahlen wie die Nutzungsdauer der WKA, die Verzinsung des Fremdkapitals, die gesamten Investitionskosten und die jährlichen Unterhaltskosten in Betracht gezogen werden. Die Annahmen für die Enercon E-82 E2 mit 2000 kW Nennleistung lauten:

- Nutzungsdauer der Gesamtanlage: 20 Jahre
- Verzinsung Fremdkapital: 5%
- gesamte Investitionskosten: ca. 4.7 - 5.3 Mio. CHF (100% Fremdkapital, Wechselkurs 1 € = 1.25 CHF, beinhaltet LKW-Schätzung der Netzanschlusskosten individuell für die Standorte Ans, Alt Rüttena, Fläscher Riet und Hälos (für Vaduz Gymnasium und MeteoSchweiz wurden die Netzanschlusskosten für Hälos angenommen, für die Rheinau diejenigen von der Alt Rüttena))
- beinhaltet keine Mehrwertsteuer

Die Annahmen wurden bezüglich Gesamtinvestitionskosten und Verzinsungssatz eher konservativ getroffen. Der Preis pro Anlage würde sich weiter verringern, wenn gleichzeitig 2 – 3 Anlagen gebaut werden könnten. Dann teilen sich die Kosten für den Anschluss ans Stromnetz, die Kran- und Montagekosten auf die einzelnen Anlagen auf. Die Berechnungen basieren auf dem Wirtschaftlichkeitsberechnungstool, welches durch SuisseEole zur Verfügung gestellt wird (http://www.wind-data.ch/downloads/WKA_Wirtschaftlichkeit_Version_1.8.xls), und durch die Firma Weisskopf Partner GmbH in Zürich erstellt wurde. Die entsprechenden Excel-Tabellen stehen für alle Standorte in Abbildung 17 in elektronischer Form zur Verfügung.

Die Abbildung 17 zeigt eine Übersicht zur jährlichen Stromproduktion und die entsprechenden Stromgestehungskosten über die Nutzungsdauer einer Enercon E-82 E2 mit 2000 kW Nennleistung. Der Standort der MeteoSchweiz in Vaduz und das Hälos zeigen ähnliche Erträge und Stromgestehungskosten. Beide Stationen liegen am Ostrand des Rheintals in einer grossen Talbiegung und sind weniger exponiert gegenüber den Berg- und Talwindsituationen in Richtung Talmitte. Der Standort Gymnasium an der Grenze zu Schaan und die Rheinau südlich von Buchs liegen näher in Richtung Talmitte, und zeigen übereinstimmend ein etwas höheres Windpotential an. Jedoch ist die Unsicherheit für die Messung auf dem Gymnasium noch relativ gross, weil die Messung auf dem Dach eines grossen Gebäudekomplexes installiert ist. Stromgestehungskosten von rund 20 Rappen pro Kilowattstunde können im Fläscher Riet und im Neugüeter erwartet werden. Jedoch kommt der Standort Fläscher Riet aufgrund der zu starken vertikalen Windzunahme (siehe Kapitel 6.1) eventuell nicht in Frage. Dies muss mit dem Anlagenhersteller vorgängig abgeklärt werden. Die beste Wirtschaftlichkeit ist an den beiden von den LKW untersuchten Standorten Ans und Alt Rüttena zu erwarten mit Stromgestehungskosten von rund 15 Rappen pro Kilowattstunde. Die Unsicherheit der Ertragsschätzung ist für Alt Rüttena etwas geringer als für Ans, da der Korrelationskoeffizient höher ist (Tabelle 3). Die Gesamtkosten der Anlagen variieren zwischen 4.7 und 5.3 Millionen Schweizer Franken, da die Netzanschlusskosten, welche von den LKW abgeschätzt wurden, unterschiedlich hoch ausfallen würden für die verschiedenen Standorte.

Auswertung Enercon E-82 E2 (Pmax: 2 MW), Anlagenverluste: 6%

Nabenhöhe 108 Meter, Nutzungsdauer 20 J., Kapitalzins 5%, Kosten 4.7 - 5.3 Mio CHF

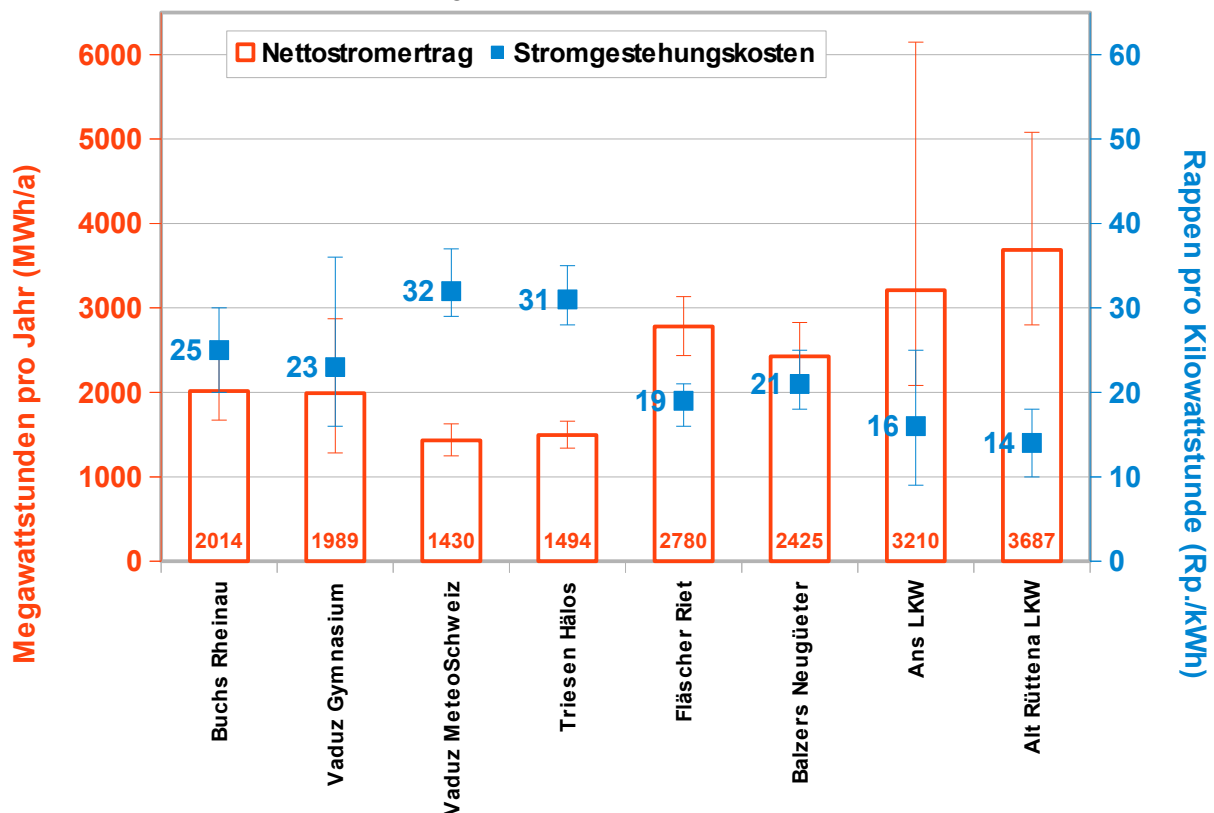


Abbildung 17: Windertrag und Stromgestehungskosten mit Enercon E-82 E2 mit 2000 kW Nennleistung für 6 Standorte in Liechtenstein, auf Ans auf dem Gebiet der Gemeinde Fläsch und in der Buchser Rheinau.

7 Anhang

Der Anhang des Berichtes enthält eine Übersicht der im Schlussbericht verwendeten Fachbegriffe und eine Auswahl weiterer Auswertungsergebnisse an den Messstandorten.

7.1 Fachbegriffe

WKA:	Windkraftanlage, für verschiedene Standorte mit unterschiedlicher Stärke der Turbulenz (siehe Turbulenzintensität weiter unten) gibt es verschiedene Anlagentypen für verschiedene Windstärke- und Turbulenzklassen
Windstärke:	skalärer (arithmetischer) Mittelwert der Windgeschwindigkeit über 10 Minuten, Einheit: Meter pro Sekunde (m/s), 1 m/s entspricht 3.6 km/h
Windgeschwindigkeit v :	vektorieller Mittelwert der Windgeschwindigkeit über 10 Minuten, die einzelnen Windvektoren werden mit der jeweiligen Windrichtung gewichtet, man erhält als Resultat den mittleren Windvektor über 10 Minuten, der Betrag dieses Vektors ist immer kleiner gleich der Windstärke im gleichen Zeitraum, Einheit: m/s
Windböe:	maximaler 3-Sekundenwert der Windgeschwindigkeit innerhalb 10 Minuten (m/s)
Turbulenzintensität T_I : (auch Turbulenzgrad genannt)	Verhältnis aus der Standardabweichung zum Mittelwert der Windstärke über 10 Minuten, wird multipliziert mit Faktor 100, Einheit: %; die Turbulenzintensität ist eine der wichtigsten Größen in der Windenergie, sie beschreibt, wie stark der Wind innerhalb von 10 Minuten schwankt, je grösser die Schwankungen sind, desto stärker wird die WKA beansprucht
Nabe:	Höhe der Rotornabe der WKA über Boden (Meter)
Langjährig:	Durchschnittswerte über eine Zeitperiode von 20 – 30 Jahren (Klimaperiode)
Jährlicher Verlust:	Bei der Produktion von Windenergie durch WKA's geht Energie verloren bei der Umwandlung des Gleichstroms in Wechselstroms, bei der Synchronisation des Wechselstroms im Umrichter (1.5%), durch Wartungsarbeiten (2%), durch Abschaltung bei starken Stürmen (1%) und durch Vereisung (0.5%), der Gesamtanlagenverlust einer WKA wird generell mit 6% angenommen
Bruttowindleistung:	totale Windleistung pro Fläche (Watt pro Quadratmeter: W/m^2), berechnet mit der Formel: $0.5 \cdot \rho \cdot v^3$, wobei ρ : Luftdichte (kg/m^3), v : Windgeschwindigkeit (m/s); eine Verdopplung von v bedeutet 8 Mal mehr Bruttowindleistung!
Erntefaktor:	eine moderne WKA kann in bestimmten Geschwindigkeitsbereichen über 50% der Bruttowindleistung „ernten“, theoretisch maximaler Erntegrad liegt bei 59% (Betz)
Anlagenleistung AL :	Nettoleistung einer bestimmten WKA (inkl. Verluste) in kW
Nennleistung:	maximal erreichbare Anlagenleistung einer bestimmten WKA
Nettostromertrag:	langjähriger Stromertrag einer bestimmten WKA (inkl. Verluste)
Volllaststunde:	Verhältnis von jährlichem Nettostromertrag zur Nennleistung einer WKA
Ausnutzungsgrad:	Verhältnis der Volllaststunden zu allen Stunden des Jahres

7.2 Weitere Resultate

Im Schlussteil des Berichtes wird eine Auswahl von weiteren Resultaten für die beiden LKW-Messstandorte Alt Rüttena und Ans gezeigt.

7.2.1 Alt Rüttena

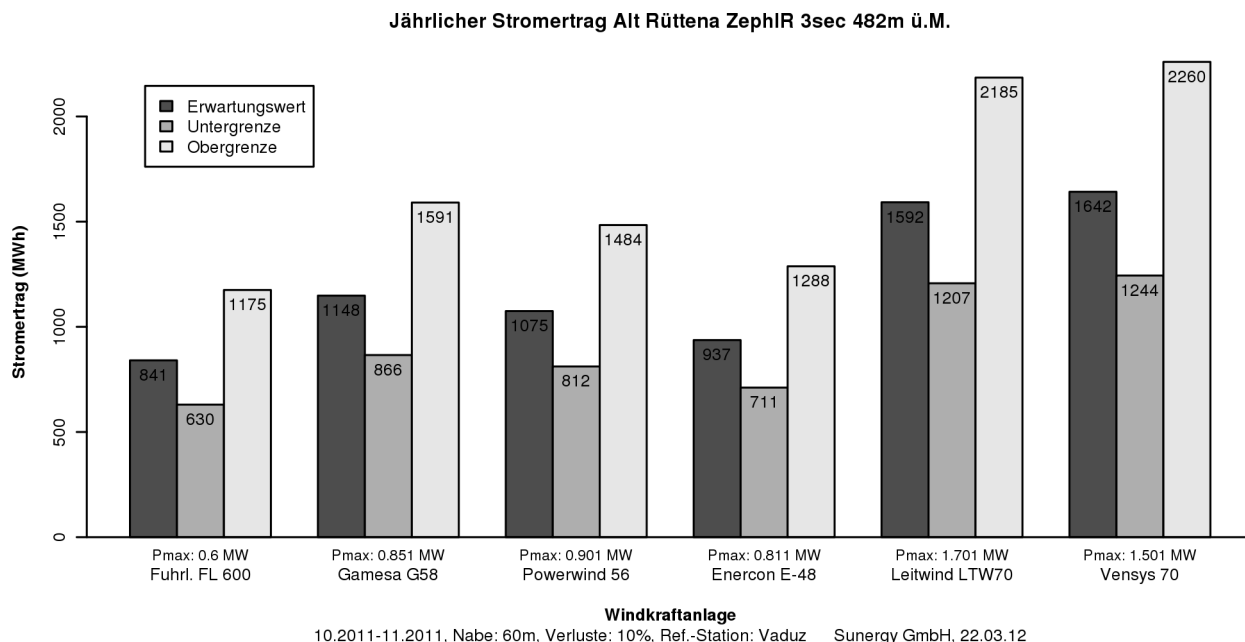


Abbildung 18: Nettostromertrag in der Alt Rüttena für WKA mit 60m Nabenhöhe.

Der Stromertrag in Abbildung 18 für die 6 untersuchten Anlagen mit einer Nabenhöhe von 60 Metern variiert stark aufgrund der unterschiedlichen Nennleistungen. Abbildung 19 zeigt den Vergleich der Volllaststunden. Hier zeigen die beiden WKA mit der geringsten flächenspezifischen Leistung (siehe Tabelle 2) die höchste Jahresauslastung mit rund 1400 Stunden.

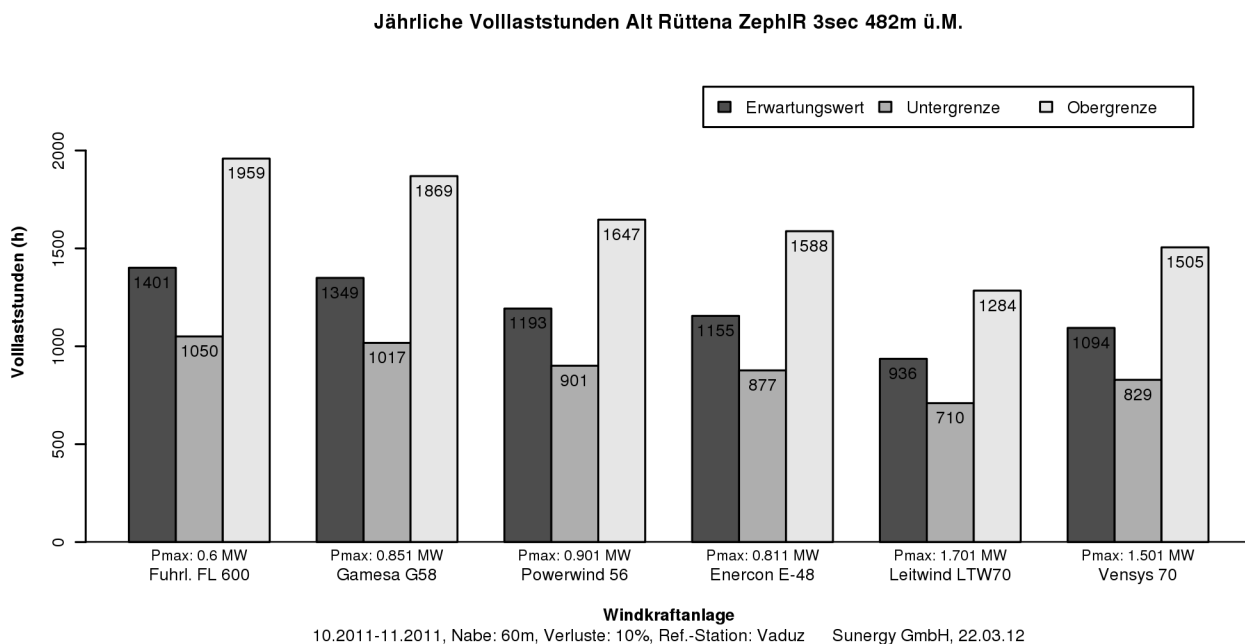


Abbildung 19: Vergleich der Volllaststunden für 6 verschiedene WKA. Höchste Auslastung zeigt die Fuhrländer.

Der Vergleich des Nettostromertrags und der Volllaststunden auf den Nabenhöhen 85 und 138 Meter über Grund in Abbildung 20 zeigt die deutliche Höhenzunahme des Stromertrags um knapp 24% für die Enercon E-82 E2 mit 2000 kW Nennleistung. Dies entspricht einer Ertragszunahme von knapp 0.5% pro Höhenmeter. Bei den Volllaststunden fällt auf, dass sich E-101 sehr ähnlich verhält wie die E-82 E2 mit 2000 kW Nennleistung. Unter Umständen kann die E-101 eine interessante Option sein, um mit einer Nennleistung von rund 3 MW das Windpotential trotz engen Platzverhältnissen optimal zu nutzen.

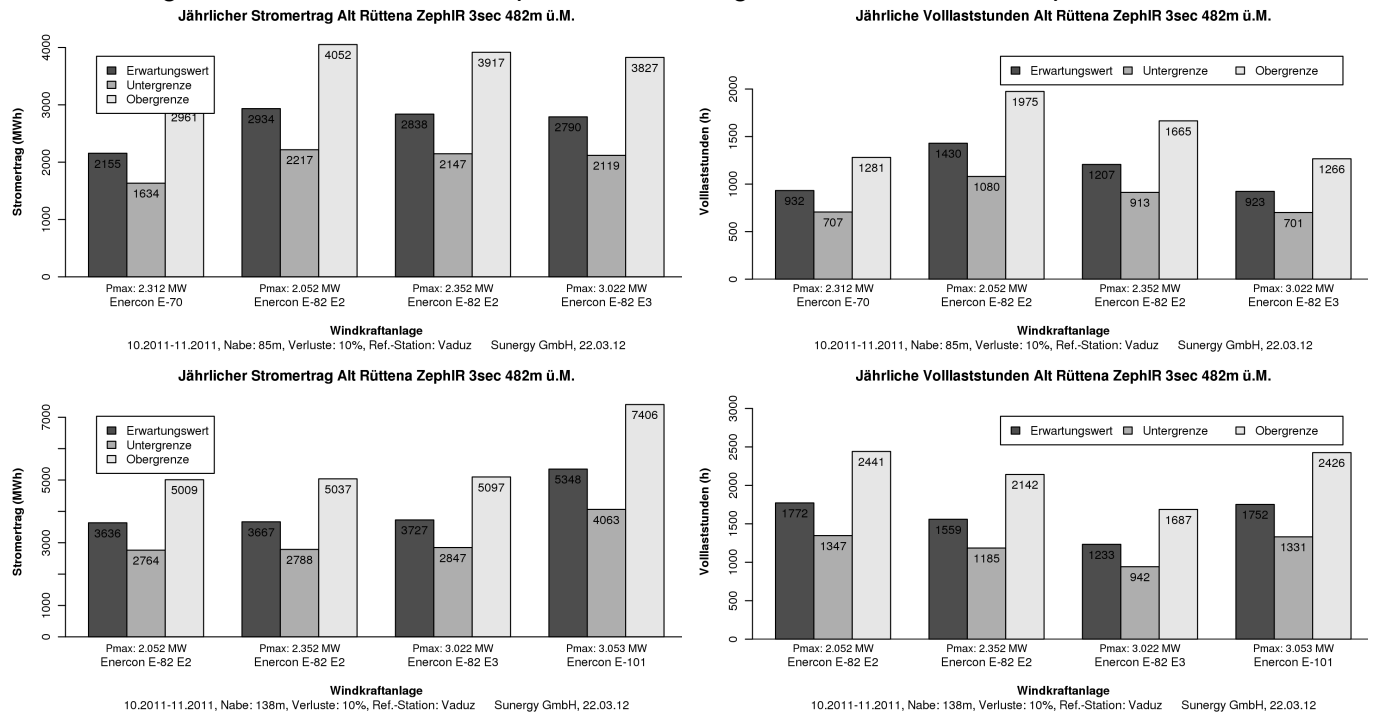


Abbildung 20: Nettostromertrag (links) und Volllaststunden (rechts) für 2 Nabenhöhen 85m und 138m.

Der Verlauf der Bruttowindleistung mit der Höhe zeigt vor allem im November einen starken Knick zwischen 90m und 130m. Dies ist auf den Einfluss des Föhns aus Südosten zurückzuführen.

Vertikalprofil spez. Windleistung (WL) Sunergy GmbH, 22.03.12

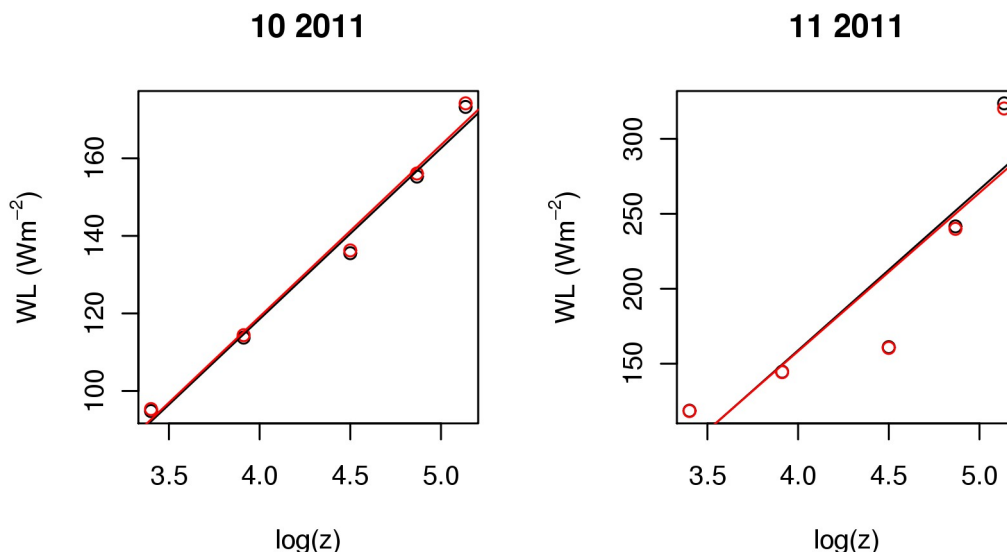


Abbildung 21: Mittlere monatliche spezifische Windleistung (Bruttowindleistung) über die logarithmische Messhöhe (Messhöhe der Punkte von links nach rechts: 30m, 50m, 90m, 130m und 170m) für gemessene (schwarz) und höhenabhängige klimatologische Luftdichte (rot).



Für die ersten 2 Wochen der Messung können die Resultate direkt mit der Turmmessung Fläscher Riet verglichen werden, welche am 22. Oktober 2011 demontiert worden ist. Abbildung 22 zeigt einen Vergleich der Windgeschwindigkeit auf 50 Meter über Grund für Alt Rüttena, Fläscher Riet und MeteoSchweiz Vaduz als Referenzstation.

Zeitreihe 2011-10-05 - 2011-10-21

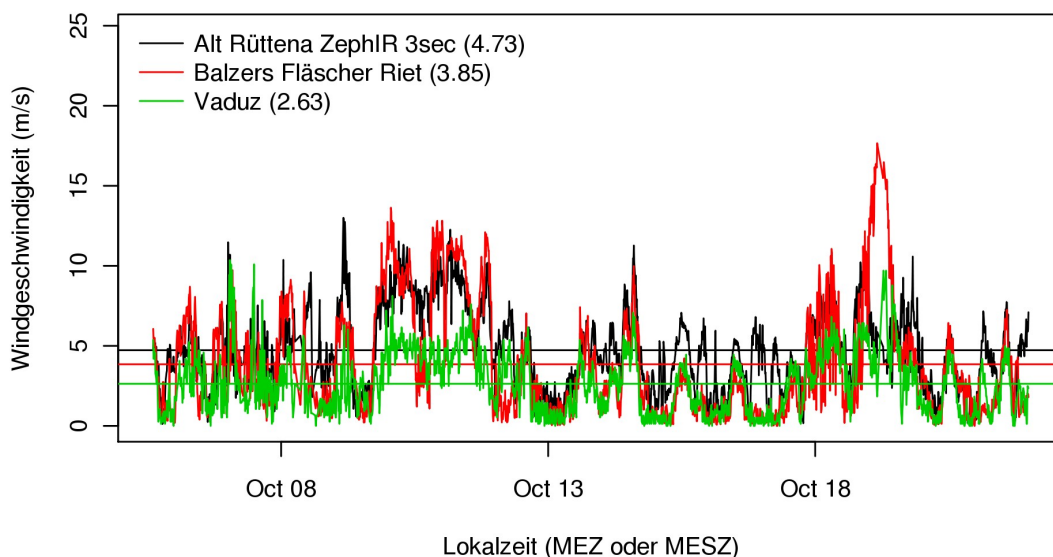
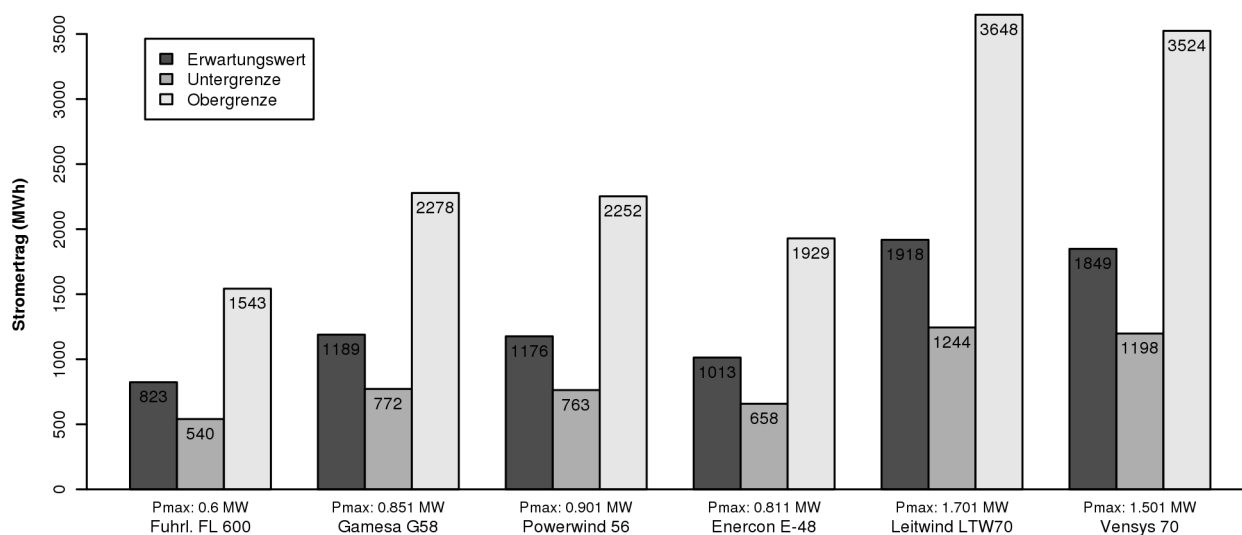


Abbildung 22: Vergleich der Windgeschwindigkeit (Mittelwert in Klammern).

7.2.2 Ans

Der Stromertrag in Abbildung 23 für die 6 untersuchten Anlagen mit einer Nabenhöhe von 60 Metern variiert stark aufgrund der unterschiedlichen Nennleistungen.

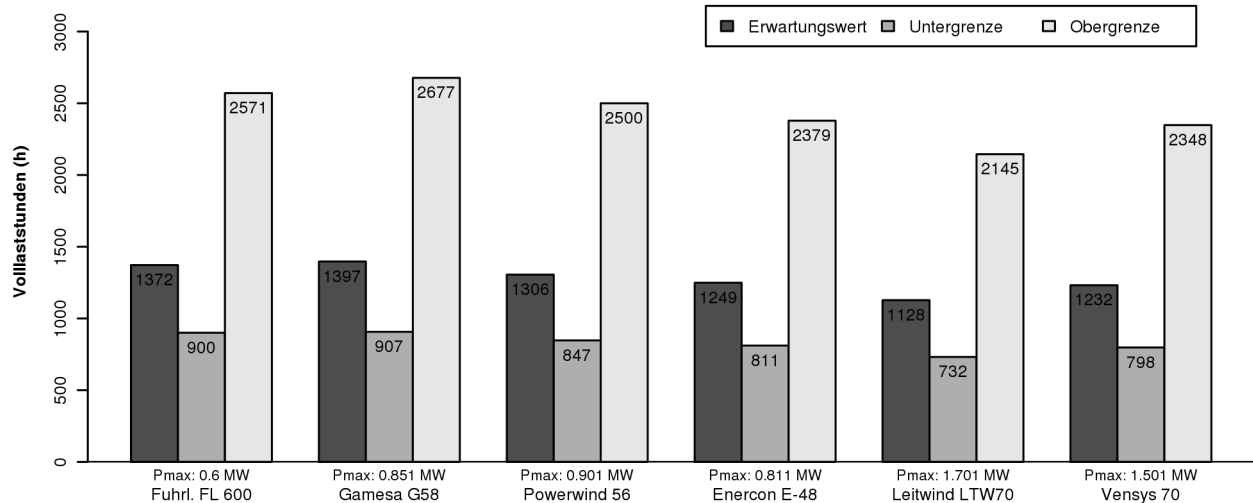
Jährlicher Stromertrag Ans ZephIR 3sec 695m ü.M.



Windkraftanlage
11.2011-11.2011, Nabe: 60m, Verluste: 6%, Ref.-Station: Chur Sunergy GmbH, 21.03.12

Abbildung 23: Nettostromertrag auf Ans für WKA mit 60m Nabenhöhe.

Jährliche Volllaststunden Ans ZephIR 3sec 695m ü.M.



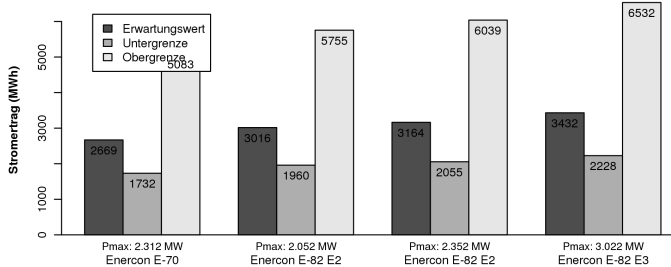
Windkraftanlage

11.2011-11.2011, Nabe: 60m, Verluste: 6%, Ref.-Station: Chur Sunergy GmbH, 21.03.12

Abbildung 24: Vergleich der Volllaststunden für 6 verschiedene WKA. Höchste Auslastung zeigt die Fuhrländer.

Abbildung 24 zeigt den Vergleich der Volllaststunden. Hier zeigen die beiden WKA mit der geringsten flächenspezifischen Leistung (siehe Tabelle 2) die höchste Jahresauslastung mit rund 1400 Stunden.

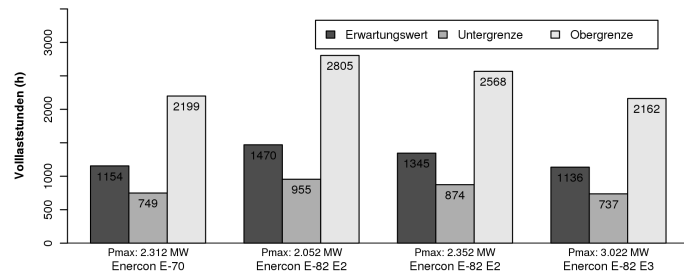
Jährlicher Stromertrag Ans ZephIR 3sec 695m ü.M.



Windkraftanlage

11.2011-11.2011, Nabe: 85m, Verluste: 6%, Ref.-Station: Chur Sunergy GmbH, 21.03.12

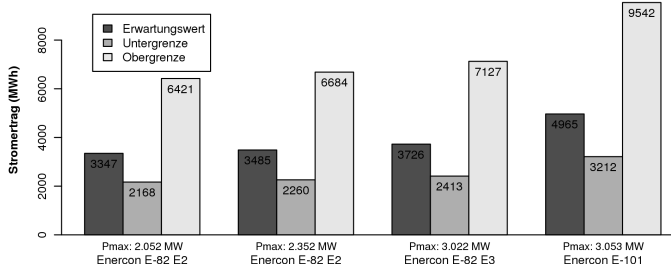
Jährliche Volllaststunden Ans ZephIR 3sec 695m ü.M.



Windkraftanlage

11.2011-11.2011, Nabe: 85m, Verluste: 6%, Ref.-Station: Chur Sunergy GmbH, 21.03.12

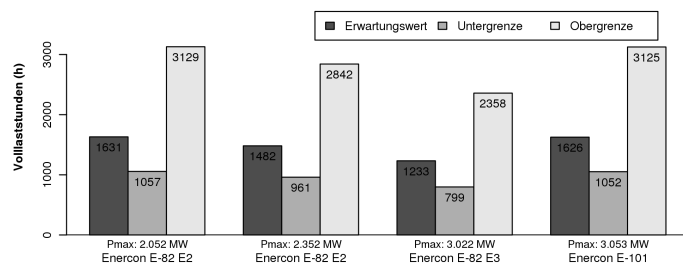
Jährlicher Stromertrag Ans ZephIR 3sec 695m ü.M.



Windkraftanlage

11.2011-11.2011, Nabe: 138m, Verluste: 6%, Ref.-Station: Chur Sunergy GmbH, 21.03.12

Jährliche Volllaststunden Ans ZephIR 3sec 695m ü.M.



Windkraftanlage

11.2011-11.2011, Nabe: 138m, Verluste: 6%, Ref.-Station: Chur Sunergy GmbH, 21.03.12

Abbildung 25: Nettostromertrag (links) und Volllaststunden (rechts) für 2 Nabenhöhen 85m und 138m.

Der Vergleich des Nettostromertrags und der Volllaststunden auf den Nabenhöhen 85 und 138 Meter über Grund in Abbildung 25 zeigt eine geringere Höhenzunahme des Stromertrags um knapp 11% für die Enercon E-82 E2 mit 2000 kW Nennleistung. Dies entspricht einer Ertragszunahme von knapp 0.2% pro Höhenmeter. Bei den Volllaststunden fällt auf, dass sich E-101 sehr ähnlich verhält wie die E-82 E2 mit 2000 kW Nennleistung. Unter Umständen kann die E-101 eine interessante Option sein, um mit einer Nennleistung von rund 3 MW das Windpotential trotz engen Platzverhältnissen optimal zu nutzen.

11 2011

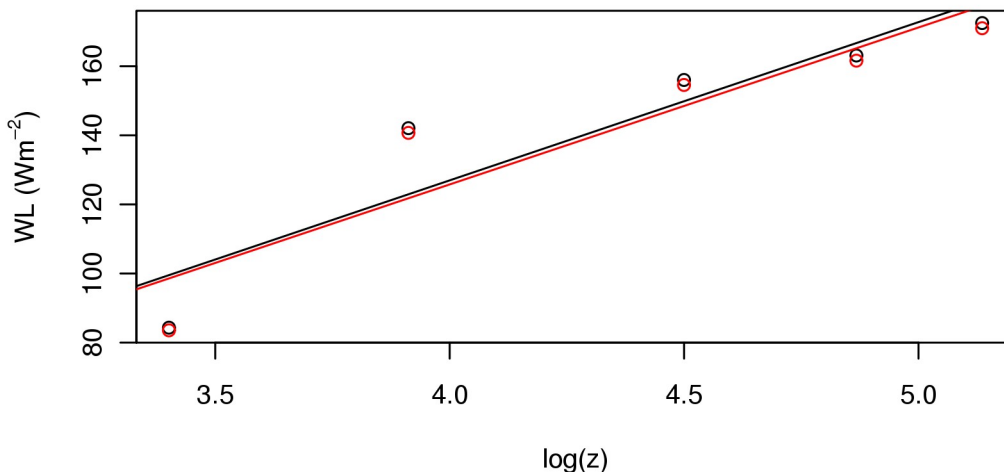


Abbildung 26: Mittlere monatliche spezifische Windleistung (Bruttowindleistung) über die logarithmische Messhöhe (Messhöhe der Punkte von links nach rechts: 30m, 50m, 90m, 130m und 170m) für gemessene (schwarz) und höhenabhängige klimatologische Luftdichte (rot).

Der Verlauf der Bruttowindleistung mit der Höhe zeigt ab 50m Höhe nur noch eine moderate Zunahme der Windenergie mit der Höhe.

Zeitreihe 11.2011-12.2011

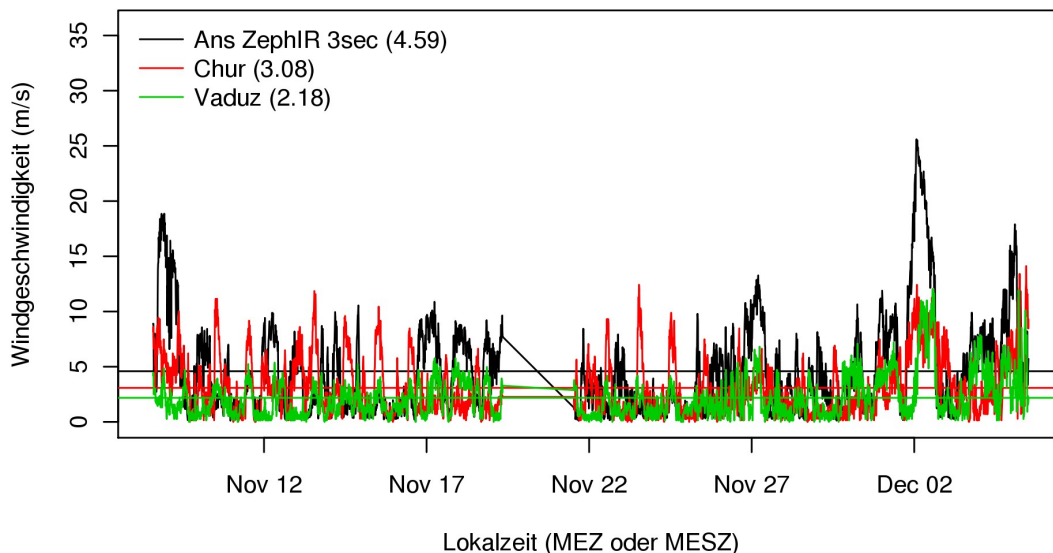


Abbildung 27: Vergleich der Windgeschwindigkeit (Mittelwert in Klammern) Ans mit umliegenden Stationen.

Während der Messung Ans waren neben den Referenzmessungen der MeteoSchweiz keine weiteren Windmessungen mehr in Betrieb. Abbildung 27 zeigt einen Vergleich der Windgeschwindigkeit auf 50 Meter über Grund für Ans und den Referenzstationen Chur und Vaduz in der Region.