



Projekt Windmessung Ruggell-Schellenberg

Windgutachten – Bericht nach 15 Monaten Turmwindmessung der Solargenossenschaft Liechtenstein und Vergleich zur LIDAR-Windmessung in Sennwald

Auftraggeber:

Gemeinderat Ruggell
FL-9491 Ruggell

Gemeinderat Schellenberg
FL-9488 Schellenberg

Regierung FL
Ressort Wirtschaft
FL-9490 Vaduz



Inhaltsverzeichnis

1 Zusammenfassung.....	3
1.1 Empfehlungen.....	3
2 Standorte der Windmessungen.....	4
2.1 Messstandorte.....	4
2.2 Datenverfügbarkeit.....	6
3 Windmessungen mit 50m-Mastmessung.....	6
4 Eingangsdaten und Unsicherheit Ertragsschätzung.....	6
4.1 Kenndaten von Windkraftanlagen.....	7
4.2 Unsicherheit der Schätzung des langjährigen Nettostromertrags.....	7
4.3 Korrektur mit Referenzwindreihe der MeteoSchweiz.....	8
5 Resultate.....	10
5.1 Ruggeller Riet.....	10
5.2 Vergleich mit LIDAR-Windmessung Sennwald.....	14
6 Standorteignung, Windertrag und Stromgestehungskosten.....	15
6.1 Windpotential.....	15
6.2 Stromgestehungskosten.....	16
7 Anhang.....	17
7.1 Fachbegriffe.....	17
7.2 Literaturhinweise.....	18



1 Zusammenfassung

Im Auftrag der Gemeinden Schellenberg und Ruggell, und der liechtensteinischen Regierung wurden vom März 2012 bis Juni 2013 die Windverhältnisse im Ruggeller Riet mit einer 50 Meter hohen Turmmessung untersucht. Parallel dazu konnte im April 2012 und Mai 2012 ein Windpotentialvergleich quer zur Talachse mit Hilfe der LIDAR-Windmessung Sennwald beim Rheindamm im Industriegebiet Sennwald vorgenommen werden.

Die Resultate zeigen, dass auf einer mutmasslichen Nabenhöhe von 138 Metern nur mit einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 3.26 m/s oder 11.7 km/h gerechnet werden kann, und dass das jährliche Bruttowindenergiepotential bei rund 800 kWh/m² liegt. Im Vergleich dazu liefert die Sonne auf eine optimal südwärts geneigte Fläche über 1'600 kWh/m² und 1'200 kWh/m² auf eine ebene Fläche pro Jahr. Eine Grossanlage könnte mit 2.12 GWh Jahresertrag rund 500 Haushalte jährlich mit Strom versorgen. Die jährlichen Volllaststunden für eine Windkraftanlage liegen im Bereich von rund 850 Stunden mit einer Unsicherheit von ±20%. Die geschätzten Stromgestehungskosten inklusive Netzanschlusskosten liegen im Bereich von 28 Rappen pro Kilowattstunde (Rp./kWh) bei einer konventionellen Finanzierung via Bank mit jährlich 4% Verzinsung. Für ein Finanzierungsmodell via eine zinslose Bürgerbeteiligung mit linearer Abschreibung der Anlagekosten über die Nutzungsdauer von 20 Jahren sind Stromgestehungskosten von 20 Rp./kWh erzielbar. Die mittleren Stromgestehungskosten von LiStrom NATUR PLUS liegen im Vergleich dazu bei knapp 14 Rp./kWh.

Der Vergleich mit der Windmessung Sennwald zeigt, dass sich die Windströmung entlang des Rheintals tendenziell etwas mehr auf der westlichen Talseite in der Region Sennwald konzentriert, vor allem bei Talwindlagen (Wind talaufwärts vom Bodensee in Richtung Buchs – Sargans). Es kann im Industriegebiet Sennwald und somit in der Nähe des Rheindamms von Ruggell mit einem Strommehrertrag von rund 20% gerechnet werden gegenüber dem Ruggeller Riet auf gleicher Nabenhöhe der Windkraftanlage. Ein detaillierter Abgleich der beiden Messungen ist noch ausstehend.

Das erwartete Windaufkommen lässt zur Zeit den wirtschaftlichen Betrieb einer Windkraftanlage als unrealistisch erscheinen. Eine Ausnahme könnte ein Finanzierungsmodell via eine Bürgerbeteiligung bilden. Jedoch liegt das Untersuchungsgebiet Ruggeller / Schellenberger Riet im FL-Inventar der Landschaftsschutzgebiete, und in unmittelbarer Nähe zum Naturschutzgebiet Bangser Riet. Ein grossflächiger Einsatz von Photovoltaik-Anlagen auf bestehenden Gebäuden für die Stromgewinnung ist für die Gemeinden Ruggell und Schellenberg die zur Zeit bessere Alternative zur Windkraft. Langfristig jedoch könnte ein deutlicher Anstieg der Stromkosten, die zunehmende Wichtigkeit der Stromeigenversorgung und der technische Fortschritt den Bau von Windkraftanlagen im Ruggeller Riet wieder zum Thema machen, sofern entsprechende Gebiete für diesen Zweck durch die Gemeinde Ruggell frei gehalten werden können. Der grosse Vorteil der Windkraft liegt darin, dass auf einer geringen Grundfläche von 0.1 ha eine sehr grosse Strommenge jährlich gewonnen werden kann.

1.1 Empfehlungen

- Verzicht auf den Bau von Windkraftanlagen im Ruggeller Riet.
- Potential für PV-Anlagen auf bebauten Flächen weiter ausgeschöpfen.

2 Standorte der Windmessungen

2.1 Messstandorte

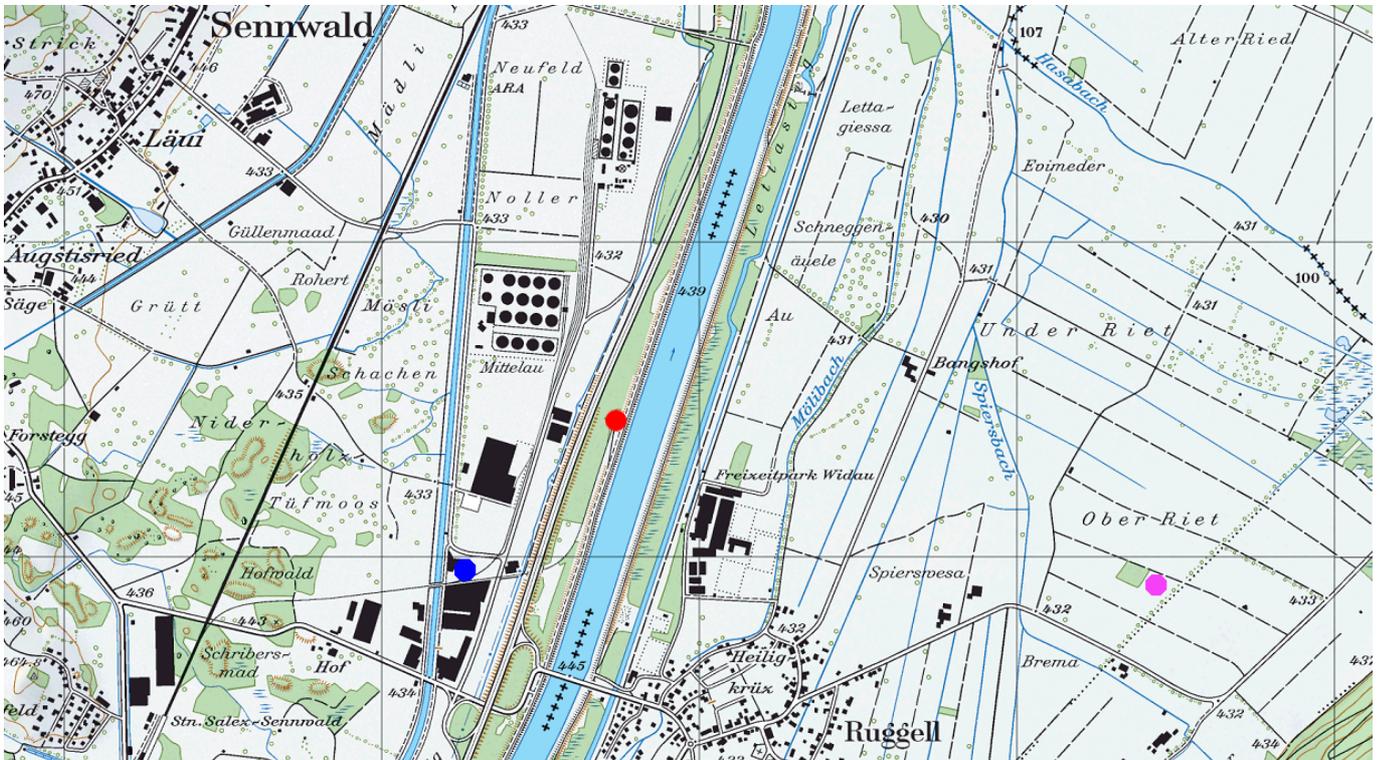


Abbildung 1: Windmessung Ruggeller Riet (magenta), Sennwald: LIDAR-Windmessung (rot) und Röfix AG (blau). Die Abbildung 1 zeigt die Messstandorte in der Region Ruggell – Sennwald. Die Messung auf dem Dach des 38m hohen Röfix-Gebäudes im Industriegebiet von Sennwald wurde durch die Firma envergate durchgeführt und ausgewertet. Die Abbildung 2 zeigt von rechts nach links den 50 Meter hohen Windmasten im Ruggeller Riet und die LIDAR-Windmessung beim Rheindamm in Sennwald.



Abbildung 2: Bild rechts: Turmwindmessung mit Windmessern auf 10m, 30m und 50m im Ruggeller Riet der Solargenossenschaft Liechtenstein, Bild Mitte: Blick von LIDAR-Standort Richtung Süden, Bild links: Windcube-V2 LIDAR westlich von Rheindamm in Sennwald mit Blick Richtung Norden. Bilder: Bruno Dürr.

Die Windmessung im Ruggeller Riet befand sich ca. 50 Meter neben der Gemeindegrenze von Schellenberg auf einer verpachteten Parzelle der Gemeinde Ruggell. Aufgrund des sehr weichen Untergrundes musste der Windmasten mit Hilfe eines Forstraktors mit Seilwinde aufgezogen werden. Der Standort ist für die beiden Hauptwindrichtungen aus Richtung Norden und aus Richtung Südwesten offen, und

befindet sich in einem Liechtensteinischen Landschaftsschutzgebiet. Tabelle 1 fasst die Angaben für die Messstandorte und die Referenzstation Vaduz der MeteoSchweiz zusammen.

Standort	CH-Koordinaten	Höhe m ü.M.	Auswertungsperiode	Betreiber/Auftraggeber
Ruggeller Riet	759440 / 234910	430	01.04.2012 – 30.06.2013	Solargenossenschaft FL
Sennwald Rheindamm	757754 / 235441	436	12.04.2012 – 14.05.2012	EW Sennwald / Rii-Seez Power Naturstrom-Fonds
Vaduz MeteoSchweiz	757718 / 221696	457	Jan. 1982 – Aug. 2012	MeteoSchweiz

Tabelle 1: Angaben zu den Messungen Ruggell und Sennwald und zur Referenz-Windstation Vaduz.

Abbildung 3 zeigt den Kartenausschnitt und die Spur des Geländeprofiles entlang der Hauptwindrichtung und senkrecht dazu. Die Hauptwindrichtung liegt in etwa parallel zum Schellenberg von Nord-Nordost nach Süd-Südwest.

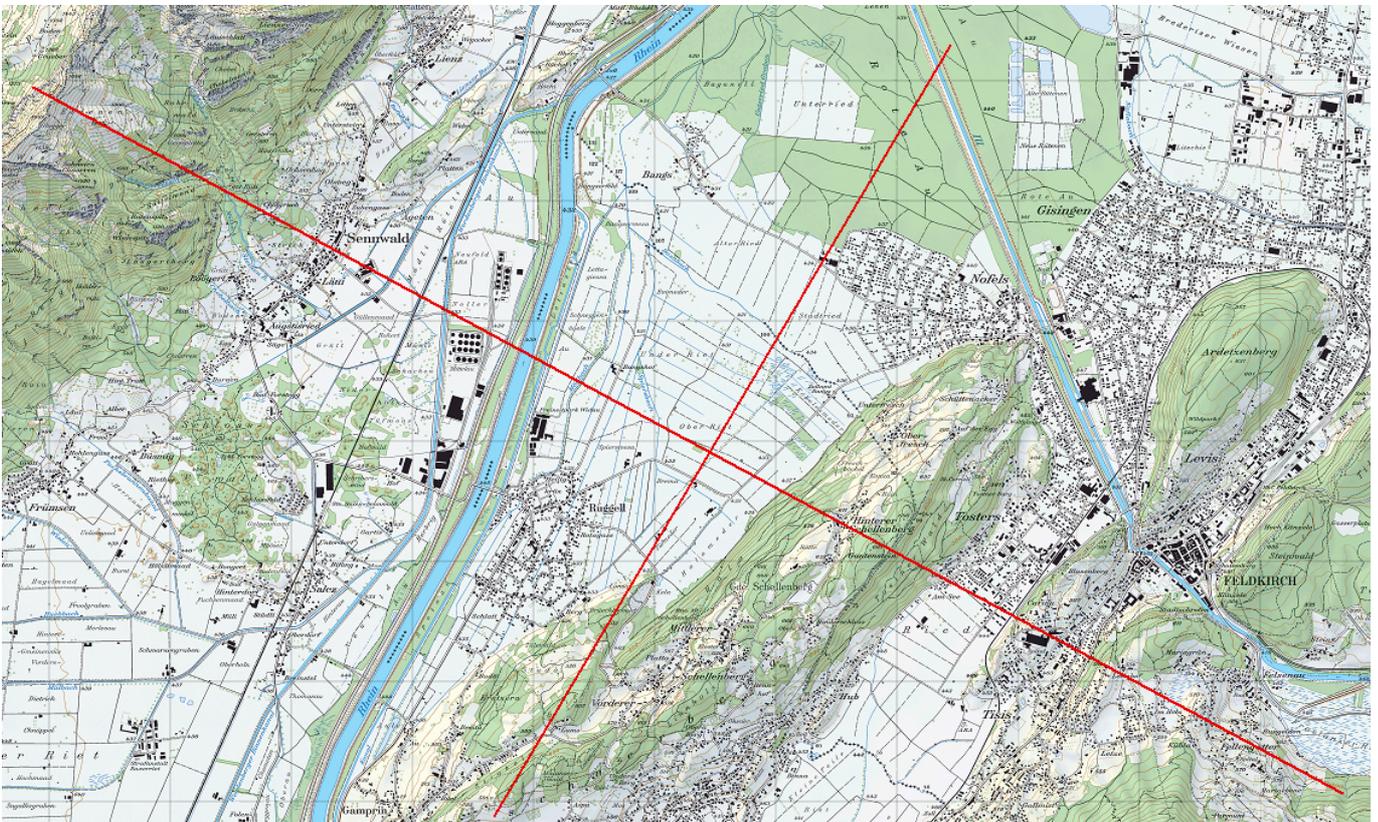


Abbildung 3: Standort der Windmessung Sennwald Rheindamm. Rote Linien zeigen den Verlauf der Geländeprofile in Abbildung 4. Die Hauptwindrichtung verläuft von Nord-Nordost nach Süd-Südwest (SwissMap, LKVIS 1.2.6).

Die Höhenprofile in Abbildung 4 zeigen, dass die Rheinebene sehr sanft nach Süden ansteigt (links) und dass der Talrand vor allem im Westen in Richtung Alpstein sehr steil aufragt (rechts). Im rechten Bild ist Richtung Osten der Schellenberg gut erkennbar, der die Windströmung in diesem Abschnitt des Rheintals auf den untersten 300m über Grund etwas zu kanalisieren vermag, und somit die Talbreite deutlich reduziert.

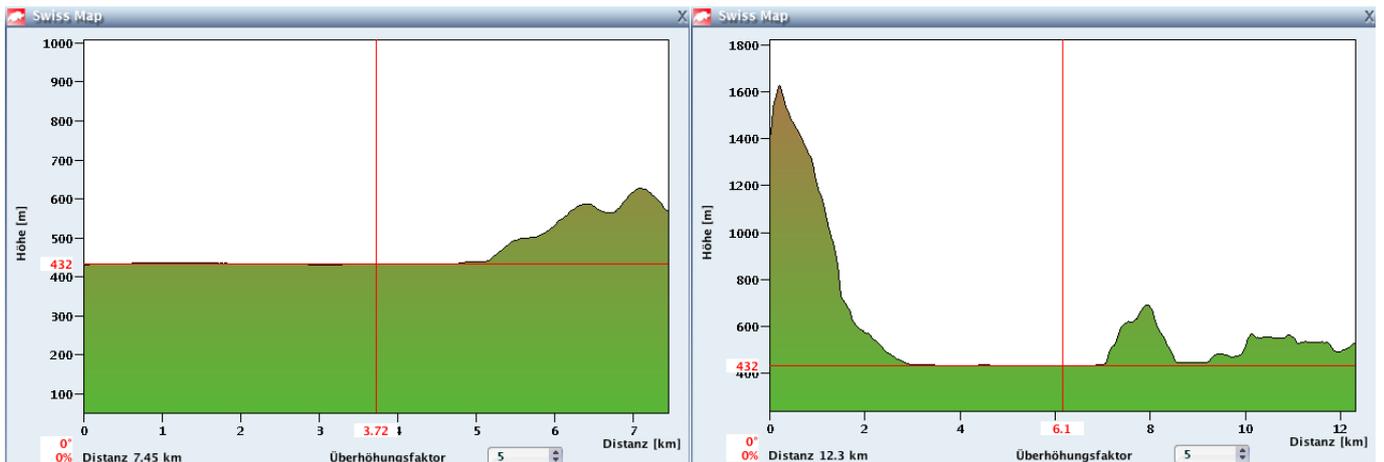


Abbildung 4: Links das Höhenprofil Nord-Süd und rechts West-Ost der Turmwindmessung Ruggeller Riet mit 5-facher Überhöhung..Rote Linien markieren die Position und Höhe des Messstandorts (SwissMap, LKVIS 1.2.6).

2.2 Datenverfügbarkeit

Aufgrund eines Kabeldefektes kann die Windrichtung auf 50m Höhe nicht gemessen werden. Sporadisch gab es während des Sommers 2012 Tage mit Datenlücken, dessen Ursachen nicht genau bekannt sind. Für den Vergleich mit der Referenzwindreihe in Vaduz werden nur diejenigen Zeitpunkte berücksichtigt, für welche gültige Messwerte vorhanden waren, sodass der Einfluss der Datenlücken auf das Ergebnis deutlich reduziert werden kann.

3 Windmessungen mit 50m-Mastmessung

Der Messmasten ist ausgerüstet mit 3 Young-Propelleranemometern vom Typ 05103-45A, welche von der Firma Sommer GmbH in Koblach geliefert wurden. Die Windmesser sind auf 10.4m, 30.3m und 49.9m auf einem nach Osten ausgerichteten Ausleger mit rund 1.2m Abstand zum Masten installiert. Auf 4m über Grund ist ein Rotronic Temperatur- und Feuchtefühler auf der Nordseite des Turms montiert. Die Windgeschwindigkeit und Windrichtung werden mit einem Sommer MDL 8/3 Logger alle 10 Sekunden registriert und als 1-Minutenmittelwerte jede 10 Minuten per GSM-Verbindung auf den Datenserver bei der Firma Sommer geschickt, wo die Daten online kontrolliert und heruntergeladen werden können. Die Stromversorgung wird durch ein kleines PV-Modul mit Laderegler und Batterie sicher gestellt.

4 Eingangsdaten und Unsicherheit Ertragsschätzung

Für das vorliegende Gutachten wurden folgende Datenquellen benutzt:

1. 10-Minutenmittelwerte der Windmessung Ruggeller Riet der Solargenossenschaft, Verwendung der Temperatur und Feuchte für Messung Sennwald
2. 10-Minutenmittelwerte vom Windcube V2 LIDAR für Sennwald Rheindamm der Windstärke und der Windrichtung (siehe Kapitel 7.2)
3. Langjährige Reihe der 10-Minutenmittelwerte der Windstärke der MeteoSchweiz-Station Vaduz von Januar 1982 – Juni 2013, Verwendung Luftdruck für Messung Ruggell und Sennwald

4.1 Kenndaten von Windkraftanlagen

Für die Berechnung des langjährigen Nettostromertrags wurden die Leistungskennlinien von 5 verschiedenen Windkraftanlagen (WKA) verwendet, welche eine Nennleistung zwischen 2000 kW bis maximal 2500 kW aufweisen (siehe Tabelle 2). Die E-82 E2 ist seit rund 8 Jahren auf dem Markt und war bis vor kurzem die am häufigsten gebaute Binnenlandanlage, welche auch für stürmische Gebiete geeignet ist. Generell die höchste Sturmresistenz zeigen die Anlagen der Firma Enercon. Bei den übrigen 4 Anlagen handelt es sich um sogenannte Schwachwindkraftanlagen, die erst seit rund 2-3 Jahren auf dem Markt erhältlich sind. Diese Anlagen sind für Gebiete mit geringerem Windaufkommen geeignet. Alle Anlagen zeichnen sich dadurch aus, dass sie kein Getriebe benötigen, und daher wartungs- und geräuscharm sind. Die Auswahl eines geeigneten WKA-Typs aufgrund der Wind- und Turbulenzverhältnisse am Standort wird durch den Hersteller vorgenommen. Je geringer die Flächenspezifische Leistung P_F ist, desto besser die Auslastung der WKA und die Anzahl der Volllaststunden pro Jahr.

Windkraftanlage (WKA)	Nennleistung Kilowatt (kW)	Rotordurchmesser (m)	Flächenspezifische Leistung P_F (W/m ²)	Abschaltgeschwindigkeit (m/s km/h)
Enercon E-82 E2	2050	82	388	34 122
Leitwind 104	2000	104	236	25 90
Siemens SWT-113	2300	113	230	25 90
Enercon E-115	2500	115	241	34 122
Vensys 112	2500	112	252	25 90

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 Abweichung 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 oder eines Defektes 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 Windmesser wird eine Unsicherheit von $\pm 5\%$ 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: $\pm 30\%$.
4. Systematische Abweichung der realen Leistungskennlinie einer WKA von den Herstellerangaben. Unsicherheit: $\pm 10\%$.
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 deutlich abweichen. Unsicherheit: $\pm 3\%$

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. Der Winddatensatz wird mit Hilfe einer langjährigen Messreihe einer MeteoSchweiz-Station Monat für Monat abgeglichen. Mit Hilfe der langjährigen Windreihe kann also 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 Korrektur-

faktor 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. Grösstenteils wird auf den langjährigen Jahresgang an der Referenzstation zurückgegriffen, der mit Hilfe der über 1-jährigen Windmessung an den Standort Ruggeller Riet angepasst wird. Die Tabelle 3 zeigt die monatlichen Korrelationskoeffizienten c und Korrekturfaktoren r_m bezüglich der Referenzstation Vaduz. Der Mittelwert für r_m über alle 15 Monate beträgt 1.106, d.h. die Messperiode wies gegenüber dem langjährigen Mittelwert ein Windenergiedefizit von gut 10% auf!

	Windmessung Ruggeller Riet / Schellenberg							
Monat	April 12	Mai 12	Juni 12	Juli 12	Aug. 12	Sept. 12	Okt. 12	Nov. 12
Korrelationskoeffizient c	0.971	0.928	0.598	0.839	0.558	0.890	0.889	0.933
Korrekturfaktor r_m	0.7445	1.1285	1.2283	1.2649	1.0417	0.8939	0.9686	1.4454

Tabelle 3: Monatlicher Korrelationskoeffizient c und Korrekturfaktor r_m für die klimatologische Korrektur der Anlagenleistung für eine Enercon E-115 mit 2.5 MW Nennleistung und 138m Nabenhöhe im Vergleich zur Referenzstation Vaduz der MeteoSchweiz.

Das Windaufkommen für Ruggell und Vaduz war sehr ähnlich für alle föhnreichen Monate mit sehr hohen Werten für den Korrelationskoeffizienten c im Bereich von 0.92 – 0.99. Die übrigen Monate mit Dominanz des Talwindes am Nachmittag zeigen eher Werte zwischen 0.6 und 0.8, was aufgrund der grossen Distanz zu Vaduz immer noch ein hoher Wert ist. Über alle Monate wurde eine sehr hohe mittlere Korrelation zwischen Ruggell und Vaduz von 0.82 erreicht. Die beiden Stationen reagieren also sehr ähnlich auf die Windverhältnisse im Rheintal, z.B. während Föhn.

	Fortsetzung: Windmessung Ruggeller Riet / Schellenberg						
Monat	Dez. 12	Jan. 13	Feb. 13	März 13	April 13	Mai 13	Juni 13
Korrelationskoeffizient c	0.828	0.496	0.873	0.983	0.659	0.948	0.903
Korrekturfaktor r_m	0.7620	1.3409	1.1685	0.8346	1.2741	1.2634	1.2224

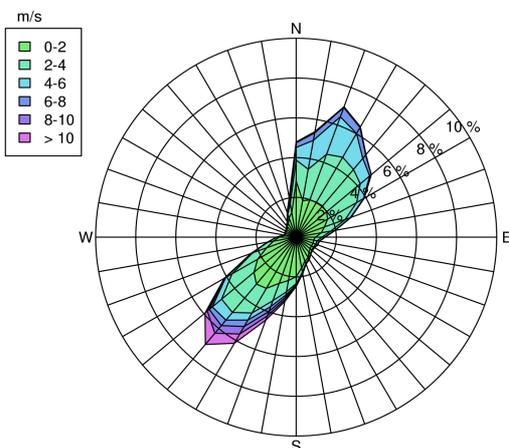
Tabelle 4: Monatlicher Korrelationskoeffizient c und Korrekturfaktor r_m für die klimatologische Korrektur der Anlagenleistung für eine Enercon E-82 E2 mit 2 MW Nennleistung und 138m Nabenhöhe im Vergleich zur Referenzstation Vaduz der MeteoSchweiz.

Für den April 2012 musste die Anlagenleistung deutlich reduziert werden bezüglich dem langjährigen Durchschnitt aufgrund der langen und ungewöhnlich starken Föhnlage vom 25. - 30. April 2012 mit einer maximalen Windböe von 118 km/h auf 50m über Grund. Gerade umgekehrt präsentierte sich der April 2013 mit extrem wenig Föhn, was eine massive Korrektur nach oben nötig machte. Die Messung 2013 war sehr windschwach (ausser März) aufgrund der seltenen Schönwetterlagen im Winter und Frühjahr.

5 Resultate

5.1 Ruggeller Riet

Windrose (Mittel: 2.48 m/s) Ruggell/Schellenberg Riet 430m ü.M.



04.2012-06.2013, Messung Windrichtung: 49.9m

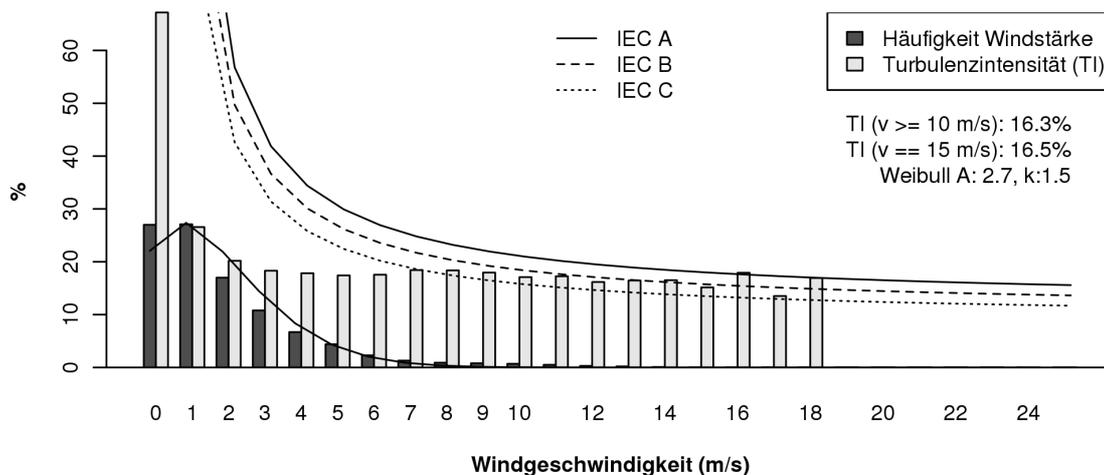
Abbildung 5: Prozentuale Häufigkeit, woher der Wind mit welcher Windstärke im Ruggeller Riet bläst auf 50m über Grund und Mittelwert der Windgeschwindigkeit während der Messperiode.

Die farbigen Flächen in der Windrose in Abbildung 5 zeigen, woher der Wind bläst mit welcher Stärke und wie häufig. Die Form der Windrose zeigt einen leichten Knick an, d.h. der Wind aus Südwesten ist etwas mehr nach Westen gedreht. Dies wird durch den Schellenberg im Südosten verursacht, der die Windströmung etwas gegen Westen hin abdrängt. Die Winde traten während der Messperiode etwa gleich häufig aus nordöstlicher Richtung wie aus Südwesten auf. Speziell auffällig ist der Anteil mit hohen Windgeschwindigkeiten aus Richtung Südwesten (hellviolette Farbe), welcher vor allem durch den Föhn verursacht wird. Die Talaufwinde (Talwind) aus Richtung Norden erreichten nur selten Windgeschwindigkeiten von mehr als 6 m/s. Insgesamt ist über die Messperiode der Mittelwert der Windgeschwindigkeit mit 2.48 m/s auf 50 Metern Höhe sehr gering ausgefallen.

Die Abbildung 6 zeigt die prozentuale Häufigkeit der verschiedenen Windgeschwindigkeiten auf 50m über

Grund. Die häufigsten Windklassen sind diejenigen zwischen 0-2 m/s, also praktisch windstill. Die Föhnlagen führen dazu, dass auch hohe Windgeschwindigkeiten über 10 m/s, resp. 36 km/h auftreten. Die Verteilung der verschiedenen Windgeschwindigkeiten lässt sich durch die sogenannte Weibull-Kurve recht gut beschreiben. Die Turbulenzintensität bewegt sich meist im Bereich zwischen 15% und 20% und liegt somit meist deutlich innerhalb der entsprechenden Normen.

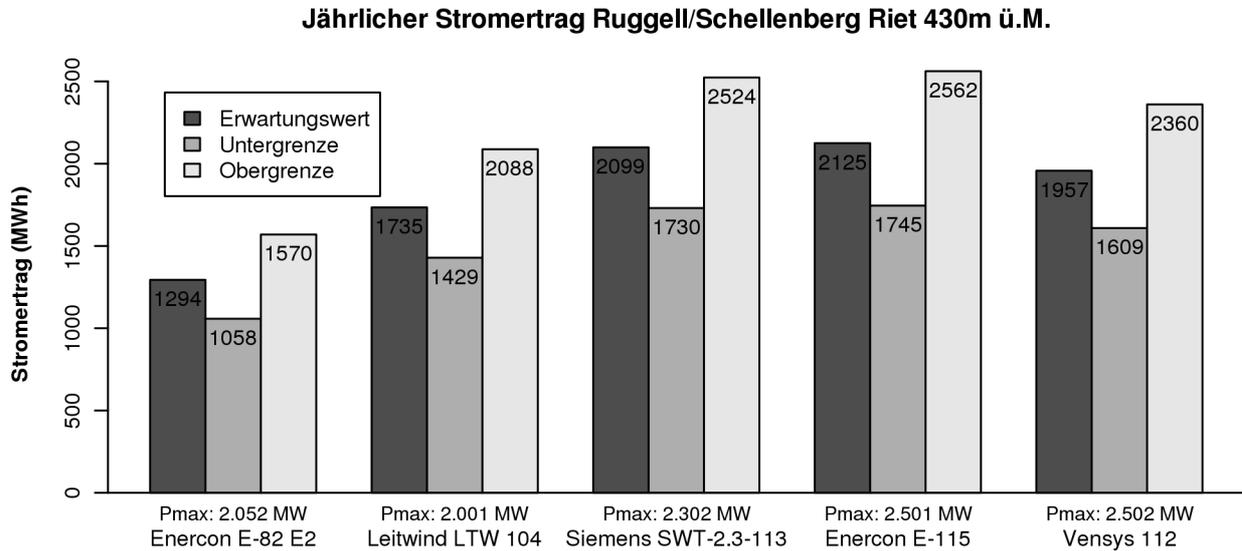
Ruggell/Schellenberg Riet 430m ü.M.



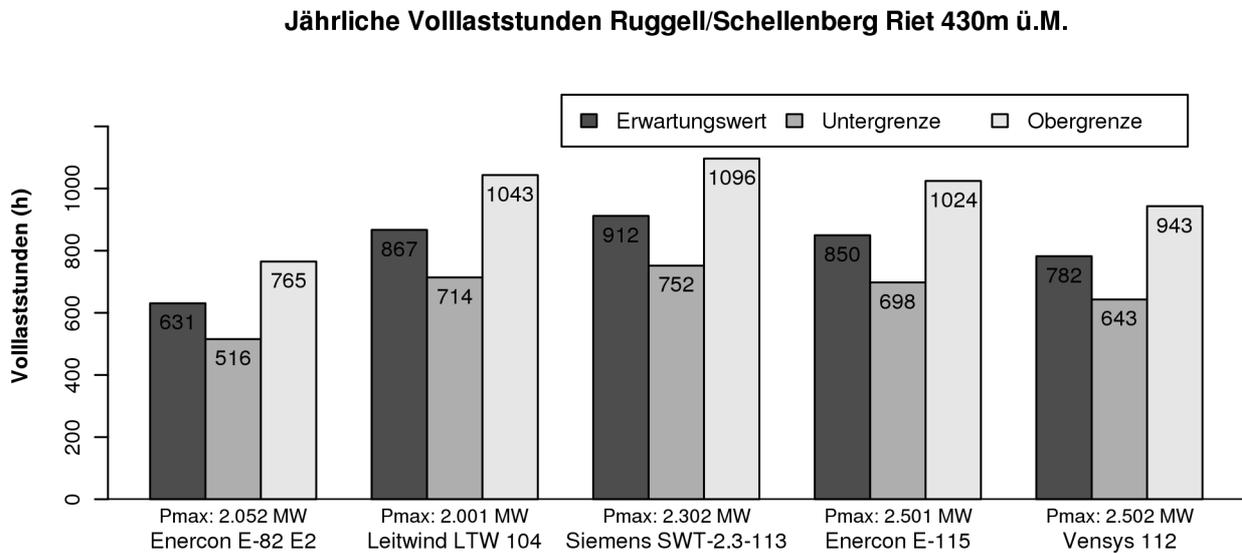
04.2012-06.2013, Windmessung: 49.9m

Abbildung 6: Prozentuale Häufigkeit verschiedener Windgeschwindigkeiten mit anliegender Kurve der Weibullverteilung und mittlere Turbulenzintensität (%) pro Windklasse mit Angabe der Normwerte nach IEC64000-1 auf knapp 50m über Grund für den Standort Ruggeller Riet.

Die Abbildung 7 zeigt den jährlichen Stromertrag inklusive 5% Verluste (Wartung, Vereisung, etc.) und die Anzahl Volllaststunden pro Jahr für 5 verschiedene WKA für eine Nabhöhe von 138m. Der Ertrag der E-115 mit 2'500 kW Nennleistung liegt bei rund 2.1 GWh pro Jahr, was 850 Volllaststunden entspricht. Die Unsicherheit der Abschätzung beträgt rund -18% / +21%.



Windkraftanlage
04.2012-06.2013, Nabe: 138m, z0=2.12m, Verluste: 5%, Ref.-Station: Vaduz Sunergy GmbH, 30.08.13



Windkraftanlage
04.2012-06.2013, Nabe: 138m, z0=2.12m, Verluste: 5%, Ref.-Station: Vaduz Sunergy GmbH, 30.08.13

Abbildung 7: Nettostromertrag (oben) und Volllaststunden (unten) für das Ruggeller Riet für 5 verschiedene WKA mit 138m Nabhöhe.

Die Abbildung 8 zeigt die Zunahme der Bruttowindleistung, und somit der Windenergie, über die Höhe im Monatsmittel für die 15 untersuchten Monate. Alle Monate abgesehen von den föhnreichen Monaten April 2012 und März 2013 zeigen sehr geringe Windleistungen auf 50m Höhe an. Die wenigen Stunden mit Talwind am Nachmittag vermögen die meist windschwachen Nachtstunden nicht zu kompensieren.

Bruttowindleistung (WL) Ruggell/Schellenberg Riet 430m ü.M.

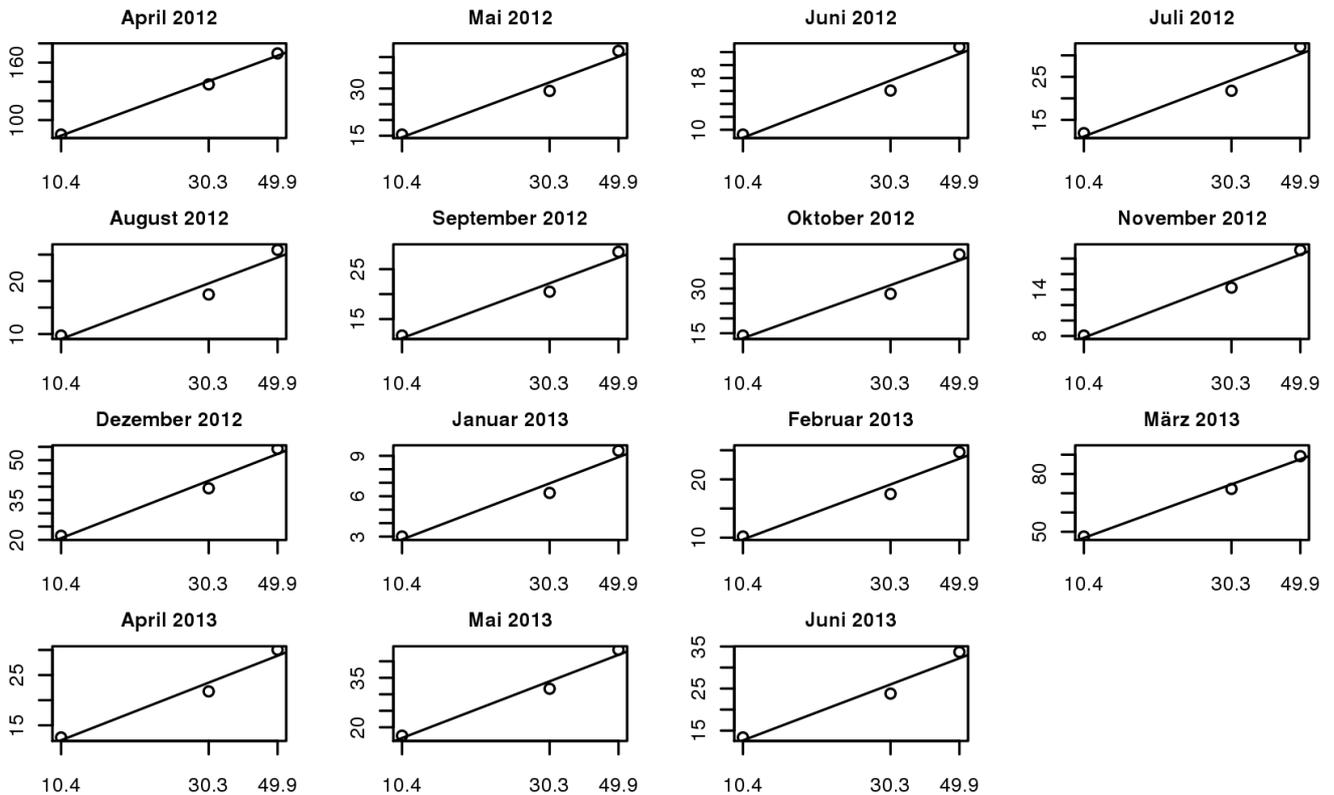
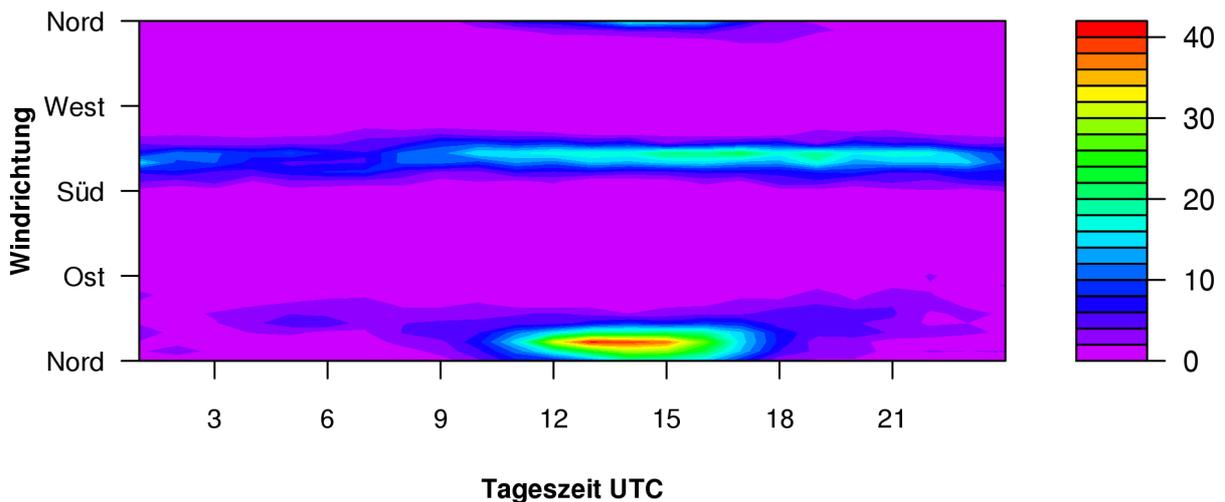


Abbildung 8: Zunahme der Bruttowindleistung (links) mit der Höhe über Grund (untere Skala in Metern). Nur im April 2012 und März 2013 konnten dank Föhn hohe Werte gemessen werden. Ansonsten bewegen sich die Werte meist im Bereich von 30 Wm⁻² auf 50m Höhe.

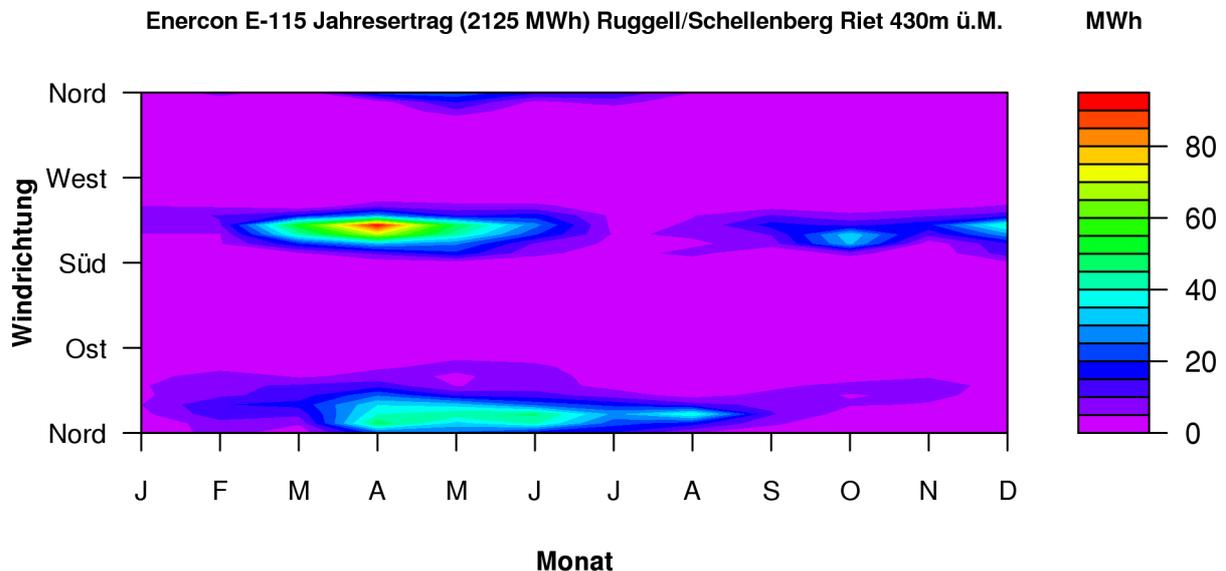
Enercon E-115 Jahresertrag (2125 MWh) Ruggell/Schellenberg Riet 430m ü.M.



04.2012-06.2013, Nabe: 138m, Verluste: 5%, Ref.-Station: Vaduz

Abbildung 9: Windstromproduktion der Enercon E-115 dargestellt im tageszeitlichen Verlauf und anhand der Richtung, woher der Wind bläst (Zeit UTC + 1 Stunde = Winterzeit (MEZ), UTC + 2 Stunden = Sommerzeit). Der ausgeprägte Tagesverlauf ist auch in Abbildung 9 gut zu erkennen: die meiste Windstromproduktion findet in den Nachmittagsstunden statt mit Wind aus Richtung Nord-Nordost (Talwind bei Schönwetterlagen). Der Föhn aus Richtung Südwesten ist über den ganzen Tag verteilt, aber mit einem Maximum am späteren Nachmittag und frühen Abend. Alle übrigen Windrichtungen tragen kaum zum

Windertrag bei. Im Tagesgang liefern die Tagstunden (7 MEZ – 19 MEZ) knapp 64% vom Ertrag. Das bedeutet, dass knapp 2/3 der Stromproduktion auf die Tagstunden entfallen.



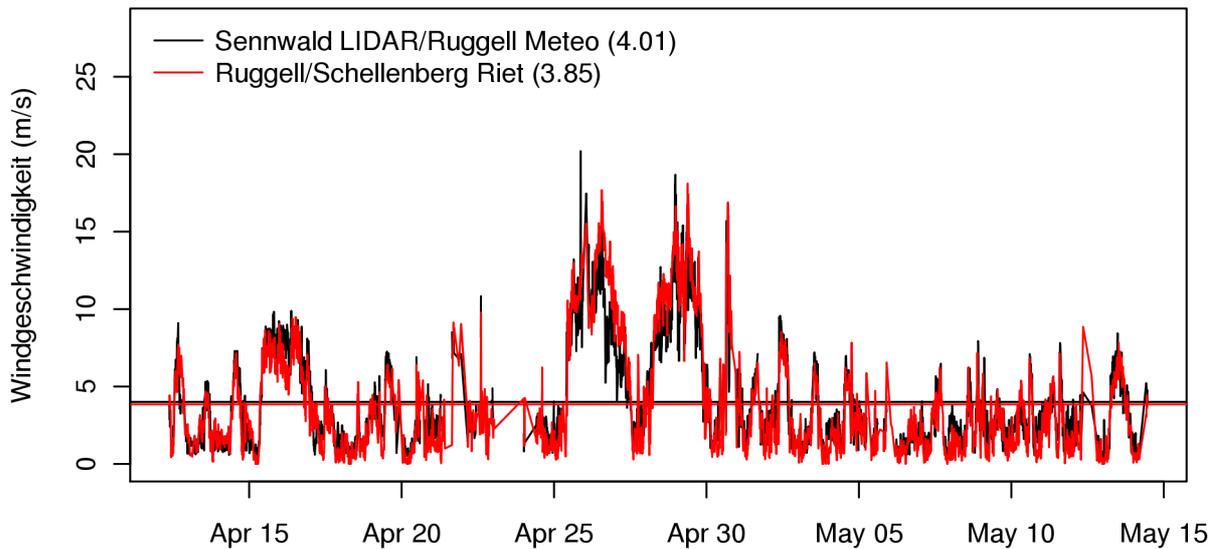
04.2012-06.2013, Windmessung: 49.9m, Nabe: 138m, z0=2.12m

Abbildung 10: Windstromproduktion der Enercon E-115 dargestellt im Jahresverlauf (Januar bis Dezember) und anhand der Richtung, woher der Wind bläst (Zeit UTC + 1 Stunde = Winterzeit, UTC + 2 Stunden = Sommerzeit). Der Jahresertrag verteilt sich recht unregelmässig über das Jahr, wie Abbildung 10 zeigt. Der Schwerpunkt liegt eindeutig im Frühjahr, wenn der Föhn am häufigsten bläst, und wenn der Talwind die stärkste Aktivität entwickelt (April und Mai). Im Jahresgang entfällt auf die Wintermonate (November bis April) nur gerade ein Produktionsanteil von 48%. Dies im Gegensatz zur Region Balzers, wo knapp 60% der Jahresproduktion im Winter erzeugt würden. Es fehlen vor allem die Bergwindfälle im Winterhalbjahr, welche im Ruggeller Riet in Bodennähe (bis 50 Meter Höhe) nur sehr schwach auftreten. Eine wissenschaftliche Publikation von Günther Zängl und Siegfried Vogt aus dem Jahr 2006 zeigt jedoch, dass der Bergwind durchaus auch im unteren Rheintal zu finden ist, zumindest im Herbst. Jedoch erst ab einer Höhe von 100 Metern und noch höher über Boden. Das Maximum des Bergwindes dürfte auf etwa 400m – 600m über Grund auftreten, was für die Windkraftnutzung zu hoch ist. Diese Resultate basieren auf Messdaten von einem Windprofiler aus dem Herbst 1999 und computergestützten Windsimulationen (siehe Referenzen im Anhang). Auch die extreme Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe in der LIDAR-Windmessung Sennwald (siehe Kapitel 5.2) zeigt, dass sich ab 100 Meter über Grund oft eine Zone mit höheren Windgeschwindigkeiten befindet, die sich oberhalb einer blockierten Luftmasse in Bodennähe befindet.

5.2 Vergleich mit LIDAR-Windmessung Sennwald

Die LIDAR-Windmessung Sennwald (siehe Abbildung 1 und Tabelle 1) fand im April und Mai 2012 statt und somit sind Messdaten parallel zur Turmwindmessung verfügbar. Die Abbildung 11 zeigt den Vergleich der Windgeschwindigkeit auf 50m Messhöhe. Für die Messung Ruggell wurde eine Rauigkeitslänge $z_0 = 2.12$ von der LIDAR-Messung Sennwald angenommen. Der Grund ist, dass die LIDAR-Messung die Windzunahme bis 200 Meter über Grund messen kann, der Messmasten jedoch nur die ersten 50 Meter. Die Messkurven sind sich sehr ähnlich. Bei der Windgeschwindigkeit beträgt die Korrelation der Zehnminutenmittel über 0.89, was sehr hoch ist. Deshalb ist die Annahme vertretbar, das

Zeitreihe 2012-04-12 - 2012-05-14



Scatterplot 2012-04-12 - 2012-05-14

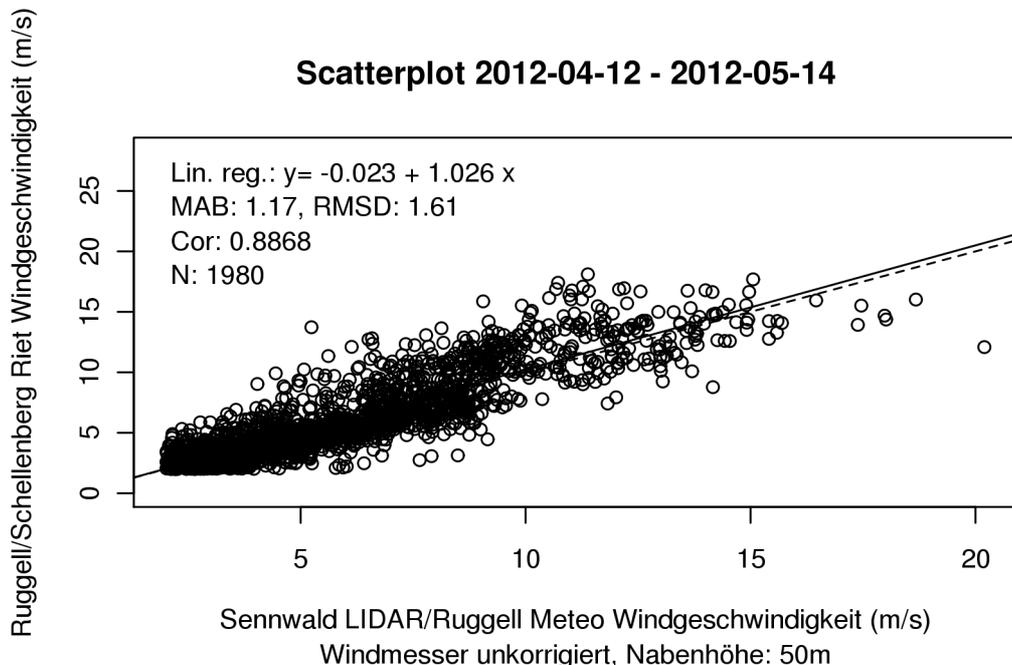


Abbildung 11: Vergleich Windgeschwindigkeit (oben) für Sennwald (schwarz) und Ruggeller Riet (rot). Unten Scatterplot mit Korrelationskoeffizient (Cor) von 0.8868 der Zehnminutenmittel der Windgeschwindigkeit. LIDAR-Windprofil (Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe) vom Rheindamm in Sennwald für das Ruggeller Riet zu verwenden.

6 Standorteignung, Windertrag und Stromgestehungskosten

6.1 Windpotential

Stationsname	Sensorm m	\bar{v} m/s	\bar{v}_{\max} m/s	Weibull A m/s	Weibull k	Rauhigkeitslänge z0 m	Windscherung α	\overline{TI} ($v = 15$ m/s) %
Ruggeller Riet	49.9	2.48	18.10	2.67	1.48	0.68 (2.12)	0.289	16.5

Tabelle 5: Ergebnisse der Turmwindmessung Ruggeller Riet während der Messperiode (siehe Tabelle 1). Sensor: Höhe des Windmessers, \bar{v} : Mittelwert der Windgeschwindigkeit, \bar{v}_{\max} : das höchste 10-Minutenmittel, A und k: Faktoren der Weibull-Verteilung, z0: Rauigkeitslänge (in Klammern der Vergleichswert vom LIDAR Sennwald: wird für die Berechnungen hier verwendet!), α : vertikale Windscherung, \overline{TI} : mittlere Turbulenzintensität für Windgeschwindigkeiten von 15 – 16 m/s.

Die Tabelle 5 zeigt die Ergebnisse der Turmwindmessung Ruggeller Riet während der gesamten Auswertungsperiode (siehe Tabelle 1). Es wurde das Messniveau gewählt, welches am nächsten zur Nabenhöhe von 138 Meter in Tabelle 6 liegt. \overline{TI} höher als ca. 19% bedeutet, dass die IEC-Richtlinien für Windkraftanlagen überschritten werden. Die Grenzwerte für die Turbulenzintensität (\overline{TI}) werden also eingehalten (fett markiert), jedoch liegt die Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe über den Grenzwerten. α sollte laut den IEC-Richtlinien im Mittel tiefer als 0.20 sein. Diese starke Zunahme mit der Höhe konnte bei praktisch allen bisherigen Windmessungen im Alpenrheintal nachgewiesen werden. Dies deutet darauf hin, dass der Wind in der Rheinebene in den ersten 100 Metern über Grund sehr stark abgebremst wird und sich das Maximum des Berg- und Talwindes erst einige 100 Meter über Grund befindet. Weiter spielen sicher auch die verbreiteten Windschutzstreifen und die Bebauung eine wichtige Rolle. Und es bilden sich in der Nacht und im Winterhalbjahr am Talboden sogenannte Kaltluftseen, welche das Durchgreifen des Windes bis zum Boden behindern. Kalte Luft ist schwerer als warme Luft, und lagert sich am Talboden ab. Dieser Kaltluftsee bildet sich lokal durch nächtliche Abstrahlung oder durch den Zufluss von kalter Luft aus den Seitentälern des Rheintals und von den Talflanken. Ähnliche Resultate zeigt die Studie von Zängl und Vogt (siehe Kapitel 7.2): der Tal- und Bergwind ist vor allem in 100m – 400m über Grund am stärksten ausgeprägt. Die Messresultate zeigen deutlich, dass die Nabenhöhe von Windanlagen im Rheintal so hoch wie möglich gewählt werden muss.

Stationsname	\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-115 MWh/a	Volllaststunden h
Ruggeller Riet	3.26	92	803	8.2	4000	2125	850

Tabelle 6: Ergebnisse der geschätzten langjährigen Mittelwerte auf einer Nabenhöhe von 138 Meter über Grund für das Ruggeller Riet. \bar{v} : Mittelwert der Windgeschwindigkeit, \bar{P}_S : mittlere Bruttowindleistung, $P_S \geq P_F$ gibt an, wie häufig die E-115 die Nennleistung erreicht (siehe P_F in Tabelle 2). Produktion ist die Anzahl Stunden pro Jahr, wo die WKA Strom produzieren würde, und Ertrag die Schätzung für den jährlichen Stromertrag für die E-115 mit 2500 kW Nennleistung (5% Anlagenverluste inklusive). Die Volllaststunden geben an, wie viele Stunden die Anlage mit voller Leistung laufen müsste, um den jährlichen Stromertrag zu produzieren.

Die Resultate in Tabelle 6 machen deutlich, dass das Windpotential gegenüber dem Sonnenenergiepotential in Ruggell weit zurückbleibt: eine optimal nach Süden geneigte Fläche empfängt über 1600 kWh/m² pro Jahr, also liegt bei der Photovoltaik das doppelte Potential gegenüber dem Wind im Ruggeller Riet vor. Eine Photovoltaik-Anlage weist in Ruggell über 1000 Volllaststunden auf. Auch für



eine ebene Fläche liegt die mittlere Einstrahlungsleistung der Sonne mit rund 130 W/m^2 deutlich höher als die Bruttowindleistung mit 92 W/m^2 . Auch die Anzahl Produktionsstunden (Anlage im Voll- oder Teillastbetrieb) ist mit rund 4000 Stunden sogar etwas geringer als für PV-Anlagen mit rund 4300 Stunden pro Jahr (entspricht ziemlich genau 50% der Jahresstunden: die Hälfte des Jahres ist es dunkel). Der mittlere Jahresstromertrag einer WKA liegt 2.12 GWh, was den jährlichen Strombedarf von rund 500 Haushalten decken könnte.

Die Abschätzung der verschiedenen Grössen auf einer Nabenhöhe von 138 Metern aufgrund der Windmessungen zwischen 10m und 50m über Grund ist für sich allein gesehen mit einer enormen Unsicherheit behaftet. Dank den Resultaten der LIDAR-Vergleichsmessung in Sennwald bis 200m über Grund konnte das Windprofil auf die Messung Ruggell übertragen werden, was die Unsicherheit der Abschätzung im Ruggeller Riet wesentlich reduziert.

6.2 Stromgestehungskosten

Für die Berechnung der Stromgestehungskosten einer Enercon E-115 mit 2500 kW Nennleistung und mit 138 Meter Nabenhöhe werden zwei gegensätzliche Modelle angenommen:

1. Eine konventionelle Finanzierung via Bank und einem Verzinsungssatz von 4%.
2. Eine Finanzierung über ein Bürgerbeteiligungsmodell ohne Verzinsung des Kapitals und mit linearer Abschreibung der Anlagekosten über die Nutzungsdauer. Die Betriebs- und Unterhaltskosten werden mit 76'800.- jährlich angenommen (Vollservicevertrag Enercon mit 15 Jahren Laufzeit).

Bei beiden Modellen müssen verschiedene Kostenfaktoren wie die Nutzungsdauer der WKA, die gesamten Investitionskosten und die jährlichen Unterhaltskosten in Betracht gezogen werden. Die generellen Annahmen lauten:

- Nutzungsdauer der Gesamtanlage: 20 Jahre
- Gesamte Investitionskosten: 7 Mio. CHF (Wechselkurs 1 € = 1.25 CHF, beinhaltet grobe Schätzung der Netzanschlusskosten an das Netz der LKW)
- Beinhaltet keine Mehrwertsteuer

Für das 1. Modell gibt es ein Wirtschaftlichkeitsberechnungstool, welches durch SuisseEole zur Verfügung gestellt wird (http://www.wind-data.ch/_downloads/WKA_Wirtschaftlichkeit_Version_1.8.xls). Die entsprechende Excel-Tabelle steht für die Turmwindmessung Ruggell in elektronischer Form zur Verfügung. Für die Berechnung des 2. Modells und die Berechnung der durchschnittlichen KEV-Vergütung über die Nutzungsdauer von 20 Jahren wurde eine separate Excel-Tabelle erstellt. Die Tabelle 7 fasst die mittleren Stromgestehungskosten (Energiekosten) über 20 Jahre zusammen.

	Stromgestehungskosten (Rp./kWh)
100%-Bankdarlehen mit Verzinsung von 4%	27.9
Bürgerbeteiligung , lineare Abschreibung, zinslos	20.1

Tabelle 7: Vergleich der Stromgestehungskosten für 2 verschiedene Finanzierungsvarianten über die Nutzungsdauer der Windkraftanlage auf der Basis des jährlichen Stromertrags einer Enercon E-115 von 2125 MWh pro Jahr (siehe Tabelle 6).



Eine übliche Finanzierungsvariante mit 100%-Fremdfinanzierung und Verzinsung dieses Kapitals führt zu Stromgestehungskosten von knapp 28 Rp./kWh, was doppelt so hoch ist wie die Stromgestehungskosten von 14 Rp./kWh für den LKW-Naturstrom. Die Energiekosten für ein reines Bürgerbeteiligungsmodell liegen im Bereich von 20 Rp./kWh. Die Stromgestehungskosten von grossen Photovoltaik-Anlagen, z.B. auf Industriebauten, liegen heute teilweise schon deutlich unter 15 Rp./kWh.

Eine wirtschaftliche Nutzung der Windkraft im Ruggeller Riet nahe der Grenze zur Gemeinde Schellenberg ist aus heutiger Sicht nicht möglich. Der einzige Vorteil der Windkraft bleibt der gegenüber der Photovoltaik geringere Flächenbedarf. Dieser Pluspunkt wird jedoch erst dann an Bedeutung gewinnen, wenn die meisten Gebäudedächer in Ruggell und Schellenberg bereits für PV-Anlagen genutzt werden.

Die Resultate der LIDAR-Windmessung Sennwald (hier im Detail nicht gezeigt) deuten an, dass das Windpotential in Ruggell am Rheindamm etwas höher liegen dürfte. Ein detaillierter Abgleich der Messung Ruggeller Riet und Sennwald Rheindamm steht jedoch zum heutigen Zeitpunkt noch aus.

7 Anhang

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:	skalarer (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 oder 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:	Durchschnittswert 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 (3%) und durch Vereisung (0.5%), der Gesamtanlagenverlust einer WKA wird generell mit 5% angenommen



Bruttowindleistung WL:	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 Literaturhinweise

Bericht über Projekt LIDAR-Windmessung Sennwald erstellt durch die Firma Sunergy GmbH, Buchs SG: http://www.sunergy.li/images/stories/wind/gutachten_lidar-windmessung_sennwald_V2_pw.pdf.

Wissenschaftliche Publikationen:

- G. Zängl und S. Vogt, „Valley-wind characteristics in the Alpine Rhine Valley: Measurements with a wind-temperature profiler in comparison with numerical simulations“, Meteorologische Zeitschrift, Vol. 15, 2, 2006, doi:10.1127/0941-2948/2006/0110.