

## Provisorische Auswertung LIDAR-Messung Anskopf

Vom 31. Mai 2010 bis zum Ausstieg des Gerätes am 11. Juni 2010 wegen eines Defektes wurde auf dem Anskopf östlich vom Fläscherriet die Windgeschwindigkeit zwischen 40m und 200m über Grund gemessen. Auf den folgenden Seiten werden diese Messdaten bezüglich der Standorteignung für Windenergienutzung ausgewertet.

**ACHTUNG:** diese Auswertung ist noch als provisorisch zu betrachten, weil sie stark abhängig ist von der Stabilität der Windmessung an der Referenzstation Vaduz-Au. Die Stabilität von Vaduz-Au kann erst später überprüft werden, wenn Windmessungen von weiteren umliegenden Referenzstationen zur Verfügung stehen. Die definitive Auswertung wird voraussichtlich im Oktober 2010 erfolgen können.

### Ziel

Die Auswertung soll zeigen, ob der Anskopf für eine Nutzung der Windenergie in Frage kommt.

### Begriffe

WKA:	Windkraftanlage
Nabe:	Höhe des Generators der WKA über Boden in Metern
langjährig:	Durchschnittswerte über eine Zeitperiode von 20 – 30 Jahren (Klimaperiode)
Jährlicher Verlust:	Bei der Produktion von Windenergie durch WKA's geht Energie verloren durch die Umwandlung von Gleichstrom zu Wechselstrom im Transformator (1.5%), durch Wartungsarbeiten (2%), durch Abschaltung bei starken Stürmen (1%) und durch Vereisung (0.5%), Verlust insgesamt wird zu 5% angenommen
Bruttowindleistung:	totale Windleistung pro Fläche (Watt pro Quadrat: $W/m^2$ ), berechnet mit der Formel: $0.5 \cdot \rho \cdot v^3$ , wobei $\rho$ : Luftdichte $kg/m^3$ , $v$ : Windgeschwindigkeit $m/s$ ; eine Verdopplung der Windstärke bedeutet eine Verachtfachung der Bruttowindleistung!
Nettowindleistung:	Nutzleistung einer bestimmten WKA (inkl. Verluste) in $W/m^2$ , eine gute WKA kann in bestimmten Geschwindigkeitsbereichen über 50% der Bruttowindleistung „ernten“, theoretischer maximaler Erntegrad liegt bei 59% (Betz-Faktor)
Maximalleistung:	Maximale erreichbare Nettowindleistung einer bestimmten WKA.
Nettostromertrag:	langjähriger Stromertrag einer bestimmten WKA inkl. jährliche Verluste
Volllaststunde:	Verhältnis von jährlichem Nettostromertrag zu Maximalleistung einer WKA

### LIDAR-Messung Anskopf

Am 31. Mai 2010 wurde das LIDAR und die Stromversorgung unter der Aufsicht von Sara Koller, Fa.

Meteotest, von der Alp Lida zum Anskopf gebracht. Zeichnung 1 zeigt das LIDAR und die Stromversorgung am Standort Anskopf. Der Messstandort befand sich auf einer kleinen Lichtung rund 150m südlich der Aussichtskanzel oberhalb von Balzers mit rund 100m Abstand zur Landesgrenze.



Zeichnung 1: LIDAR mit Umzäunung (links) und Stromversorgung mit Benzinaggregat (rechts).

Weitere Angaben zum Messstandort werden in der Tabelle 1 zusammengefasst.

Standort	Anskopf
CH-Koordinaten	757864/214092
Geog. Koordinaten	47°03'32.56"N / 9°31'00.37"E
Höhe Meter ü. M.	757
Kurzbeschreibung	Standort östlich von Fläscherriet auf Felsplateau mit rund 700 – 750 m ü.M., nahe des Waldbrandgebietes im Jahr 1985. Das gesamte Gebiet ist bewaldet mit nur wenigen Lichtungen. Zufahrt ist möglich über gut befestigte Kiesstrassen . Der Anskopf liegt auf der direkten Verbindungslinie vom St. Galler Rheintal ins Churer Rheintal via den Luziensteig. Der Boden gehört zur Bürgergenossenschaft Balzers, liegt jedoch auf dem Gebiet der Gemeinde Fläsch, und wird heute neben der militärischen Nutzung durch die Schweizer Armee vor allem forstwirtschaftlich genutzt. Das Gebiet liegt in keiner Natur- oder Landschaftsschutzzone.

Tabelle 1: Koordinaten und Kurzbeschreibung von Standort Anskopf.

## Winddaten

Für die Berechnung des langjährigen Nettostromertrages werden meteorologische Windmessungen möglichst nahe am Standort der 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 1 Jahr gemessen wird. Im vorliegenden Fall konnte das gesamte Windprofil von 40m bis 200m über Grund mit einem Windcube Lidar vermessen werden, welcher von der Fa. ENCO in Liestal gemietet wurde. Der LIDAR-Datensatz wird mit Hilfe der langjährigen Messreihe der Station Vaduz-Au in den langjährigen Kontext des lokalen Windklimas im Rheintal gesetzt. Für das vorliegende Gutachten wurden folgende Datenquellen benutzt:

1. 10-Minutenmittelwerte der Windgeschwindigkeit vom Windcube LIDAR
2. Langjährige Reihe der Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeit von der MeteoSchweiz-Station Vaduz-Au von Januar 1982 – Dezember 2009.

## Windkraftanlagen

Für die Berechnung des langjährigen Nettostromertrags wurden die Leistungskennlinien von 9 verschiedenen Windkraftanlagen (WKA) untersucht, welche eine maximale Nennleistung von 600 kW bis maximal 3000 kW aufweisen (siehe Tabelle 2).

Windkraftanlage (WKA)	Maximalleistung Kilowatt (kW)	Blattlänge Meter (m)	Verhältnis Maximalleistung zu Rotorfläche	Nabenhöhe in Metern (m)
Fuhrländer FL 600	600	25	0.31	65 / 75
Enercon E-48	800	24	0.44	65 / 75
Enercon E-53	800	26.5	0.36	65 / 75
Gamesa G58	850	29	0.32	65
Vestas V-52	850	26	0.4	65 / 75
Leitwind LTW 70	1700	35	0.39	65
Enercon E-82 E2	2000	41	0.38	85 / 113
Enercon E-70	2300	35	0.58	85 / 113
Enercon E-82 E3	3000	41	0.57	85 / 113

Tabelle 2: Übersicht Windkraftanlagen für Jahresertrags- und Volllaststundenvergleich.

## Unsicherheit der Schätzung des langjährigen Nettostromertrags

Die vorliegende Auswertung berücksichtigt die folgenden 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 Vereinfachungen 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!
2. 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://www.wind-energie.de/de/technik/windscherung/turbulenz/?type=97>).

3. Systematische Abweichung der realen Leistungskennlinie einer WKA von den Herstellerangaben
4. Systematische Differenz des langjährigen relativen Jahresganges der Windleistung am Standort zur Referenzstation Vaduz: 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 vom Jahresgang der Referenzstation Vaduz abweichen
5. Natürliche langjährige Variabilität der mittleren monatlichen Nettowindleistung von Jahr zu Jahr an der Referenzstation Vaduz: für verschiedene Monate im Jahr schwankt die durchschnittliche Nettowindleistung unterschiedlich stark von Jahr zu Jahr, in den Sommermonaten sind die Schwankungen von Jahr zu Jahr deutlich geringer als im Winter und Frühling und Spätherbst. Dies ist vor allem auf das sehr unterschiedliche Auftreten des Föhns von Jahr zu Jahr zurückzuführen.

Auf das ganze Jahr gerechnet addieren sich die Unsicherheitsfaktoren 1. - 5. 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 permanent eine zu hohe Windgeschwindigkeit gemessen, 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 zu Vaduz und alle Monate der Messperiode waren überdurchschnittlich windreich.

**Die Obergrenze markiert den besten anzunehmenden Fall:** der Windmesser hat permanent eine zu tiefe Windgeschwindigkeit gemessen, 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 zu Vaduz und alle Monate der Messperiode waren unterdurchschnittlich im Windaufkommen.

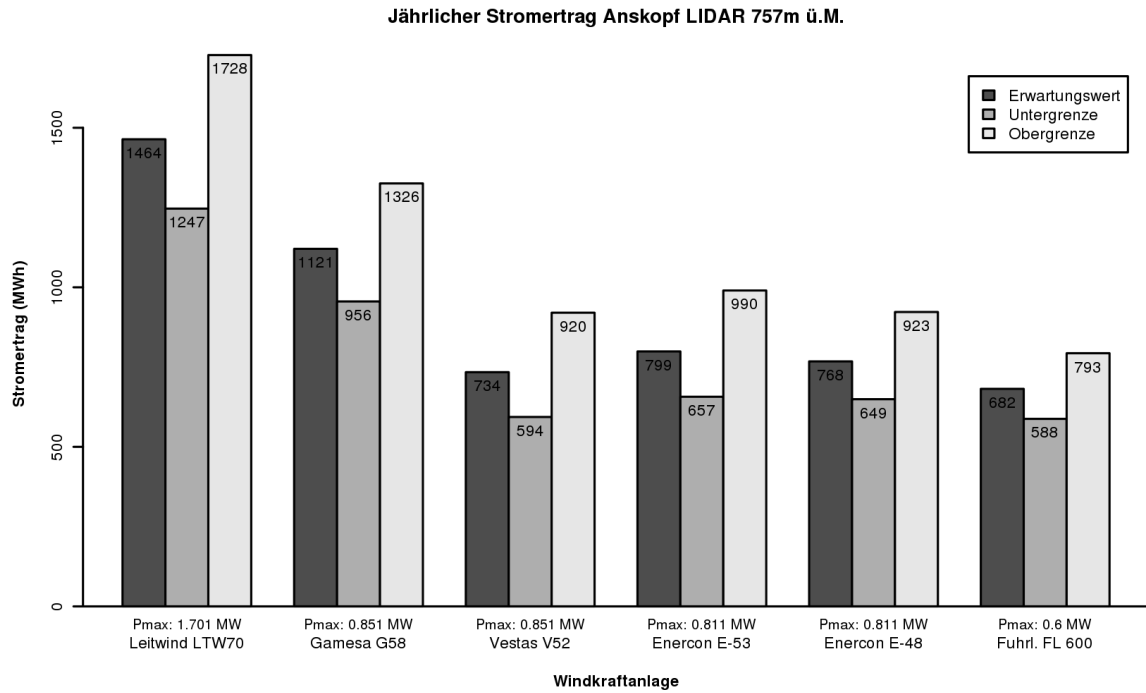
Die Untergrenze und Obergrenze markieren also die Schranke, in welcher sich der **Erwartungswert** bewegen kann. Der **Erwartungswert** entspricht dem jährlichen Nettostromertrag, der für einen bestimmten Standort im Mittel über einen langjährigen Zeitraum erwartet werden kann.

## Schätzung des langjährigen Nettostromertrages für den Anskopf

Abbildung 1 zeigt den geschätzten mittleren jährlichen Nettostromertrag in Megawattstunden und den Unsicherheitsbereich für 2 verschiedene WKA-Typen mit 65 Meter Nabhöhe am Standort Anskopf. Abbildung 3 im Anhang zeigt die entsprechenden Volllaststunden der verschiedenen Anlagentypen. Die Anlagen mit dem geringsten Verhältnis der Maximalleistung zur Rotorfläche in Tabelle 2 zeigen die beste Volllastnutzung (Gamesa G58 und Fuhrländer FL 600).

Für die grösseren Anlagentypen mit Nabhöhe 113 Meter werden jährliche Nettoerträge im Bereich von 2 GWh – 2.5 GWh pro Jahr erreicht (Abb. 2). Bei der Volllastnutzung sticht klar die Enercon E-82 E2 heraus, welche über 1200 Volllaststunden pro Jahr erreicht (Abb. 4). Die Höhendifferenz von 28 Metern

zwischen 113 und 85m ergibt einen Mehrertrag von rund 12.5% für die Enercon E-82 E2 gegenüber den Resultaten in Abbildung 5.



Zeitraum: 06.2010-06.2010, Anzahl Windniveaus: 6, Nabe: 65m, Verluste 6%, Ref.-Station: MCH-Vaduz

*Abbildung 1: Schätzung Stromertrag Anskopf in Megawattstunden pro Jahr für 6 verschiedene Windkraftanlagen mit Nabhöhe 65 Meter über Grund. Die gesamten Verluste werden zu 6% angenommen.*

Tabelle 3 fasst die jährlichen Nettostromerträge und die Stromgestehungskosten pro Kilowattstunde Strom für 2 ausgewählte WKA's am Standort Anskopf zusammen. Für diese beiden WKA's sind die Anlagen- und Investitionskosten einigermaßen bekannt (siehe Seite 6). Es wird jeweils auch der Unsicherheitsbereich für die beiden Schätzungen via Untergrenze und Obergrenze angegeben. Das resultierende Jahresmittel der Windstärke von **4.9 m/s auf 113m über Grund** liegt rund 2.7 m/s über dem Wert der Schweizer Windkarte! Dies ist ausserhalb der 2-fachen Fehlergrenzen ( $\pm 2$  m/s) der Schweizer Windkarte.

**Der erwartete Ertrag einer E-82 von 2540 MWh oder 2.54 GWh pro Jahr würde 0.67% vom gesamten Strombedarf von Liechtenstein decken (Gesamtbedarf Liechtenstein: ca. 380 Gwh). Oder der Jahresbedarf von rund 700 Haushalten in Balzers könnte damit gedeckt werden.**

	E-82 E2, 113m	E-82, 113m	E-53, 75m	E-53, 75m	Jahresmittel, 113m
	Nettostromertrag MWh	Stromkosten Rp./kWh	Nettostromertrag MWh	Stromkosten Rp./kWh	Windstärke m/s
<b>Erwartungs- wert</b>	<b>2540</b>	<b>20</b>	<b>925</b>	<b>28</b>	<b>4.9</b>
Untergrenze	2090	24	760	35	4.6
Obergrenze	3350	15	1130	23	5.5

*Tabelle 3: Stromertrag in Megawattstunden pro Jahr (1 MWh = 1000 kWh), Stromgestehungskosten in*

Rappen pro Kilowattstunde und Jahresmittel Windgeschwindigkeit für Standort Anskopf für 2 ausgewählte Windkraftanlagen.

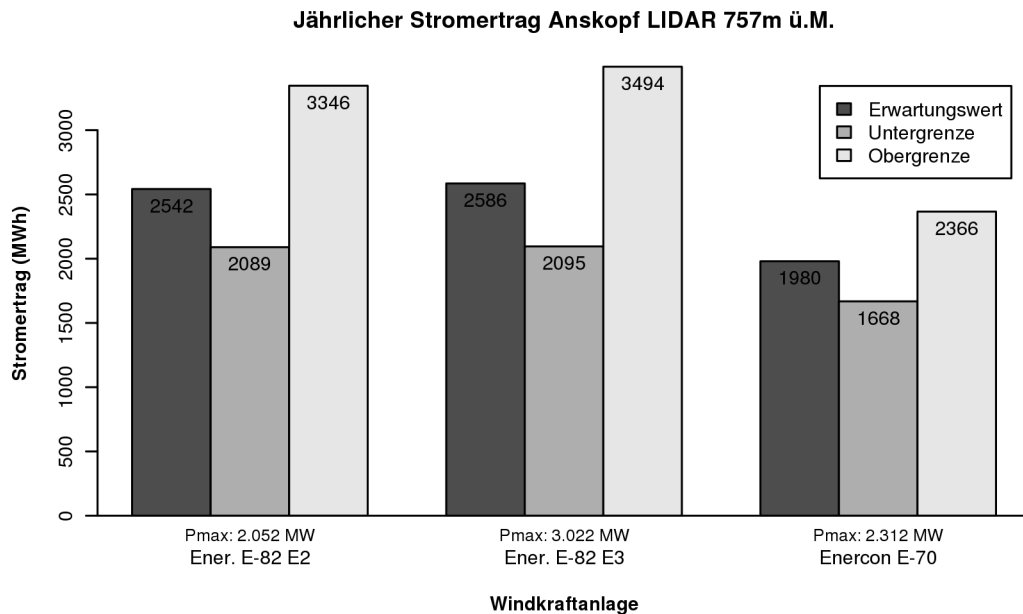


Abbildung 2: Schätzung Stromertrag Anskopf in Megawattstunden pro Jahr für 6 verschiedene Windkraftanlagen mit Nabenhöhe 113 Meter über Grund. Die gesamten Verluste werden zu 6% angenommen.

### Stromgestehungskosten und Wirtschaftlichkeit

Für die Berechnung der Stromgestehungskosten in Tabelle 3 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 lauten:

- Nutzungsdauer der Gesamtanlage: 20 Jahre
- Verzinsung Fremdkapital: 6%
- gesamte Investitionskosten: 5.3 Mio CHF
- Jahreskosten (inkl. Kapitalkosten): 542'000.- CHF

Für die Enercon E-53 liegen die gesamten Investitionskosten bei knapp 2.6 Mio CHF und Jahreskosten von 265'000.- CHF. Nutzungsdauer und Verzinsung sind gleich wie bei der E-82.

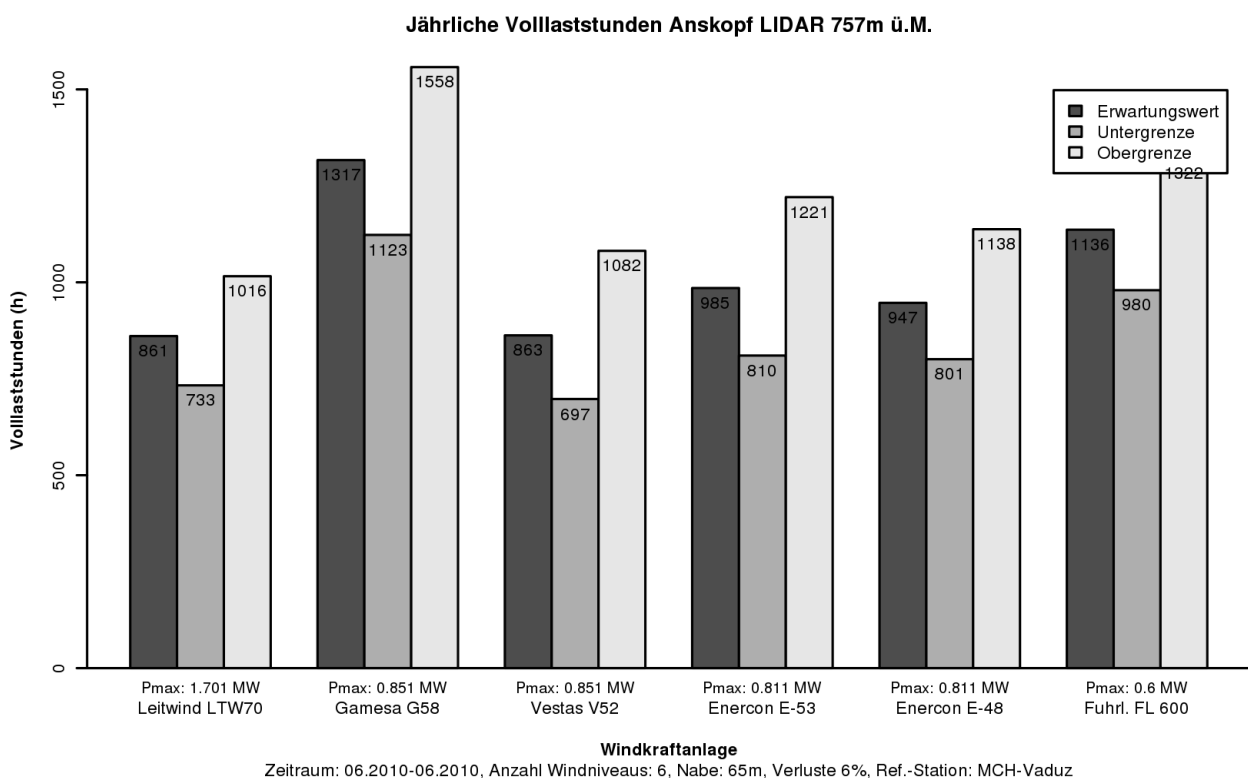
### Zusammenfassung

Für den Standort Anskopf zeigt die Auswertung der LIDAR-Windmessungen, dass im Durchschnitt mit Stromgestehungskosten im Bereich von 20 Rappen pro Kilowattstunde gerechnet werden kann für eine Enercon E-82 Anlage. **Im optimalen Fall liegen liegen die Kosten bei 15 Rappen pro Kilowattstunde, was einen wirtschaftlichen Betrieb einer Windkraftanlage im Rahmen der Einspeisevergütung des KEV erlauben würde.** Für die ersten 5 Jahre kann mit einer KEV-Vergütung

von 20 Rp./kWh gerechnet werden. Nachher wird der Ertrag mit einer Referenzanlage verglichen, und für Standorte mit überdurchschnittlich viel Wind wird die Vergütung auf 17 Rp./kWh reduziert (siehe auch [http://windland.ch/doku\\_wind/Einspeiseverguetung\\_Windenergie\\_Schweiz.pdf](http://windland.ch/doku_wind/Einspeiseverguetung_Windenergie_Schweiz.pdf)).

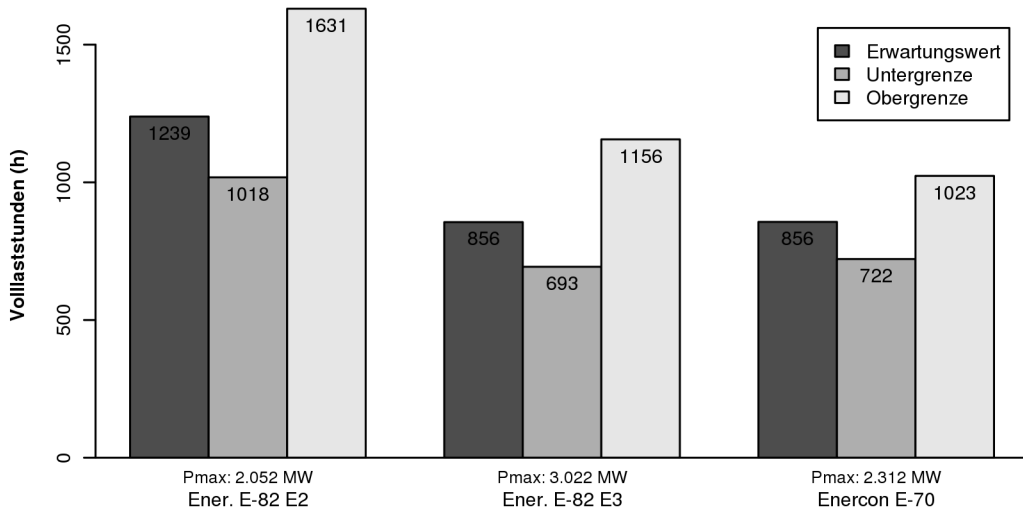
## Anhang

Im Anhang finden sich noch weitere Abbildungen des Jahresertrags und der jährlichen Anzahl der Volllaststunden für den Anskopf.



*Abbildung 3: Schätzung der jährlichen Volllaststunden Anskopf in Stunden pro Jahr für 6 verschiedene Windkraftanlagen mit Nabenhöhe 65 Meter über Grund. Die gesamten Verluste werden zu 6% angenommen.*

**Jährliche Volllaststunden Anskopf LIDAR 757m ü.M.**

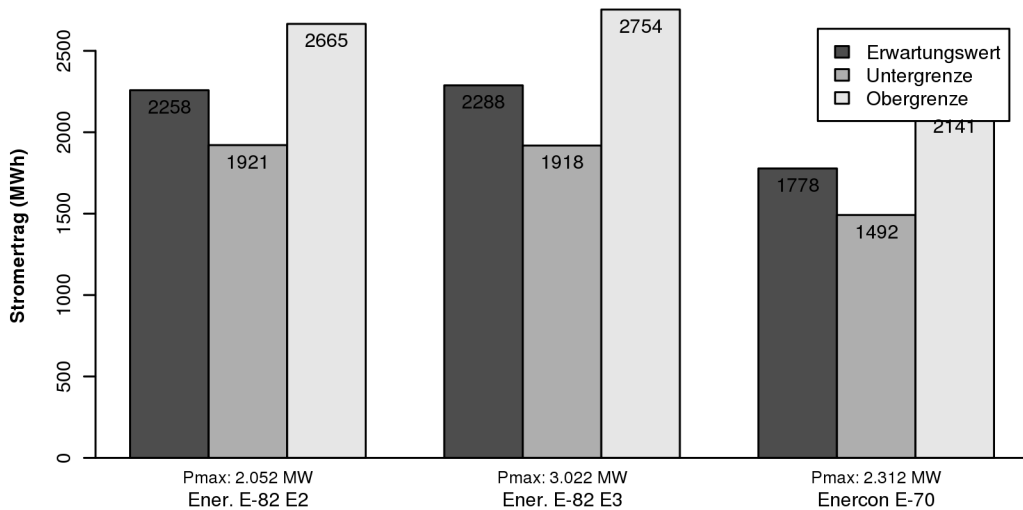


**Windkraftanlage**

Zeitraum: 06.2010-06.2010, Anzahl Windniveaus: 6, Nabe: 113m, Verluste 6%, Ref.-Station: MCH-Vaduz

Abbildung 4: Schätzung der jährlichen Volllaststunden Anskopf in Stunden pro Jahr für 6 verschiedene Windkraftanlagen mit Nabhöhe 113 Meter über Grund. Die gesamten Verluste werden zu 6% angenommen.

**Jährlicher Stromertrag Anskopf LIDAR 757m ü.M.**

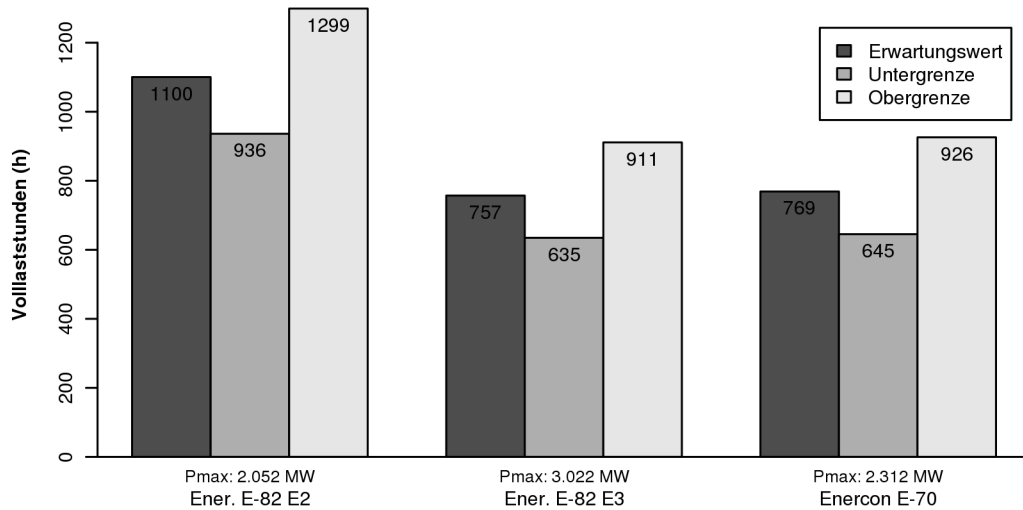


**Windkraftanlage**

Zeitraum: 06.2010-06.2010, Anzahl Windniveaus: 6, Nabe: 85m, Verluste 6%, Ref.-Station: MCH-Vaduz

Abbildung 5: Schätzung der jährlichen Volllaststunden Anskopf in Stunden pro Jahr für 6 verschiedene Windkraftanlagen mit Nabhöhe 85 Meter über Grund. Die gesamten Verluste werden zu 6% angenommen.



**Jährliche Volllaststunden Anskopf LIDAR 757m ü.M.**

**Windkraftanlage**

Zeitraum: 06.2010-06.2010, Anzahl Windniveaus: 6, Nabe: 85m, Verluste 6%, Ref.-Station: MCH-Vaduz

*Abbildung 6: Schätzung der jährlichen Volllaststunden Anskopf in Stunden pro Jahr für 6 verschiedene Windkraftanlagen mit Nabhöhe 85 Meter über Grund. Die gesamten Verluste werden zu 6% angenommen.*