

Appenzeller Wind AG
Geschäftsstelle
Werner Geiger
Wiesstr. 13
9413 Oberegg

Windbericht und Standortgutachten Windenergieprojekt Oberegg, AI



Interwind AG
Buchzelgweg 5
8053 Zürich

24.03.2017

Windbericht und Standortgutachten, Windenergieprojekt Oberegg, AI

Auftraggeber: Appenzeller Wind AG
Geschäftsstelle
Werner Geiger
Wiesstr. 13
9413 Oberegg

Auftragnehmer: Interwind AG
Buchzelgweg 5
8053 Zürich
Kontaktperson: Mehmet Hanagasioglu, 044 383 16 27
Mitarbeit: Béatrice Langraf, Nadine Noser

Zusammenarbeit: Monte-Carlo-Simulation, Redaktion
Dr. Bruno Dürr, Sunergy GmbH, 9403 Goldach/SG

Leistung: Prognose der Windenergieressourcen und Ertrag, Standortgutachten

Standort: Oberfeld, 9413 Oberegg

Titelbild: Fotomontage Windpark Oberegg, AI, © Appenzeller Wind AG

Datengrundlage: Kantonaler Richtplan AI, Teil Energie: Objektblätter / Karten, Januar 2015
Strategie Energie AI, Bericht zu den Grundlagen, 11.02.2013
Leistungswerte und Schalleistungspegel, Enercon E-126 und E-115
(E-126 EP4 / 4200 kW mit TES, E-115 / 3000 kW mit TES)
Winddaten Messmast Oberfeld (10 min Werte, 12 Monate, 17.07.2015-15.08.2016)
Winddaten Messstation Säntis (10 min Werte, 12 Monate, 01.08.2015-31.07.2016)
Winddaten Messstation Säntis (1 h Werte, 10.5 Jahre, 01.02.2006-01.08.2016)
Winddaten MERRA (1h Werte, 7.5 Monate, 17.07.2015 – 01.03.2016)
Winddaten MERRA-2 (1h Werte, 13 Monate, 17.07.2015 – 15.08.2016, sowie 1h
Werte, Aug 1979 - Aug 2016)
„CORINE Datensatz“ (Rauigkeitslängen)
Winddaten SpiDAR Wind LIDAR Oberfeld (10 min Werte, 01.09.2014-30.11.2014)
Topographische Karte, Swisstopo 1:25'000 (DS095592)
GIS Daten Kanton AI (www.geoportal.ch/kantonai/)
Geoinformationsplattform der Schweizerischen Eidgenossenschaft (map.geo.admin.ch)

Software: Prognos; Interwind (Ertragsrechnungen)
Windographer Professional Edition 4.0.11 (Analyse der Winddaten)
WindSim 7.0 (CFD Modellierung)
MS Office 2016
Swiss Map, swisstopo
Google Earth

Datum: 24.03.2017

Versionenabfolge Version 01, Entwurf für die Schlussredaktion
Version 02, Definitive Version

Verteiler: Appenzeller Wind AG
Elektronisch (PDF) Interwind AG
Sunergy GmbH

Inhaltsverzeichnis

Definitionen, Abkürzungen	3
1 Zusammenfassung	5
2 Ausgangslage	9
2.1 Standortsauswahl aus Sicht vom Kanton AI	10
2.2 Standortbeschreibung	11
2.2.1 Richtplan des Kantons AI	11
2.2.2 Einschränkungen durch Gelände und Siedlungsgebiete	12
2.2.3 Topographie	13
3 SpiDAR Wind LIDAR-Messung	14
3.1 Messstandort	14
3.2 Messresultate und Ertragsschätzung der LIDAR-Messung	14
4 Windmessmast 99m	15
4.1 Der Windmessmast Oberfeld	15
4.1.1 Flugsicherheit	16
4.2 Sensoren und Messanordnung	18
4.3 Datenverfügbarkeit	19
4.4 Datengenauigkeit	20
5 Messresultate Windmessmast	20
5.1 10 Minuten Werte	20
5.2 Monatsmittelwerte	21
5.3 Frequenzverteilung	22
5.3.1 Windgeschwindigkeit	22
5.3.2 Weibull-Verteilung	23
5.4 Zeitreihen, Tagesmittelwerte	23
5.5 Vereisung (Icing)	24
5.6 Tagesgang	27
5.7 Höhenprofil	27
5.8 Windrosen	29
5.8.1 Windrichtung in Prozent der Zeit	29
5.8.2 Windgeschwindigkeit	29
5.8.3 Energierose	30
5.9 Turbulenzintensität	30
5.9.1 Standortklassifizierung	32
5.10 Mittel- und Extremwerte	33
6 Auswahl der Windenergieanlagen	34
7 Langzeit Windressourcen am Standort	37
8 WindSim	38
8.1 Referenzpunkte MERRA und MERRA-2	38
8.2 Schätzung der Langzeitwerte der Windgeschwindigkeit – MERRA	40
8.3 CFD-Modellierung	41
8.3.1 Digitales Höhenmodell	41
8.3.2 Digitales Rauigkeitsmodell	42
8.3.3 Aufbau des Windenergie Modells	43
8.3.4 RANS Simulationen	44
8.3.5 Verifikation des WindSim Modells	44
8.3.6 Wake Modelling (Modellierung der Nachlaufströmung)	46
8.4 Ertragsprognose	46
8.4.1 Langzeit Windressourcen	47
8.4.2 Windpark Layout und Anlagen	48

8.4.3	Luftdichte und Leistungskurven	49
8.4.4	Bruttoerträge	49
8.4.5	Verminderung der Bruttoerträge	50
8.4.6	Netto Erträge.....	50
8.4.7	Unsicherheiten	51
8.4.8	Sensitivitätsfaktor.....	52
8.4.9	Nettoerträge P50, P75, P90.....	52
9	Monte-Carlo-Simulation	53
9.1	Referenzstation Säntis	53
9.1.1	Datenverfügbarkeit	54
9.1.2	Korrelation der Mast-Messdaten mit Daten der Referenzstation Säntis	54
9.1.3	Extremwerte	57
9.2	Schätzung der Langzeitwerte der Windgeschwindigkeit – Säntis.....	57
9.3	Schätzung der Langzeitressourcen am Standort	58
9.4	Jahreserträge	59
10	Vergleich der WindSim und Monte-Carlo-Simulation AEP	60
11	Vergleich mit SpiDAR- und Windatlas Schweiz Daten.....	61
11.1	Vergleich der Messdaten mit SpiDAR-Daten	61
11.2	Vergleich der Messdaten mit Windatlas Schweiz.....	61
12	Standortgutachten	65
12.1	Windpotential.....	65
12.1.1	Energieproduktion.....	65
12.2	Lärmemissionen	65
12.2.1	Lärmschutzverordnung (LSV), Empfindlichkeitsstufen und Planungswerte.....	66
12.2.2	Technische und betriebliche Möglichkeiten zur Einhaltung der Planungswerte der Lärmschutzverordnung, LSV	68
12.2.3	Einfluss technischer und betrieblicher Massnahmen zur Einhaltung der Planungswerte der Lärmschutzverordnung, LSV	70
12.3	Fauna.....	70
12.3.1	Fledermäuse	70
12.3.2	Vögel.....	73
12.4	Schattenwurf.....	75
12.5	Risikoanalyse Eisschlag	77
12.6	Vereinbarkeit mit der Flugsicherheit	80
12.6.1	VBS	80
12.6.2	Skyguide	80
12.6.3	BAZL	81
12.7	Vereinbarkeit mit den Wetterradaren.....	81
12.8	Erschliessung (räumlich und elektrisch).....	82
12.8.1	Erschliessbarkeit des Grundstücks für Schwertransporte	82
12.8.2	Stromeinspeisemöglichkeit	83
12.9	Weitere Schutz- und Nutzungsinteressen	83
12.10	Vereinbarkeit mit Richtfunk.....	83
12.11	Risikoanalyse Brand.....	84
12.12	Kennzahlen.....	85
	Abbildungsverzeichnis	87
	Tabellenverzeichnis.....	89
	Anhangsverzeichnis.....	91

Definitionen, Abkürzungen

Abschattung	Reduktion der Windenergie hinter (im Lee) einer Windturbine (Wake)
AEP	Langzeit Jahresertrag (Annual Energy Production), ohne Berücksichtigung von Abschattungsverlusten oder anderen Ertragsminderungen
AEP Brutto	AEP minus Abschattungsverluste (Wake Losses)
AEP Netto (Pxx)	Netto Jahresertrag (AEP Brutto minus andere Ertragsminderungen). Pxx gibt die Wahrscheinlichkeit von xx % an, dass der Jahresertrag den angegebenen AEP-Wert übertreffen wird. Die Wahrscheinlichkeit, dass dieser Wert nicht erreicht wird, beträgt (100 - xx) %.
BAZL	Bundesamt für Zivilluftfahrt
CFD	Computational Fluid Dynamics (numerische Strömungsdynamik)
CORINE Land Cover	Coordination of Information on the Environment ¹ („Koordinierung von Informationen über die Umwelt“), Land Cover ist der englische Begriff für Bodenbedeckung.
DAkKS	Deutsche Akkreditierungsstelle
DKD	Deutscher Kalibrierungsdienst
E-115	Turbinenmodell E-115 / 3.0 MW mit TES des Herstellers Enercon
E-126	Turbinenmodell E-126 EP4 mit TES des Herstellers Enercon
EMPA	Eidg. Materialprüfungs- und Forschungsanstalt, insbesondere Abteilung Akustik
FACTS	FACTS–Steuerung (Flexible AC Transmission System) kann bei Bedarf Blindleistung bereitstellen und somit zur Blindleistungsbilanz und Spannungshaltung im Netz beitragen.
GWh	Gigawattstunde (1 GWh = 1'000 Megawattstunden (MWh) = 1'000'000 Kilowattstunden (kWh))
IEC	International Electrotechnical Commission
Kapazitätsfaktor	AEP geteilt durch maximalen Energieertrag während eines Jahres (installierte Leistung in kW x 8760 h), Angabe in Prozent (nach Definition der AEP ergeben sich entsprechende Kapazitätsfaktoren)
LSV	814.41 Lärmschutz-Verordnung, vom 15. Dezember 1986 (Stand am 1. Januar 2016) Insbesondere Ermittlung und Beurteilung von Industrie- und Gewerbelärm, Vollzugshilfe für Industrie- und Gewerbeanlagen (www.bafu.admin.ch/uv-1636-d)
MBS	Machbarkeitsstudie
MCP	Measure-Correlate-Predict methods
Measnet	International Network for Harmonised and Recognised Measurements in Wind Energy ²
MERRA	MODERN-ERA RETROSPECTIVE ANALYSIS FOR RESEARCH AND APPLICATIONS, NASA Goddard Space Flight Center Global Modelling and Assimilation Office ³
MERRA-2 Meteodyn / WindSim	Version 2 der MERRA Daten CFD-Programme für Windanalysen

1 <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/clc-2006-raster-4>

2 <http://www.measnet.com>

3 <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA/>, 12.12.2016

Nachlaufströmung	Strömung im Lee einer Windenergieanlage, hat weniger Energie und ist turbulenter als eine ungestörte Strömung, engl. Wake
P50, P75, P95	Wahrscheinlichkeit von 50, 75 bzw. 90%, dass der berechnete Wert überschritten wird. Wobei P50 dem langjährigen Durchschnitt entspricht.
LIDAR	Abkürzung für engl. «Light Detection And Ranging», ist eine dem Radar sehr verwandte Methode zur optischen Abstands- und Geschwindigkeitsmessung sowie zur Fernmessung atmosphärischer Parameter ⁴
LSV	Lärmschutzverordnung
LV03	Landestriangulation, Koordinatensystem von swisstopo; zur Datenauswertung verwendet
SCADA	Unter «Supervisory Control and Data Acquisition» wird das Überwachen und Steuern technischer Prozesse mittels eines Computer-Systems verstanden ⁵
SpIDAR	Markenzeichen für das Wind LiDAR der Firma Pentalum Technologies
TES	Hinterkantenkamm (engl. Trailing Edge Serrations) für Verminderung der aerodynamischen Schallemissionen
Volllaststunden	Anzahl Stunden pro Jahr, während die Anlage in voller Leistung laufen müsste, um den prognostizierten Energieertrag (AEP, AEP Brutto oder AEP Netto) zu produzieren, entsprechende Kapazitätsfaktor x 8'760 h
WAsP	Wind Atlas and Analysis Program
WEA	Windenergieanlage
Windenergieprojekt	Bezeichnet in dieser Studie einen Windpark gemäss der Definition des Kantons AI
Windfeld	(engl. wind field) Ist die dreidimensionale, räumliche Struktur der Windparameter (Geschwindigkeit, Richtung, Turbulenz, Beschleunigung / Verlangsamung, Verteilung). Wird mit einem CFD-Modell (z.B. WindSim) berechnet.
Windpark (allgemein)	Ist eine räumliche Ansammlung von Windenergieanlagen (WEAs). Diese können organisatorisch (durch einen Investor oder Betreiber) und technisch (durch gemeinsame Einspeisung des elektrischen Stroms) eine Einheit bilden. ⁶
Windpark (AI)	Im Kanton Appenzell Innerrhoden gilt: „Pro Windpark müssen mindestens zwei Anlagen realisiert werden, wobei die Summe der Leistung der Anlagen mindestens 3 MW betragen muss.“ Diese Definition ist im Kantonalen Richtplan AI, Teil Energie, Objektblatt E6, Punkt 4 festgehalten, mit Genehmigung durch Grossen Rat AI 30.03.15 und durch den Bundesrat 04.09.15.
Windpark (BFE, BAFU, ARE)	Gemäss Definition im Konzept Windenergie Schweiz, BFE, BAFU, ARE, Juni 2004 bezeichnet ein Windpark die Anordnung von mehreren (mindestens 3) Windenergieanlagen an einem Standort. Diese Definition wird beim Bund bis heute in seinen Dokumenten angewandt.
WindPRO	Windenergie-Software der Firma EMD International A/S, Aalborg, Dänemark
WindSim	CFD-Software der Firma WindSim AS, Tønsberg, Norwegen

4 <https://de.wikipedia.org/wiki/Lidar>

5 https://de.wikipedia.org/wiki/Supervisory_Control_and_Data_Acquisition

6 <https://de.wikipedia.org/wiki/Windpark>

1 Zusammenfassung

Das geplante Windenergieprojekt Oberegg, AI befindet sich im Gebiet Honegg / Oberfeld, im Bezirk Oberegg, AI. Der Windpark grenzt an den Kanton Appenzell Ausserrhoden. Im kantonalen Richtplan Appenzell Innerrhoden wurde das Gebiet Honegg als Interessengebiet für Windenergie bezeichnet (Kap. 2.1). Die Festsetzung des Standorts Oberegg als Windpark im kantonalen Richtplan bedingt eine Machbarkeitsstudie (MBS)⁷, die unter anderem Nachweis eines ausreichenden Windpotentials erbringen soll.

Die Kriterien für ein ausreichendes Windpotential sind⁸:

- Mittlere Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe von mindestens 4.5 m/s, gemäss der Empfehlung zur Planung von Windenergieanlagen von BFE, BAFU, ARE, 01.03.2010, Kap. 4.2.4.
- Energieproduktion: Pro Windpark sind mindestens zwei Anlagen zu realisieren, wobei deren installierte Leistung zusammen mindestens 3 MW betragen muss.

Das Windpotential am Standort des geplanten Windparks überschreitet diese Anforderungen deutlich:

- Die Resultate der Messungen und Auswertungen mit zwei verschiedenen Methoden belegen, dass die langjährigen mittleren Windgeschwindigkeiten an den Anlagenstandorten den erfordernten Wert von 4.5 m/s deutlich übertreffen (Tab. 1).

Standort / Nabenhöhe	Werte 08.2015 – 07.2016	Langzeitwerte CFD (Monte-Carlo-Simulation)
Messmast 99m	5.58 m/s ^a	5.47 m/s ^c
Messmast 135m	6.19 m/s ^b	(5.73 m/s) ^d
Messmast 149m	6.39 m/s ^b	(5.87 m/s) ^d
WEA 1 (Süd) 135m	-	5.76 m/s ^c
WEA 2 (Nord) 135m	-	5.67 m/s ^c
WEA 1 (Süd) 149m	-	5.83 m/s ^c
WEA 2 (Nord) 149m	-	5.77 m/s ^c

a = gemessen, b = extrapoliert, an der Mastposition

c = CFD-Prognose an den Anlagenpositionen, d = Monte-Carlo-Simulation an der Mastposition

Tab. 1 Gemessene, auf Nabenhöhen extrapolierte und langjährige Mittelwerte der Windgeschwindigkeiten

- Die Resultate der Studien zur Erschliessung belegen, dass ein Projekt mit zwei Windenergieanlagen, deren installierte Leistung zusammen 8.4 MW beträgt, realisiert werden kann.

Für die Berechnung der Energieproduktion wurden 8 verschiedene WEA-Modelle dreier Hersteller berücksichtigt. Die Enercon E-126 EP4 Anlage mit 4.2 MW installierter Leistung und 135m Nabenhöhe wird favorisiert. Die installierte Leistung mit zwei solchen Anlagen beträgt 8.4 MW.

- Für den Windpark mit 2 E-126 MP4 Anlagen mit 135m Nabenhöhe wird ein Brutto Jahresertrag (AEP Brutto) von 16.5 GWh/a prognostiziert.
- Nach Abzug der ertragsmindernden Faktoren wie Fledermaus- und Vogelschutzmassnahmen, elektrischen und anderen Verlusten, beträgt der prognostizierte Nettoertrag (AEP Netto) des Windparks im Durchschnitt 13.4 GWh/a (P50 Wert), mit 90% Wahrscheinlichkeit mindestens 11.8 GWh/a (P90 Wert).

⁷ Pflichtenheft Machbarkeitsstudie Windenergieprojekt Oberegg, AI

⁸ Kantonaler Richtplan AI, Teil Energie, Objektblatt Nr. E.6, Vom Bundesrat genehmigt am 04. September 2015

In der Abb. 1 sind die prognostizierten Jahreserträge für 3 verschiedene Enercon-Modelle graphisch dargestellt.

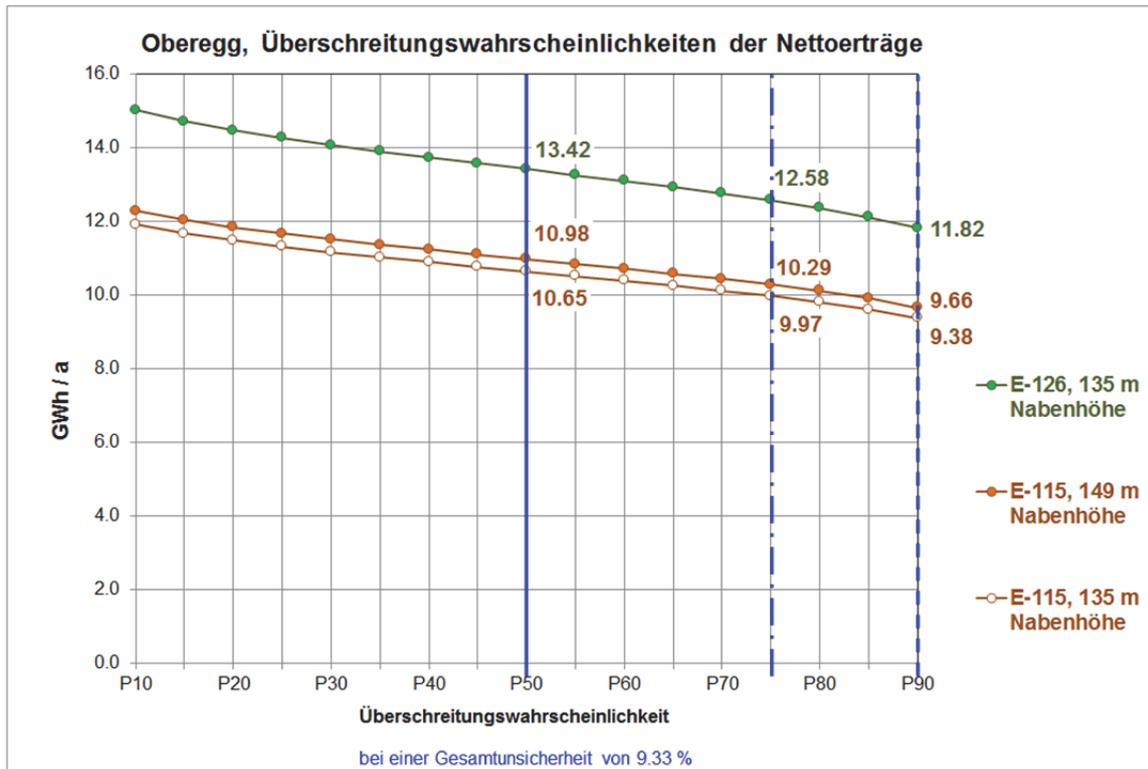


Abb. 1 Windenergieprojekt Oberegg, AI - Überschreitungswahrscheinlichkeiten der Nettoerträge

Was die Windressourcen betrifft, befindet sich der Windpark Oberegg, AI an einem sehr guten Standort. Diese Aussage beruht auf Windmessungen und Prognosen mit Anemometer-Messungen auf 100 m und LIDAR-Messungen bis 200m über Boden und Berechnungen mit verschiedenen Methoden.

Während der Betriebsphase ist insbesondere mit Lärmemissionen durch die Windenergieanlagen zu rechnen. Die Grobbeurteilung gem. UVP-Handbuch Modul 7 (BAFU, Vernehmlassungsentwurf, 9.11.16) zeigt, dass die Planungswerte am Tag und in der Nacht (an zwei Empfängerpunkten jedoch nur knapp) eingehalten werden (Pegelkorrektur K3 = 4 dB). Zeigt sich im Betrieb, dass die Planungswerte überschritten werden, müssen Massnahmen (z.B. Betrieb der Anlagen in einem schalloptimierten Modus, zeitweises Abschalten der Anlagen in der Nacht) ergriffen werden. Mit dem Umsetzen der entsprechenden Massnahmen kann die Umweltverträglichkeit betreffend Lärm sichergestellt werden. Daraus resultierende mögliche Verminderungen der Energieproduktion werden 2.5% geschätzt und sind in den obengenannten Nettoerträgen berücksichtigt.

Gemäss Experten ist der Einfluss des Projektes auf Fledermäuse und Vögel eher gering. Von Experten vorgeschlagene betriebliche Massnahmen für die Reduktion der erwarteten Einflüsse auf diese Tiere sind technisch machbar. Daraus resultierende Verminderungen der Energieproduktion sind in den obengenannten Nettoerträgen berücksichtigt.

Die Schattenwurfstudie belegt, dass bei mehreren Gebäuden die unter realen Bedingungen angestrebten Grenzwerte von 8h pro Jahr, bzw. 30 Min. pro Tag, überschritten werden. Für die Einhaltung dieser Grenzwerte werden auf den Anlagen Schattendetektoren installiert. Damit wird das Projekt diese Auflage erfüllen. Daraus resultierende Verminderungen der Energieproduktion sind in den obengenannten Nettoerträgen berücksichtigt.

Windmessungen und darauffolgende Analysen belegen, dass zeitweise mit einer Vereisung der Anlagen zu rechnen ist. Damit besteht das Risiko von Eiswurf und/oder Eisfall. Durch Einsatz von Eisdetektoren und Blattheizungssystemen wird dieses Risiko minimiert.

Was die Flugsicherheit betrifft, liegen keine "No-Go's" vor. In der ersten Stellungnahme des VBS (Mai 2015) mit zwei E-115 Anlagen (115m Rotordurchmesser, 149 m Nabenhöhe, Gesamthöhe 206.5m) aufgeführte Anträge sind technisch machbar. Eine neue Beurteilung mit 2 E-126 Anlagen (127m Rotordurchmesser, 135m Nabenhöhe, Gesamthöhe 198.5m) steht noch aus. Gemäss Skyguide werden die zu erwarteten Störungen des Primärradars Zürich Holberg und des VDF Altenrhein als tolerierbar eingestuft. Die Auswirkungen auf das Instrumentenflugverfahren (Instrument Flight Rules, IFR) sind hingegen erheblich. Die erwähnte Detailstudie steht noch aus.

Das BAZL stellt seine luftfahrtrechtliche Nebenbewilligung mit integrierten Auflagen erst aus, wenn das Projekt eine gewisse Baureife erreicht hat. Idealerweise geschieht dies zum Zeitpunkt der Einreichung des Baugesuchs an die Bewilligungsbehörde. Erste Anhaltspunkte für Tag- und Nachtmarkierungen der Windenergieanlagen sind in der BAZL Richtlinie AD I-006 D, Luftfahrthindernisse zu finden. Darin erwähnte Auflagen sind marktüblich und ohne weiteres machbar. Die BAZL Richtlinie zu Luftfahrthindernissen wird zurzeit überarbeitet. Unter anderem wird eine Befeuernung mit kombinierten Rot/Infrarot-Leuchten erwogen.

Es liegen keine Konflikte mit Wetterradaren vor.

Ausgewählte Windenergieanlagen können mit minimalen temporären Massnahmen bis zum Projektgelände transportiert werden. Bis zur Grenze der Parzelle 547 sind keine baulichen Änderungen an der bestehenden Strasseninfrastruktur notwendig. Innerhalb der Parzelle 547 muss der bestehende Waldweg ausgebaut werden. Nach Studium mehrerer Varianten mit der Grundstückeigentümerin Rhode Kronberg und der Firma Enercon wurde eine Lösung gewählt, die den Eingriff in die Natur möglichst minimiert. Die ausgewählte Variante genügt sowohl den Anforderungen für die Erschliessung des Grundstückes für Schwertransporte, als auch für eine bessere Bewirtschaftung des Waldes. Die Rodung erfolgt im Zusammenhang mit dem Bau der neuen Waldstrasse Oberfeld.

Der Windpark wird an der Trafostation Haggen angeschlossen. Für die Rücklieferung der produzierten Energie der Windkraftwerke 1 und 2 ist eine neue Übertragungsleitung erforderlich. Der Netzanschluss 31x1x150 erfolgt über eine neue Rohranlage, die teilweise in der Kantonsstrasse und teilweise in der neuen Waldstrasse (Transportpiste) verläuft. Es liegen zwei Varianten vor. Kostenmässig unterscheiden sich diese zwei Varianten nur geringfügig voneinander. Die Rodung erfolgt im Zusammenhang mit dem Bau der neuen Waldstrasse Oberfeld.

Weitere Schutz- und Nutzungsinteressen werden im UVB Hauptdokument und diesem Dokument zugrundeliegenden Studien eingehend behandelt. Gemäss Absatz 2.4 Gesamtbeurteilung dieses Dokuments kann es davon ausgegangen werden, dass für die meisten Umweltbereiche die Umweltverträglichkeit unter Einhaltung der formulierten Vermeidungs-, Minderungs- und Ausgleichs- / Ersatzmassnahmen gegeben ist. Für eine definitive Beurteilung des Umweltbereichs Grundwasser sind weitere Abklärungen notwendig. Im Bereich Landschaft ist zur Beseitigung allfälliger Schutzzielkonflikte der Nutzungsplan entsprechend anzupassen

Bei der Befragung von zivilen Kommunikationsanbietern zum geplanten Windenergieprojekt meldete sich Swisscom, dass T1 die Funkstrecke SATN – SAEN (St. Anton-Säntis) stört. Im weiteren Gespräch mit Swisscom wurde folgende Lösung erarbeitet:

- Die Richtfunkstrecke Säntis SAEN <-> St.Anton SATN wird aufgehoben und
- wird ersetzt durch Säntis SAEN <-> St.Gallen Nord SGAN <->St. Anton SATN

Die Kosten dieser technischen Lösung belaufen sich auf rund CHF 36'000 und werden vom Windprojekt getragen. Andere Zivilanbieter haben sich nicht gemeldet. Daraus wird geschlossen, dass der Windpark Oberegg mit Richtfunk nicht im Konflikt steht. Der Umbau des SAGN bedarf einer Baugenehmigung.

Es besteht ein Brandrisiko durch Blitzschlag oder technischen Fehler in der Anlage. Da die Gefahr eines Waldbrandes ein zusätzliches Projektrisiko darstellt, wird der Einbau eines automatischen

Gondellöschsystems für die Windkraftanlage T2 (Waldstandort) dringend empfohlen. Aufgrund der heutzutage geringen Zusatzkosten für ein automatisches Gondellöschsystem im Verhältnis zu den vermiedenen potentiellen Kosten im Brandfall wird zudem empfohlen, ein automatisches Gondellöschsystem auch für die Windkraftanlage T1 einzusetzen.

Das Investitionsvolumen beläuft sich für beide Windenergieanlagen auf rund 19 Mio. CHF. Der grösste Kostenblock sind die beiden Windenergieanlagen und die Fundamente (total rund 13.5 Mio. CHF). Rund 5.5 Mio. CHF entfallen auf Zuwegung, Bereitstellung der Bau- und Rüstplätze, Netzanschluss, Baukostenfinanzierung, Projektentwicklung- und -leitung. Es kann davon ausgegangen werden, dass vom gesamten Investitionsvolumen rund 6 -7 Mio. CHF regional vergeben werden kann. In der gesamten Betriebszeit wird von einer Dividendenrendite von 5% ausgegangen.

2 Ausgangslage

Nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima im Frühjahr 2011 und dem vom Bundesrat beschlossenen schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie, erarbeiteten die Kantone AI und AR gemeinsam eine Windpotentialkarte, welche die potentiell interessanten Gebiete für Windenergie identifiziert. Auf dieser Grundlage wurde in der Energiestrategie AI die Nutzung der Windkraft mit Grosswindanlagen analysiert und bezüglich Auswirkungen auf Landschaft und Umwelt kritisch beurteilt. Im kantonalen Richtplan AI⁹ gelten nachfolgende Anforderungen für einen Windparkstandort:

1. Windenergieanlagen sind in gut geeigneten Gebieten in Windparks zusammenzufassen. Wobei der Begriff «Standort» im Folgenden ein gut geeignetes Gebiet für einen Windpark bezeichnet. Ausserdem wurde entschieden, dass im Kanton maximal zwei Windparks mit den übrigen öffentlichen Interessen vereinbar sind.
2. Des Weiteren wurde beschlossen, dass im Sinne des Konzentrationsgebotes und der optimalen Ausnützung der erforderlichen Erschliessung an geeigneten Standorten auch Anlagen im Wald zulässig sind.
3. Aufgrund einer Grobbeurteilung des Windenergiepotentials im Kanton AI wurden vier potentielle Standorte für Windparks im Richtplan als Zwischenergebnis festgesetzt, wobei auch weitere Standorte nicht ausgeschlossen werden, sofern sie die Kriterien gemäss Objektblatt Nr. E.6, Abstimmungsanweisung 4 vom Januar 2015 für eine Festsetzung im Richtplan erfüllen.

Die Tab. 2 zeigt die vom Kanton Appenzell Innerrhoden definierten Kriterien zum Erstellen eines Windparks.

Kriterium	Priorität	Wert (Minimum)	Begründung	“Flexibilität“
Abstand zu ganzjährig bewohnten Gebäuden	1	300 m	- Empfehlung Bund - Lärm - Schattenwurf	300 m muss eingehalten werden, Lärm und Schattenwurf mit notwendigen Massnahmen einhalten
Abstand zwischen Anlagen	2	(3) Rotor-durchmesser	- abhängig von Windverhältnissen - Abschattungsverluste minimieren - Anlagenbelastung minimieren - Produktion maximieren	Entscheidung des Herstellers
Anforderungen an die Installation	2	Anlagen-abhängig	- Zuwegung - Einschränkungen, insbesondere Kran-installation - Grösse der Arbeitsflächen	Entscheidung des Herstellers (Änderungen möglich)
Erdbebewegungen	3	Minimieren	Grössere Erdbebewegungen bedeuten - erhöhte Belastung der Natur und Nachbarschaft während der Bauphase - erhöhter Eingriff am Boden - erhöhte Baukosten → Kosten/kWh	Meist mehrere Möglichkeiten (Änderungen möglich)
Rodung	3	Minimieren	- Gesetze - Einfluss auf Fauna und Flora	Meist mehrere Möglichkeiten (Änderungen möglich)
Waldabstand	4	Maximieren	- Gesetze	T1 und T2 unterschiedlich
Grundstück	5	Einverständnis	Wünsche der Grundstückbesitzer berücksichtigen (Positionierung T2, beeinflusst Abstand zwischen den Anlagen → Position T1)	Gespräche

Tab. 2 Auswahlkriterien für Standorte der Windenergieanlagen, Kanton Appenzell AI und AR

9 Kantonaler Richtplan AI, Teil Energie: Objektblätter / Karten, Januar 2015

Der folgende Bericht analysiert die Windressourcen am Standort und schätzt das zu erwartende Produktionspotential ein. Die Messkampagne, die dem Bericht zu Grunde liegt, begann am 17. Juli 2015 und endete am 15. August 2016. Die zusätzlichen LIDAR-Messungen wurden vom 1. September 2014 bis 30. November 2014 durchgeführt.

2.1 Standortsauswahl aus Sicht vom Kanton AI

Anhand einer Grobbeurteilung des Windenergiepotentials im Kanton Appenzell Innerrhoden wurden vier potentielle Standorte für Windenergieanlagen festgelegt. Dabei handelt es sich um folgende Gebiete:

- Sollegg – Neuenalp - Klosterspitz
- Ochsenhöhi
- Hirschberg - Brandegg
- Honegg

Obwohl ein Teil des Gebiets der Honegg in der Landschaftsschutzzone des Bezirks Oberegg liegt, stellt die standortbezogene Beurteilung in der Energiestrategie AI¹⁰ folgendes fest: „Der Standort Honegg ist von allen Standorten am wenigsten konfliktrichtig. Tangiert keine Vorranggebiete Landschaft oder Tourismus¹¹. Er weist jedoch auch das geringste Energiepotential auf.“ Diese Aussage basierte auf den damaligen limitierten Standortinformationen. Stand heute ist anhand der LIDAR-Messung, den Windatlas Daten und der Messung mittels Windmessmast bekannt, dass das Gebiet Honegg über ein beträchtliches Windenergie-Potential verfügt.

Die Abb. 2 zeigt das potentielle Gebiet Honegg nach kantonalem Richtplan mit Aufteilung in die Gebiete A und B. Die Parzelle A befindet sich teils auch auf Boden des Kantons Appenzell Ausserrhoden und St. Gallen. Die Parzelle B überschreitet die kantonale Grenze zum Kanton Ausserrhoden.

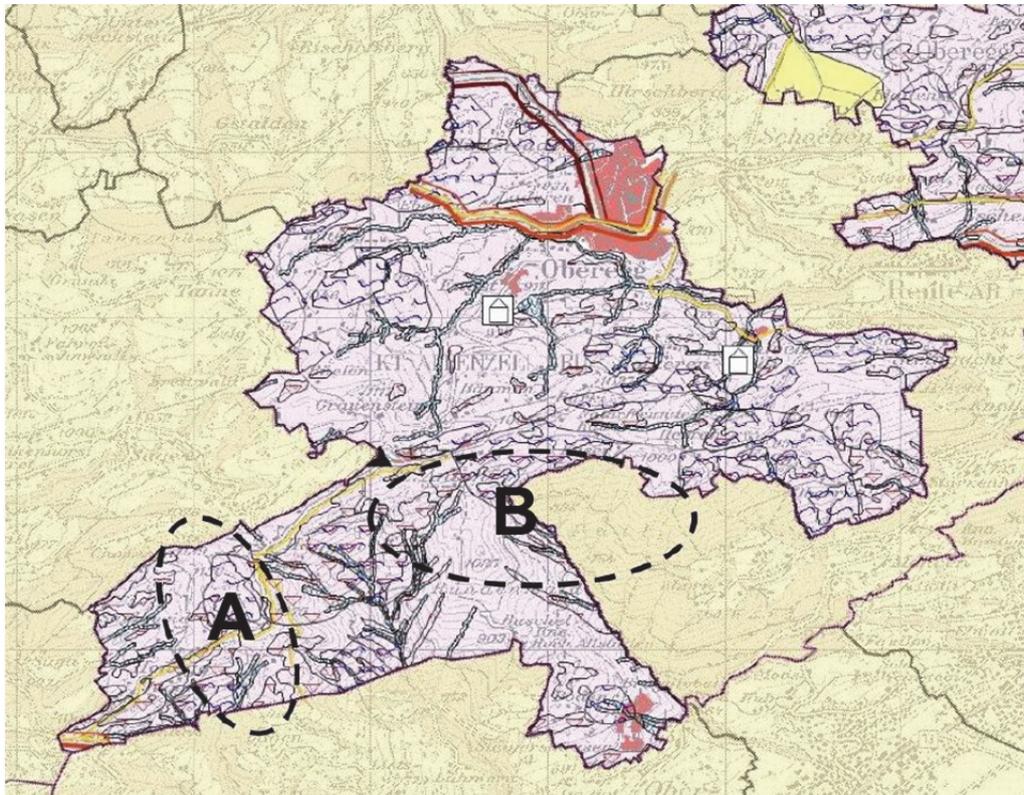


Abb. 2 Windenergie Standort Honegg (Kantonaler Richtplan AI, Teil Energie Objektblätter / Karten, 04. September 2015, Objektblatt E 6, Seite 9)

10 Strategie Energie AI, Bericht zu den Grundlagen, Bau- und Umweltsdepartement Kanton Appenzell I.Rh., 11.02.2013

11 Mit Vorranggebieten sind nationale Vorranggebiete gemeint.

2.2 Standortbeschreibung

Der Standort befindet sich circa 10 - 12 km östlich von der Stadt St.Gallen, im Bezirk Oberegg, auf der Flur Oberfeld, AI. Er liegt circa 3 km südwestlich von Oberegg, 4 km nordwestlich vom Bahnhof Altstätten SG, 7.5 km nordöstlich von Bahnhof Gais AR und 6 km östlich von Bahnhof Speicher AR (Abb. 3). Nachfolgend wird der Standort Oberegg / Oberfeld abgekürzt mit «Standort» bezeichnet.

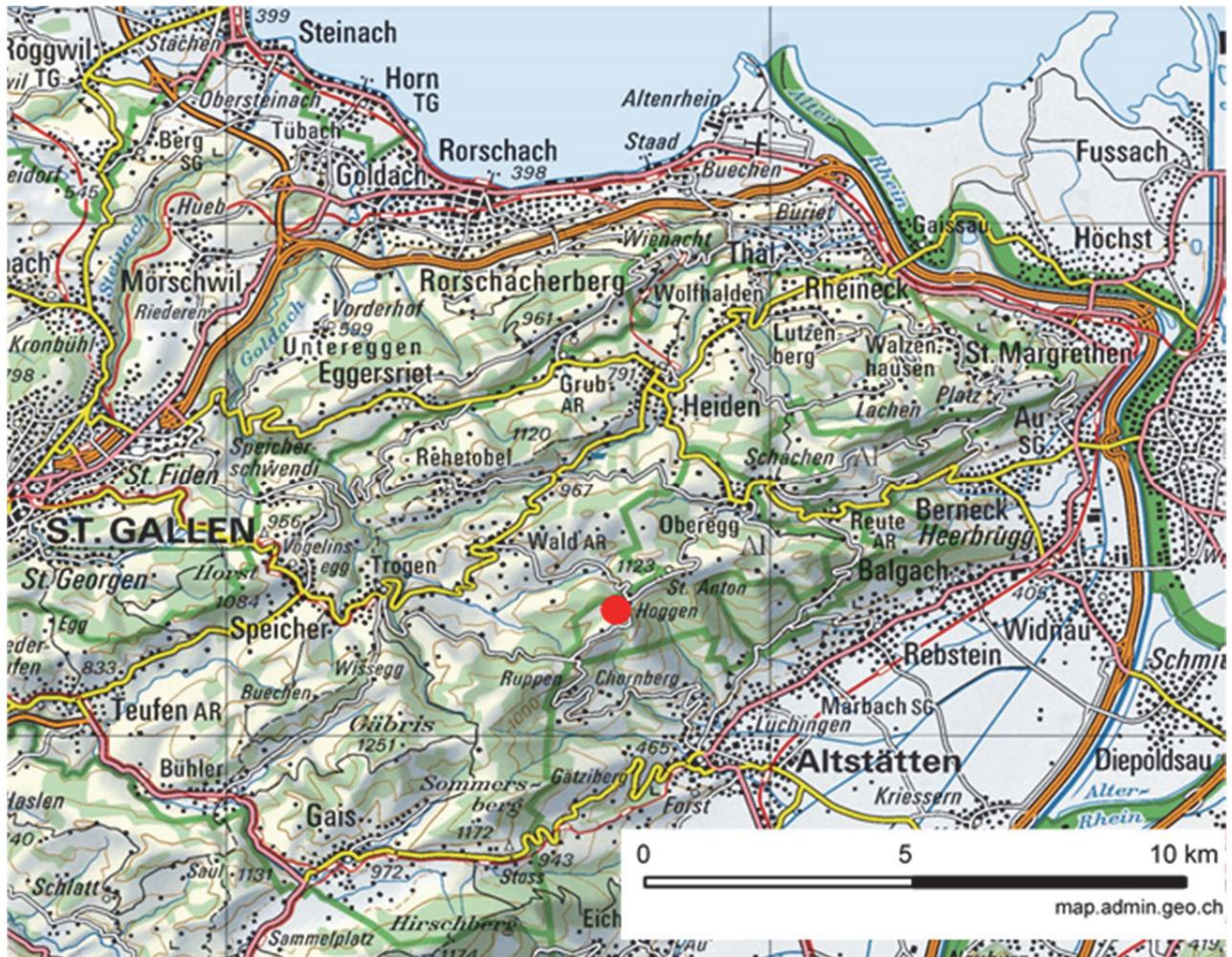


Abb. 3 Standort Windenergieprojekt Oberegg, AI

2.2.1 Richtplan des Kantons AI

Die Abb. 4 zeigt den gemäss Richtplan des Kantons Appenzell Innerrhoden definierten Windenergiestandort Honegg (schwarze Linie) und die Landschaftsschutzzonen (schraffiert). Die Parzelle A besteht grösstenteils aus Landschaftsschutzzone. Die Parzelle B zeichnet sich durch bewaldetes, steiles Gelände sowie Landschaftsschutzzonen auf der Bergkrete aus. Beides schränkt die Wahl der Standorte für Windenergieanlagen ein.

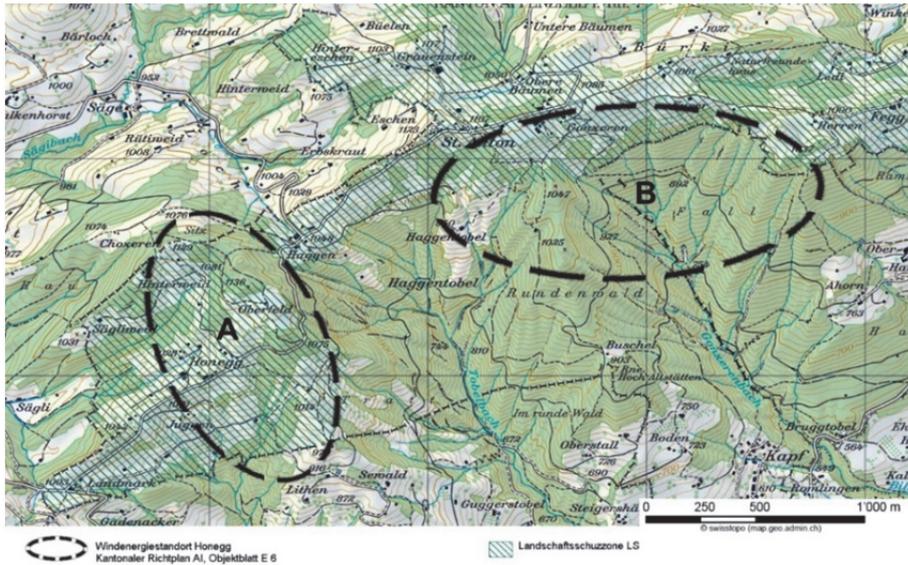


Abb. 4 Windenergie Standort Honegg und Landschaftsschutzzone, Karte 1:25'000

2.2.2 Einschränkungen durch Gelände und Siedlungsgebiete

Die Abb. 5 zeigt, wie anhand des Ausschlussverfahrens Standorte für Windenergieanlagen ermittelt wurden. Am Standort A verbleiben zwei Flächen (gelb) von kleinem Ausmass, die das Kriterium des Mindestabstands von 300 m zu Wohngebäuden erfüllen. Beide Flächen bieten gemeinsam Platz für maximal zwei WEA (T1 und T2), wobei sich T2 im Wald befindet. Die Standorte der WEAs sind somit ungefähr definiert. Die genauen Koordinaten hängen unter anderem vom Anlagentyp und deren Grösse ab.

Am Standort B gibt es keine Flächen ausserhalb des Waldes, welche den Mindestabstand zu Wohngebäuden von 300 m einhalten. Mögliche Standorte für WEAs wären alle im Wald, wobei sich diese wegen der topologisch schwierigen Lage (steil) nicht eignen.

Da sich im Gebiet A ein Standort einer WEA ausserhalb des Waldes befindet, wird dieses Gebiet bevorzugt. Damit sind die provisorischen Positionen der zwei WEA T1 und T2 im Gebiet A begründet und die Standortgebundenheit der WEA T2 im Wald nachgewiesen.

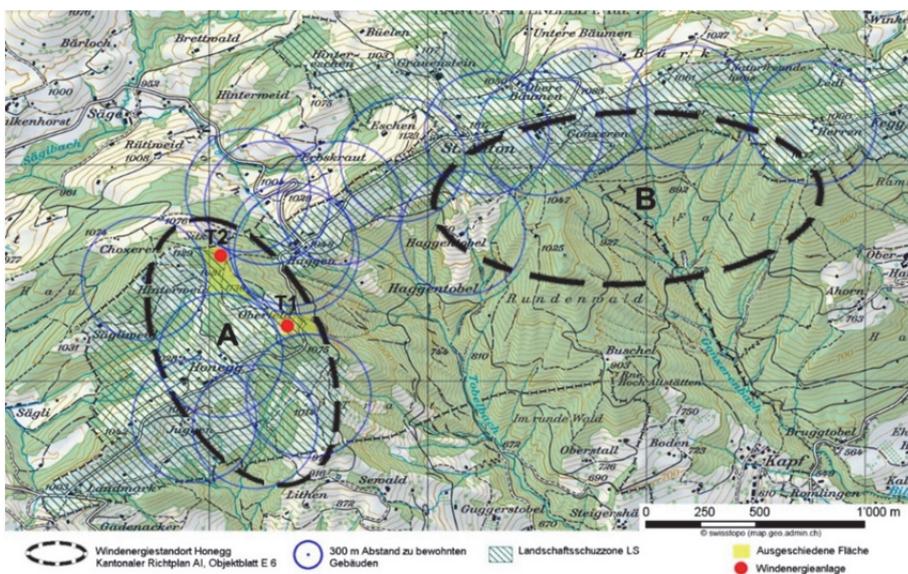


Abb. 5 Windenergie Standort Honegg, Karte 1:25'000 mit Landschaftsschutzzone und Abstand zu bewohnten Gebäuden.

2.2.3 Topographie

Der Standort befindet sich auf dem höchsten Punkt des Bezirks Oberegg, auf einem Grat, der sich auf circa 1'100 m ü.M. von Nordwest nach Südost erstreckt.

Das Gelände ist komplex, es gibt viele Hänge mit mehr als 17 Grad Steigung. Der Bodensee liegt 8 km nördlich, das St. Galler Rheintal 8 km südlich, beide circa 400 m über Meer (m ü.M.). Ein steiler Hang östlich vom Standort fällt bis auf 700 m ü.M. ab. In den energetisch wichtigen Hauptwindrichtungen West und Süd ist die Topographie wie folgt:

- nach Westen erstreckt sich eine Hügellandschaft, die in einer Distanz von 1.5 km bis auf 950 m.ü.M. abfällt
- nach Süden fällt der Hang mehr oder weniger stetig bis 700 m über Meer ab.

Die Bodenbedeckung um den Windmessmast (siehe Kapitel 4) besteht hauptsächlich aus Gras und 2-3 m hohen Büschen. Im Norden und Süden des Mastes ist der Boden bewaldet, mit 20 – 25m hohen Nadelbäumen.

Die Abb. 6 zeigt den Kartenausschnitt und Geländeschnitt entlang der energetischen Hauptwindrichtungen von Westen nach Osten und von Süden nach Norden, innerhalb 1.5 km um den Windmessmast. Die Höhenprofile in Abb. 7 zeigen, dass das Oberfeld für beide Hauptwindrichtungen den höchsten Punkt entlang des jeweiligen Profils darstellt. Somit wird Oberfeld durch keine Geländeerhebungen in der näheren Umgebung abgeschattet.

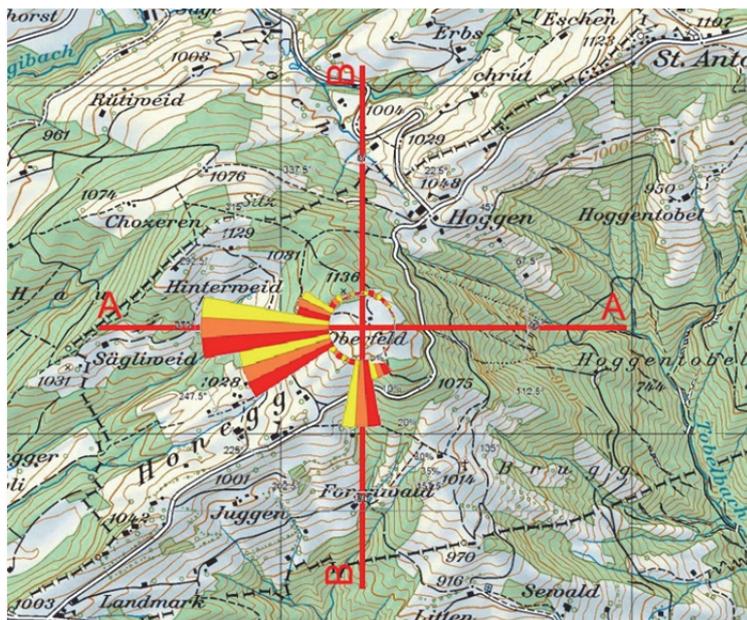


Abb. 6 Position der Windmessung. Rote Linien A-A und B-B zeigen den Verlauf der Geländeprofile in Abb. 7. Die Energierose zeigt die energetischen Hauptwindrichtungen Westen und Süden (Swiss alti3D/DHM25, map.geo.admin.ch)

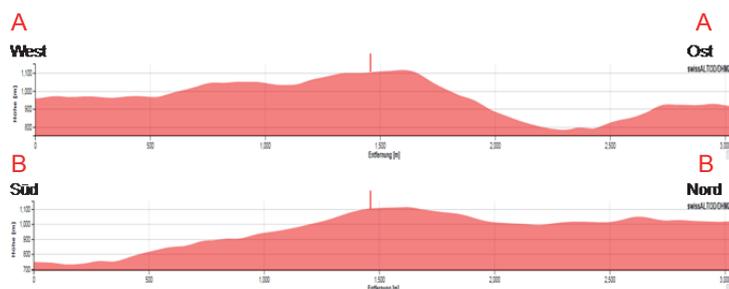


Abb. 7 Oben das Höhenprofil, mit 2-facher Überhöhung, von West nach Ost und unten von Süd nach Nord, rote Linien markieren die Position und Höhe des Windmessmastes (Swiss alti3D/DHM25, map.geo.admin.ch)

3 SpiDAR Wind LIDAR-Messung

Wie im Kapitel 2.1 beschrieben, gilt der Standort gemäss kantonalem Richtplan als am wenigsten konfliktfähig, verfüge aber über das geringste Energiepotential. Für eine erste Einschätzung der Windverhältnisse am Standort wurde eine dreimonatige LIDAR-Messung (Abb. 8) durchgeführt. Die LIDAR-Messung dauerte vom 1. September 2014 bis 30. November 2014. Es wurden die Windgeschwindigkeiten bis auf 200 m über dem Boden gemessen. Für die Messung wurde Dr. B. Dürr, Sunergy GmbH, beauftragt.

3.1 Messstandort

Die Koordinaten des Messstandorts sind in der Tab. 3 aufgeführt.

Swisstopo Koordinaten (LV03)		Höhe	Datenaufzeichnung	
	X	Y	von	bis
LIDAR	757'318	252'305	01.09.2014	30.11.2014

Tab. 3 Messstandort des SpiDAR Wind LIDAR



Abb. 8 SpiDAR Wind LIDAR, Standort

3.2 Messresultate und Ertragsschätzung der LIDAR-Messung

Für eine Nabenhöhe von 138 Metern über Grund liegt die geschätzte mittlere langjährige Windgeschwindigkeit bei 6.56 m/s und die mittlere Bruttowindleistung bei 359 Wm². Als Referenzanlage wurde die getriebelose Windenergieanlage Enercon E-115 mit 3 MW Nennleistung verwendet. Gemäss LIDAR Messungen liegt der geschätzte Windstromertrag im Durchschnitt bei 7.316 GWh pro Jahr. Der langjährige mittlere Stromertrag pro Jahr beträgt zwischen 6.6 GWh und 8.4 GWh, bei einem angenommenen Anlagenverlust von 10% (P50). Dies entspricht 2'200 - 2'800 Volllaststunden pro Jahr. Diese Erträge und Volllaststunden sind mit den besten bisher realisierten Standorten in der Schweiz im Unterwallis bei Martigny vergleichbar¹².

Die Messaufzeichnungen des LIDAR-Gerätes sind in zusammengefasster Form in der Ertragsrechnung der Firma Sunergy enthalten. Der vollständige Bericht befindet sich im 0.

12 Projekt Windmessung Oberfeld (Oberegg AI), Schlussgutachten — Bericht nach 3 Monaten LIDAR-Windmessung, Dr. Bruno Dürr, Sunergy GmbH, Buchs 30.01.2015

4 Windmessmast 99m

Nach den ermutigenden Ergebnissen der LIDAR-Messung, wurde eine aufwändigere, einjährige Messung mittels Sensoren auf einem 99m hohen Windmessmast durchgeführt.

Die Lage des Messmasts (Abb. 13) wurde zwischen den potentiellen Standorten T1 und T2 gewählt und ist in der Abb. 9 dargestellt. Die Koordinaten sind in der Tab. 4 ersichtlich.



Abb. 9 Provisorischen Positionen der zwei geplanten WEA und Lage des Messmasts während der Windmessung am Standort (Google-Earth)

	Swisstopo Koordinaten (CH-1903+/LV 95) ¹³		Höhe	Datenaufzeichnung	
	X	Y	[m ü.M.]	von	bis
99m Mast	2'757'245.40	1'252'309.61	1'110	17.07.2015	15.08.2016

Tab. 4 Koordinaten des Windmessmasts

4.1 Der Windmessmast Oberfeld

Der Mast bestand aus verzinkten Garaventa-Stützelementen (Abb. 10), wie sie allgemein im Bau eingesetzt werden. Die 200 cm langen 3-eckigen Garaventa-Stützelemente haben einen Achsenabstand von 500 mm. Die Senkrechten der Stützelemente haben einen Durchmesser von 70.2 mm. Der Gittermessmast besteht aus insgesamt 49 Elementen und einem 100 cm langen Fusselement (Abb. 11).

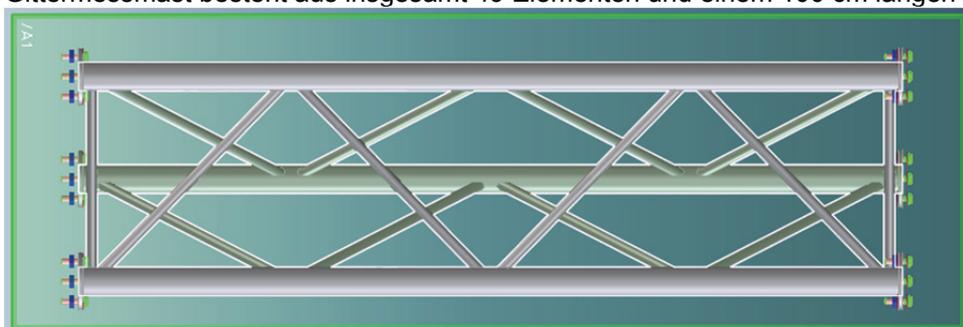


Abb. 10 Garaventa DQT Element, Länge 200 cm, Achsabstand Stützelemente 50 cm

¹³ swisstopo

Das erste, konische Fusselement ist 1 Meter lang. Abgestützt wird der Mast auf einer Stahlplatte von 1 m² Grundfläche, welche auf einem frostsicheren Kieskoffer befestigt wird.



Abb. 11 Mastfuss

Die Teilstücke werden zu 20 m Elementen zusammengebaut und bereits mit Kabeln und Sensoren bestückt. Das erste Maststück mit einer Höhe von 1 m sowie die Elemente bis 19 m Höhe werden am definitiven Standort auf der Mastfussplatte montiert. Anschliessend wurden 4 Maststücke inklusive Abspannungen, Kabel und Messelementen mit einer Länge von 4 x 20 Meter vormontiert. Die vorgefertigten Elemente wurden dann mit dem Helikopter aufgerichtet und an den 6 vorbereiteten Ankerpunkten stabilisiert. Anschliessend wurden die Kabel der Sensoren am aufgerichteten Mast befestigt.

Die Abspannung bestand aus Drahtseilen, welche seitlich in einem Winkel von je 120 Grad in der Höhe von circa 19, 39, 59, 79 und 99 Metern abgespannt wurden. Die 6 Verankerungspunkte befanden sich circa 30 und 60 Meter vom Mast entfernt. Als Anker dienten in Boden versenkte Krangewichte, die nach Beendigung der Messungen wieder spurlos entfernt wurden.

4.1.1 Flugsicherheit

Der Mast wurde gemäss BAZL-Vorgaben markiert, damit der Windmessmast sowohl am Tag als auch in der Nacht sichtbar ist (Abb. 12). Als Tagesmarkierung wurde der obere Teil des Mastes mit sieben 6 m breiten Bändern, rotweiss-rot-weiss-rot bemalt. Als Nachtmarkierung wurde eine Flugwarnleuchte, die im roten und infraroten (für Nachtsichtgeräte) Bereich strahlte, eingesetzt.

Die 3 äussersten Abspannseile wurden mit kleinen Fähnlein gekennzeichnet. Diese erhöhten einerseits die Sichtbarkeit des Mastes am Tag, andererseits dienten sie als Vogelschutz. Der Mast wurde an 3 Seiten mit 3 Meter langen Brettern gegen das Besteigen gesichert. Die Ankerpunkte und der Mastfuss wurden zum Schutz weidender Tiere eingezäunt.



Abb. 12 Windmessmast am Standort, mit Markierungen gemäss BAZL, Blickrichtung Norden



Abb. 13 Flugwarnleuchte (links), Windmessmast am Standort, Blickrichtung Nordwesten (rechts)

4.2 Sensoren und Messanordnung

Die Messkonfiguration bestand aus 13 Sensoren, deren Charakteristika und Messhöhen der Tab. 5 und der Abb. 14) entnommen werden können. Kalibrierungsreporte und weitere Informationen sind im Anhang III aufgeführt. Die Plausibilität der Daten wurde monatlich kontrolliert. Das Abnahmeprotokoll des Windmessmastes befindet sich im 0, Kalibrationszertifikate der verwendeten Anemometer in Anhang III.

Sensor	Modell	Messhöhe am Mast [m]	Einheit	Statistik				Parameter	
				Avg.	Min	Max	StdDev	Slope	Offset
Feuchtigkeitsmesser	Ammonit S42100	10	%	✓	✓	✓	✓	100	0
Temperatursensor	Ammonit S42100	10	°C	✓	✓	✓	✓	100	-30
Anemometer	Ammonit S11100	40	m/s	✓	✓	✓	✓	0.04614	0.2535
Anemometer	Ammonit S11100	60	m/s	✓	✓	✓	✓	0.04604	0.2709
Windrichtungsgeber	Ammonit S21110	75	°	✓			✓	0.35156	208
Anemometer	Ammonit S11100	80	m/s	✓	✓	✓	✓	0.04613	0.242
Beheizter Anemometer	NRG IF3 Anemo	90	m/s	✓	✓	✓	✓	0.60665	0.6911
Beheizter Windrichtungsgeber	NRG IF3 Vane	90	°	✓			✓	360	-62
Windrichtungsgeber	Ammonit S21110	95	°	✓			✓	0.35156	208
Feuchtigkeitsmesser	Ammonit S42100	99	%	✓	✓	✓	✓	100	0
Temperatursensor	Ammonit S42100	99	°C	✓	✓	✓	✓	100	-30
Anemometer	Ammonit S21110	99	m/s	✓	✓	✓	✓	0.04611	0.2384
Barometer	Ammonit P6330.2	1.8	mbar	✓	✓	✓	✓	60	800

Tab. 5 Umschreibung der Sensoren und der aufgezeichneten Parameter

Um den Einfluss des Mastes auf die Sensoren zu minimieren, wurden diese an 200 cm langen Auslegern so montiert, dass die Sensoren mindestens einen Abstand von 145 cm zur Mastkante hatten. Die Anordnung der Sensoren ist in Abb. 14 schematisch dargestellt.

Es muss beachtet werden, dass Sensoren konstruktionsbedingt erst ab einer gewissen Windgeschwindigkeit zu drehen beginnen (Offset). Dieser Wert liegt für das schwerere, beheizte Anemometer auf 90m bei 0.78 m/s und bei 0.35 m/s für die Anemometer mit Kunststoffschalen auf 99m, 80m, 60m und 40m. Geschwindigkeiten, die kleiner als der Offset sind, werden automatisch als Offsetwert gespeichert, also 0.78 oder 0.35 m/s.

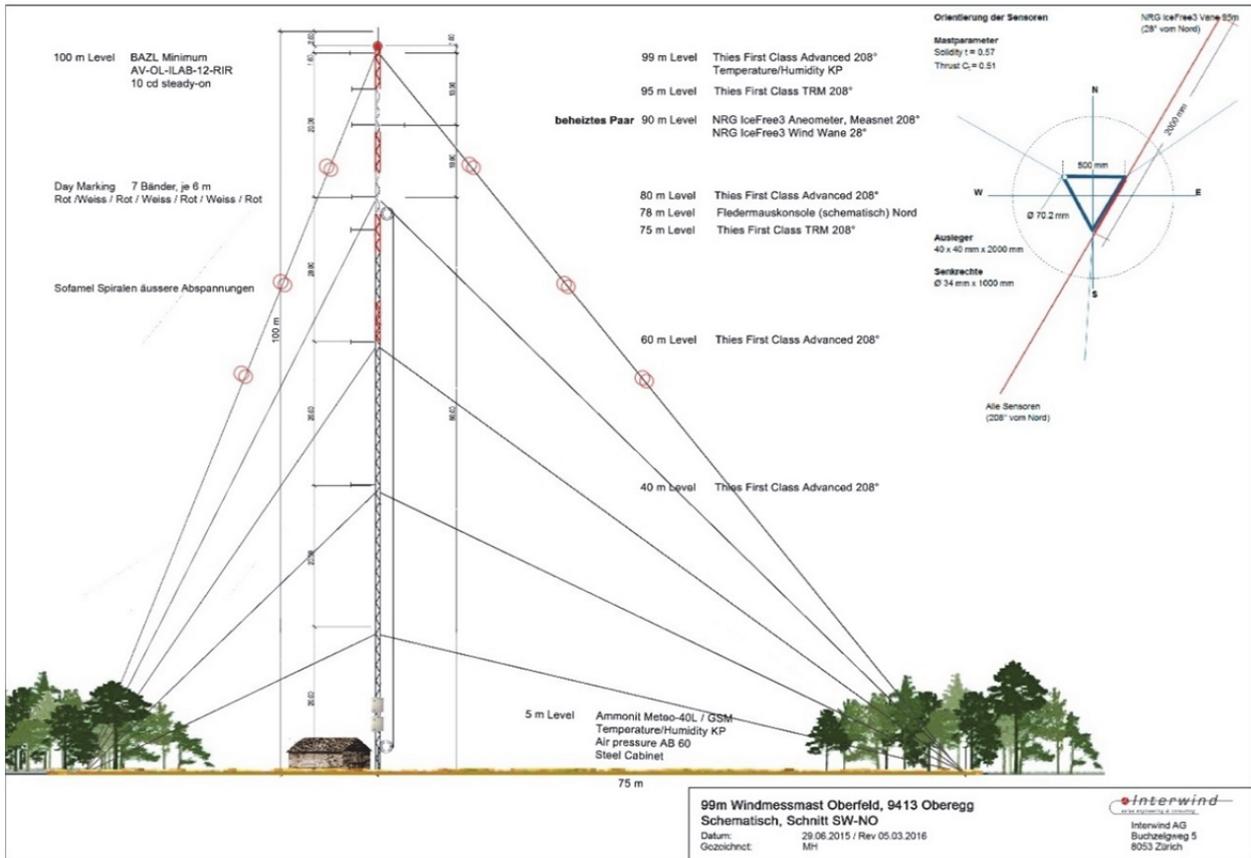


Abb. 14 99m Windmessmast auf dem Oberfeld, 9413 Oberegg, AI

4.3 Datenverfügbarkeit

Die aufgenommenen Datenmengen und ihre Qualität wurden Ende jedes Monats auf Konsistenz und Unregelmässigkeiten geprüft (Abb. 15 und Tab. 6). Die Zahlen in Abb. 15 zeigen den erfassten Prozentsatz der möglichen Datenmenge pro Tag. Tage mit Datenverlusten (Stromausfall) sind rosarot hinterlegt. Die Datenverfügbarkeit über die Messperiode betrug 98.2%. Da die Sensoren mit Ausnahme des Anemometers auf 90 m, unbeheizt waren und es so zu Vereisungen kam, lag die Datenverfügbarkeit während der Auswertungsperiode bei 99.3%.

		2016																														
Month\Day		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
2016-08	99	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2016-07	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2016-06	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2016-05	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2016-04	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2016-03	100	100	100	100	100	31	53	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2016-02	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2016-01	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

		2015																														
Month\Day		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
2015-12	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2015-11	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2015-10	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2015-09	100	100	100	70	76	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
2015-08	100	100	100	100	100	100	100	100	100	78	39	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2015-07	33	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	

Abb. 15 Messmast, Datenverfügbarkeit während der Messperiode

Datenkontrolle Windmessungen Oberfeld	
Landeskoordinaten (Ost / Nord)	757'245 / 252'310
Messperiode	
Start	16.07.2015 16:10
Ende	15.08.2016 23:40
Anzahl Stundenwerte	9'343
Fehlende Datenpunkte (10 Minuten)	1'109
Fehlende Anzahl Stunden	185
Mögliche Datenmenge (h)	9'516
Datenverfügbarkeit (%)	98.2%
Auswertungsperiode	
Start	01.08.2015 00:00
Ende	31.07.2016 23:40
Anzahl Stundenwerte in der Messperiode	8'784
Fehlende Datenpunkte in der Auswertungsperiode (10 Minuten)	366
Fehlende Anzahl Stunden	61
Ausgewertete Datenmenge (h)	8'723
Datenverfügbarkeit (%)	99.3%

Tab. 6 Datenaufnahme und Kontrolle, für den Standort

4.4 Datengenauigkeit

Die für die Messung verwendeten Sensoren waren kalibriert. Die Kalibrations-Zertifikate sind im Anhang III zu finden.

5 Messresultate Windmessmast

In diesem Kapitel werden die Resultate der gemessenen Winddaten am Standort aufgeführt und analysiert. Als Auswertungsperiode gilt ein Jahr, 1.8.2015-31.07.2016.

5.1 10 Minuten Werte

Die Tab. 7 zeigt die Resultate der auf unterschiedlichen Höhen gemessenen Variablen.

Variablen (10 Minuten Werte)	149m	135m	119m	99m	90m*	80m	60m	40m
Mittlere Windgeschwindigkeit [m/s]	6.388	6.194	5.956	5.576	5.432	5.265	4.91	4.313
Median der Windgeschwindigkeit [m/s]	5.469	5.299	5.086	4.734	4.716	4.467	4.148	3.629
Min Windgeschwindigkeit [m/s]	0	0	0	0	0	0	0	0
Max Windgeschwindigkeit [m/s]	29.135	28.273	27.207	25.364	25.449	23.929	22.258	19.434
Weibull k	1.514	1.523	1.533	1.576	1.049	1.594	1.608	1.627
Weibull A [m/s]	7.094	6.885	6.628	6.228	5.503	5.892	5.503	4.841
Mittlere Energiedichte [W/m ²]	381	347	308	247	252	208	169	114
Mittlerer Energiegehalt [kWh/m ² /a]	3339	3037	2694	2165	2204	1823	1481	997
Anzahl Datenpunkte	52704	52704	52704	52704	52704	52704	52704	52704
Gültige Datenpunkte	52335	52335	52335	52335	52335	52335	52335	52335
Datenpunkte mit Vereisung	369	369	369	369	369	369	369	369
Datenverfügbarkeit (%)	99.3	99.3	99.3	99.3	99.3	99.3	99.3	99.3
*) Anemometer beheizt								

Tab. 7 Oberfeld, Messresultate 01.08.2015 – 31.07.2016 (gelb = extrapolierte Werte)

5.2 Monatsmittelwerte

Die Monatsmittelwerte sind in Tab. 8 und Abb. 16 aufgeführt. Infolge von Vereisungssequenzen der unbeheizten Anemometer sind in den Wintermonaten die Differenzen zum beheizten Anemometer auf 90 m grösser.

Monat	149m m/s	135m m/s	119m m/s	99m m/s	90m* m/s	80m m/s	60m m/s	40m m/s
Aug 15	4.448	4.328	4.181	3.998	3.675	3.793	3.575	3.194
Sep 15	5.949	5.769	5.549	5.239	4.997	4.926	4.599	4.046
Okt 15	5.576	5.382	5.147	4.800	4.632	4.493	4.142	3.596
Nov 15	8.392	8.132	7.813	7.290	7.210	6.843	6.361	5.580
Dez 15	5.963	5.762	5.517	5.150	4.930	4.814	4.467	3.927
Jan 16	8.514	8.257	7.940	7.406	7.374	6.970	6.482	5.682
Feb 16	9.099	8.834	8.506	7.929	7.970	7.490	6.996	6.135
Mrz 16	6.340	6.160	5.937	5.557	5.498	5.263	4.933	4.344
Apr 16	6.894	6.696	6.452	6.039	5.966	5.726	5.369	4.732
Mai 16	6.280	6.086	5.849	5.446	5.352	5.171	4.832	4.196
Jun 16	4.902	4.752	4.570	4.285	4.069	4.079	3.798	3.339
Jul 16	4.427	4.296	4.137	3.893	3.637	3.722	3.481	3.080
Aug 15 - Jul 16	6.388	6.194	5.956	5.576	5.432	5.265	4.910	4.313

Tab. 8 Gemessene Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeit auf unterschiedlichen Höhen (gelb = extrapolierte Werte, *Anemometer beheizt)

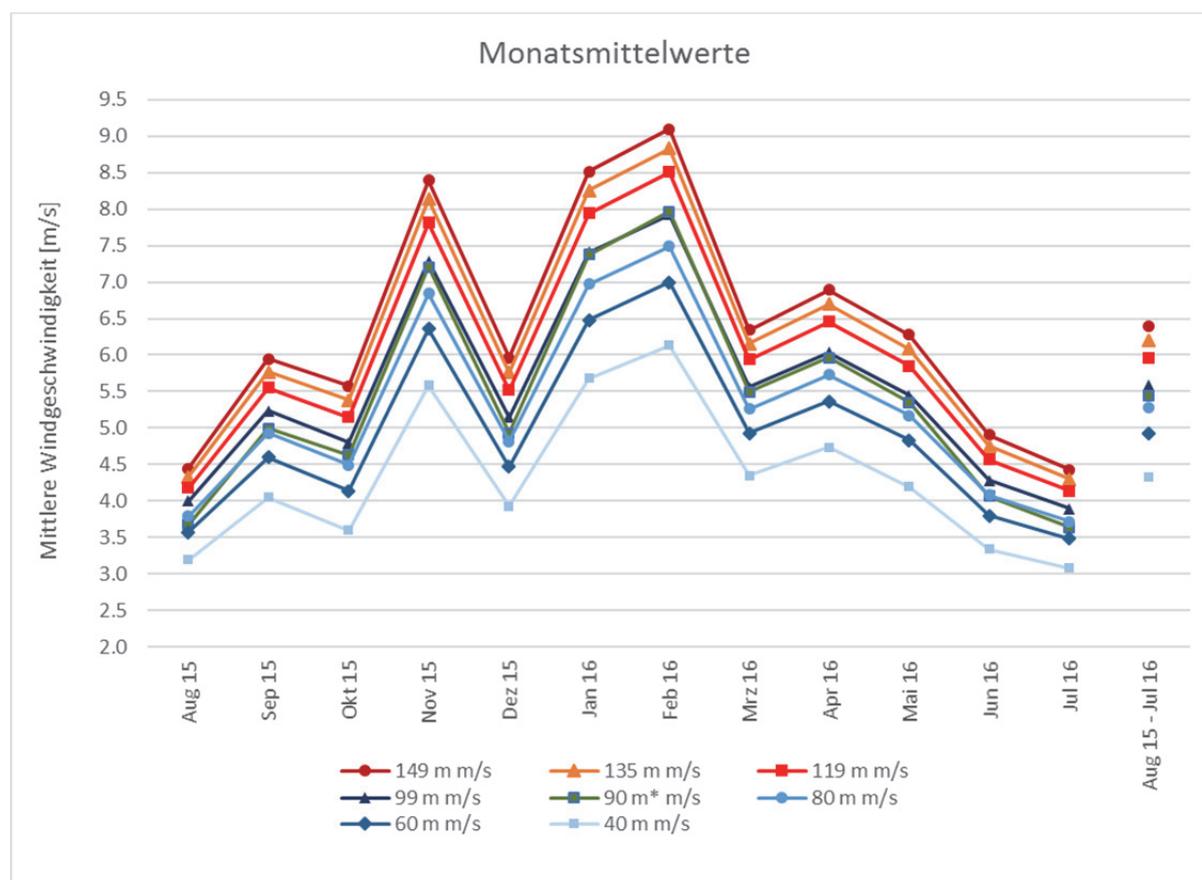


Abb. 16 Oberfeld, Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeit (rote Linien= extrapolierte Werte 119m, 135m, 149m)

Die höchsten Erträge sind in den Wintermonaten, die niedrigsten in den Sommermonaten zu erwarten.

5.3 Frequenzverteilung

5.3.1 Windgeschwindigkeit

Das Jahresmittel der Windgeschwindigkeit an einem Standort gibt nur einen ersten Anhaltspunkt für die Windenergieressourcen am Standort. Für die Energieressourcen (und damit den Energieertrag) an einem Standort ist die Häufigkeit der verschiedenen Windgeschwindigkeitsklassen massgebend, nicht die mittlere Windgeschwindigkeit. In den folgenden Abb. 17 und Abb. 18 sind die Frequenzverteilungen der Windgeschwindigkeiten auf 99m und 60m dargestellt. Zusätzlich sind die mittels unterschiedlichen Modellen berechneten Weibull-Parameter (Tab. 9, Abb. 17, Abb. 18) ersichtlich. Der Wert "R²" zeigt, wie gut die Werte übereinstimmen.

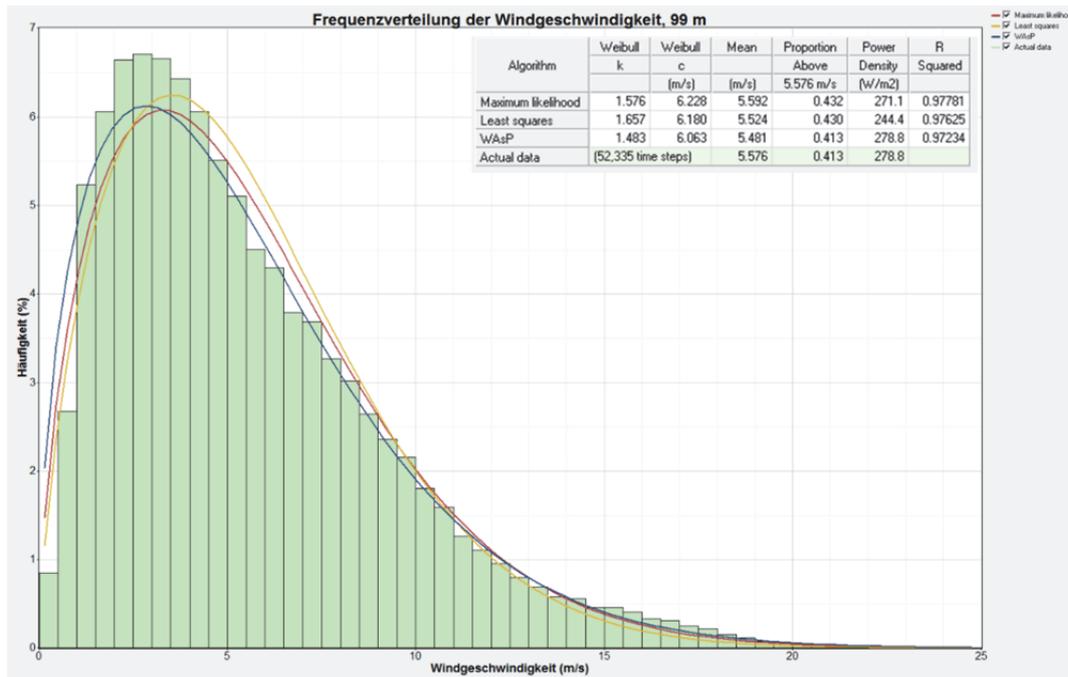


Abb. 17 Oberfeld, Frequenzverteilung der Windgeschwindigkeiten auf 99m Höhe über Boden (Windographer)

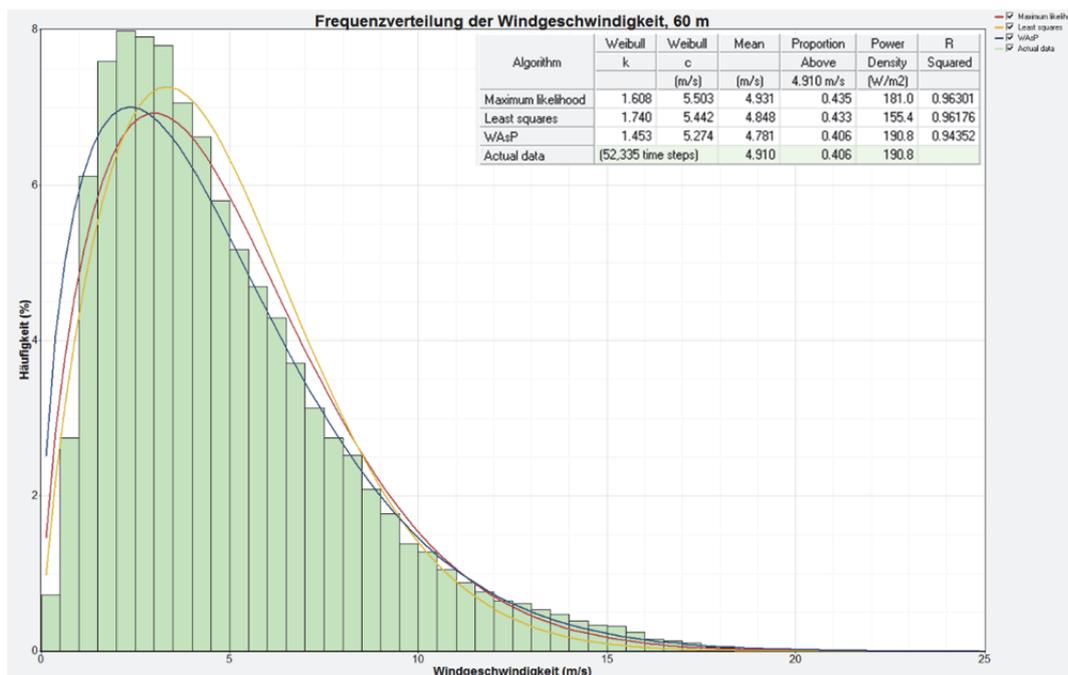


Abb. 18 Oberfeld, Frequenzverteilung der Windgeschwindigkeiten auf 60m Höhe über Boden (Windographer)

5.3.2 Weibull-Verteilung

Die für den Energieertrag massgebenden Weibullparameter A und k sind in Tab. 9 aufgeführt und nach Höhe und Monat dargestellt.

Sensor	149m	135m	119m	99m	80m	60m	40m
Weibull A [m/s]							
Aug 15	4.968	4.839	4.682	4.500	4.278	4.037	3.611
Sep 15	6.590	6.398	6.16	5.851	5.505	5.143	4.529
Okt 15	6.243	6.031	5.774	5.403	5.065	4.674	4.060
Nov 15	9.302	9.019	8.673	8.119	7.633	7.105	6.202
Dez 15	6.661	6.444	6.179	5.790	5.421	5.039	4.435
Jan 16	9.467	9.183	8.834	8.231	7.772	7.221	6.347
Feb 16	10.102	9.809	9.448	8.718	8.285	7.836	6.874
Mrz 16	7.096	6.895	6.648	6.214	5.906	5.544	4.884
Apr 16	7.710	7.493	7.226	6.786	6.440	6.042	5.331
Mai 16	7.057	6.846	6.584	6.149	5.843	5.463	4.748
Jun 16	5.496	5.331	5.133	4.838	4.611	4.295	3.779
Jul 16	4.922	4.786	4.617	4.372	4.190	3.926	3.480
Aug 15 - Jul 16	7.094	6.885	6.628	6.228	5.892	5.503	4.841
Weibull k							
Aug 15	1.561	1.580	1.605	1.701	1.736	1.784	1.83
Sep 15	1.461	1.469	1.476	1.532	1.532	1.531	1.542
Okt 15	1.647	1.667	1.690	1.757	1.78	1.815	1.822
Nov 15	1.559	1.565	1.573	1.612	1.622	1.638	1.613
Dez 15	1.616	1.635	1.656	1.725	1.753	1.803	1.853
Jan 16	1.692	1.695	1.698	1.696	1.720	1.716	1.745
Feb 16	1.687	1.688	1.688	1.613	1.652	1.732	1.73
Mrz 16	1.684	1.685	1.687	1.685	1.711	1.720	1.717
Apr 16	1.661	1.669	1.679	1.726	1.732	1.736	1.752
Mai 16	1.774	1.790	1.804	1.873	1.880	1.882	1.901
Jun 16	1.660	1.677	1.701	1.808	1.841	1.868	1.907
Jul 16	1.484	1.504	1.529	1.620	1.666	1.719	1.771
Aug 15 - Jul 16	1.514	1.523	1.533	1.576	1.594	1.608	1.627

Tab. 9 Für den Energieertrag massgebende Weibullparameter A und k (gelb = extrapolierte Werte)

5.4 Zeitreihen, Tagesmittelwerte

Abb. 19 zeigt die Tagesmittelwerte der Windgeschwindigkeiten, die Temperatur und relative Feuchte auf 99m Höhe über die ganze Messperiode. Höchster Tagesmittelwert der Windgeschwindigkeit auf 99m war 15.91 m/s (30.11.2015), niedrigste 1.65 m/s (18.02.2016). Der Median der Tagesmittelwerte lag bei 4.93 m/s (50% der Tage hatten einen Mittelwert von 4.93 m/s oder mehr).

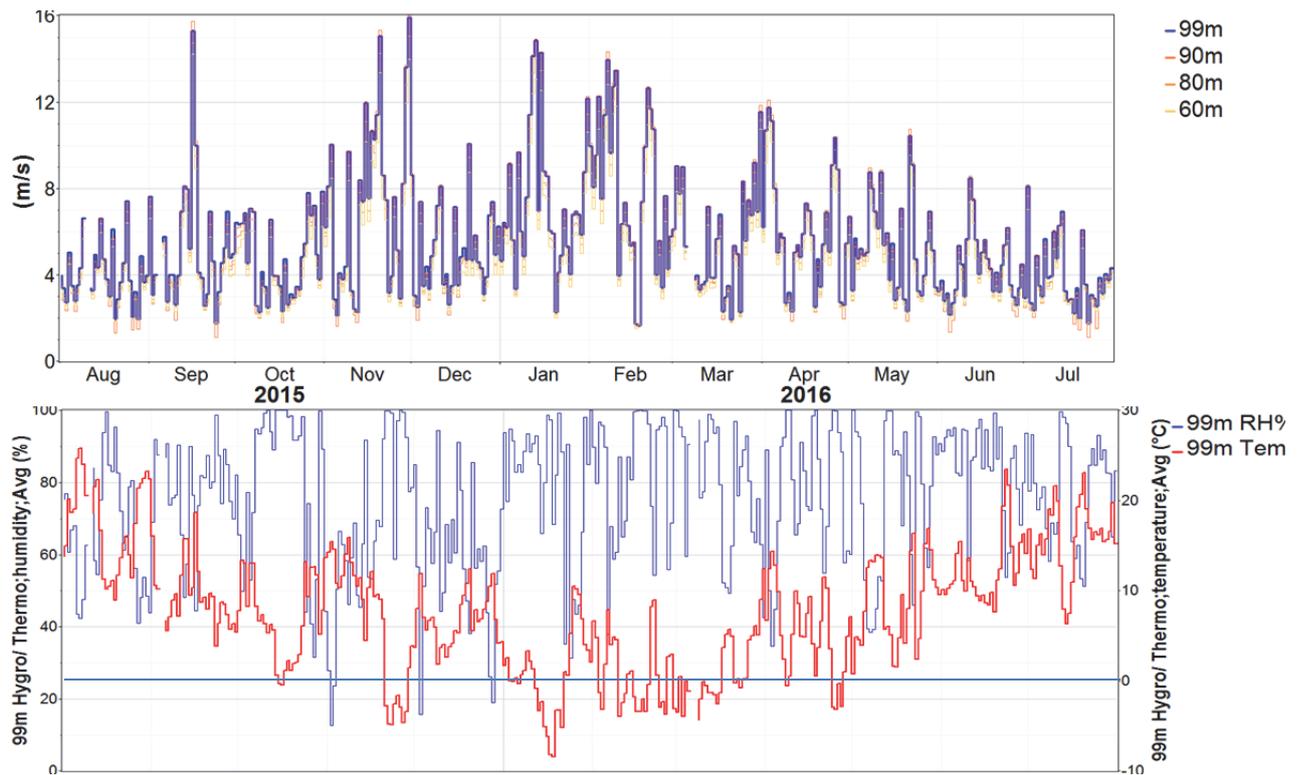


Abb. 19 Messmast, Tagesmittelwerte der Windgeschwindigkeiten (oben), Temperatur und relative Feuchte (unten) auf 99m Höhe

5.5 Vereisung (Icing)

Nicht nur wegen Ertragseinbussen, sondern auch aus sicherheitstechnischer Sicht ist Vereisung ein zentrales Thema bei Schweizer Windenergieprojekten. Wo Menschen zu Fuss oder in Fahrzeugen und Bahnen in Nachbarschaft von Windturbinen erwartet werden, sind die klimatischen Bedingungen genau abzuklären.

Das beheizte Anemometer auf 90m diente zur Identifizierung von Vereisungen bei den anderen Anemometern. Zeitweise waren die unbeheizten Anemometer durch Eisansammlung auf den Schalen verlangsamt oder vollständig gefroren und stillstehend.

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

Am Standort waren Vereisungsperioden durch den Stillstand der unbeheizten Anemometer (40m, 60m, 80m, 99m) bei gleichzeitigem Weiterlaufen des beheizten Anemometers (90m) feststellbar. Eine Vereisung wurde angenommen, wenn:

- die Temperatur unter 2°C lag
- die relative Feuchte höher als 80% war

Der Winter 2015-2016 war ungewöhnlich mild. Die während der Messungen festgestellten Vereisungsperioden waren entsprechend selten. Durch Vergleich der Werte des beheizten Anemometers auf 90 m mit den anderen unbeheizten Anemometern wurden mehrere Vereisungsperioden festgestellt. Tab. 10 zeigt die Vereisungswahrscheinlichkeit während der Auswertungsperiode. Tab. 11 zeigt die einzelne Vereisungsperioden.

Vereisungswahrscheinlichkeit Oberegg	Anzahl		Mittelwerte 99m		
T < 2.0°C	h	10 Min	m/s	RH %	°C
Anzahl h, 10 Minuten RH > 80%	1'765	10'592	6.3	97.5	-1.76
Anzahl h, 10 Minuten, Mittelwerte, T < 2.0 °C	2'109	12'652	6.3	92.2	-1.62
Maximum			24.6	100.0	1.99
Minimum			0.0	19.4	-11.6
Vereisung h	653	3'868			
Vereisung % der Zeit T < 2°C	31%				
Dauer Auswertungsperiode h	8'784	52'704			
Vereisung % der Auswertungsperiode	7.4%				

Tab. 10 Standort, Vereisungswahrscheinlichkeit während der Auswertungsperiode

Nr.	Vereisungssequenzen Oberegg		Alle Sensoren		Nur "untere"		Mittelwerte 99m			Bemerkung
	Anfang	Ende	Anzahl				m/s	RH %	°C	Vereist (ausser 90m)
			h	10 Min	h	10 Min				
1	13.10.15 19:10	16.10.15 23:10	75.5	453			4.22	100	-0.07	Alle
2	20.11.15 21:50	23.11.15 12:00	62.3	374			7.34	100	-3.90	Alle
3	23.11.15 18:40	24.11.15 06:00	11.5	69			4.01	93	-5.78	Alle
4	26.11.15 02:40	26.11.15 17:30	15.0	90			5.10	100	-2.91	Alle
5	27.11.15 12:20	28.11.15 09:10	21.0	126			4.47	92	-4.66	Alle
6	28.11.15 13:00	29.11.15 00:50	12.0	72			9.35	97	-3.00	Alle
7	10.12.15 01:00	10.12.15 09:00	0.0		7.7	46	7.84	83	-0.04	60&40m
8	01.01.16 22:50	02.01.16 01:50	0.0		2.7	16	3.76	86	0.60	60&40m
9	03.01.16 04:20	03.01.16 08:30	0.0		4.3	26	6.06	100	-0.69	40m
10	16.01.16 04:10	18.01.16 12:00	56.0	336			8.28	94	-7.97	Alle
11	19.01.16 17:50	20.01.16 07:00	13.3	80			5.26	100	-2.65	Alle
12	20.01.16 15:00	21.01.16 06:50	16.0	96			3.12	91	-5.11	Alle
13	21.01.16 18:50	22.01.16 00:30	5.8	35			4.06	100	-6.05	Alle
14	31.01.16 03:40	31.01.16 10:50	7.3	44			7.70	100	-1.03	Alle
15	03.02.16 06:10	04.02.16 15:00	33.0	198			10.15	97	-3.36	Alle
16	14.02.16 12:10	20.02.16 02:50	134.7	808			4.69	100	-2.66	Alle
17	23.02.16 15:30	24.02.16 02:50	11.5	69			6.57	100	-3.48	Alle
18	25.02.16 05:30	26.02.16 10:20	0.0		29.0	174	4.23	99	-3.71	60&40m
19	28.02.16 23:20	02.03.16 02:30	50.8	305			6.06	100	-3.12	Alle
20	02.03.16 17:30	02.03.16 21:00	0.0		3.7	22	8.51	100	-3.21	40m
21	07.03.16 22:40	08.03.16 00:40	2.2	13			3.95	87	-4.29	nur 99m
22	09.03.16 02:10	09.03.16 08:00	6.0	36			3.45	99	-5.83	Alle
23	16.03.16 03:50	16.03.16 15:40	12.0	72			4.97	92	-2.74	Alle
24	21.03.16 01:20	21.03.16 09:50	8.7	52			1.18	100	-0.64	Alle
25	08.04.16 00:20	08.04.16 09:40	9.5	57			5.26	100	-0.97	Alle
26	09.04.16 01:10	09.04.16 06:00	0.0		5.0	30	2.45	100	-0.54	60&40m
27	18.04.16 10:40	18.04.16 21:30	11.0	66			8.74	100	-0.23	Alle
28	23.04.16 16:40	24.04.16 10:50	17.7	106			5.30	100	-2.24	Alle
29	24.04.16 10:50	25.04.16 16:20	34.2	205	29.7	178	7.76	100	-3.57	80 - 40m, 99m Teilweise
30	26.04.16 21:30	27.04.16 15:00	17.7	106			10.81	99	-3.77	Alle
	TOTAL		653.3	3868	82	492	5.82	97	-2.92	

Tab. 11 Standort, Vereisungsperioden während der Auswertungsperiode

Abb. 20 zeigt die Mittelwerte der relativen Feuchte und Temperatur während einzelner Vereisungsperioden, wobei jeder Balken eine Vereisungsperiode repräsentiert, unabhängig von der Dauer der Periode. Während dieser Perioden waren die Sensoren vereist, wenn die Temperatur unter 2° C und die relative Feuchte über 80 % war. Während der Perioden 7 und 8 waren nur die 40 und 60m Sensoren vereist.

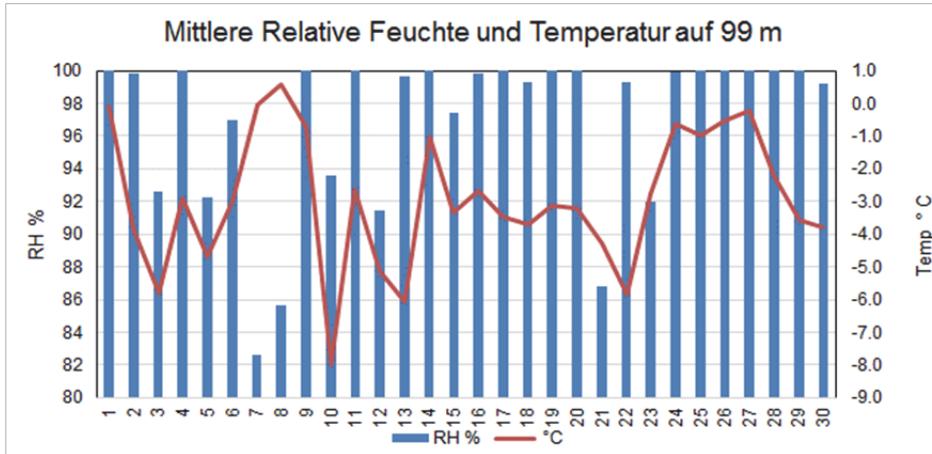


Abb. 20 Standort, Mittelwerte der relativen Feuchte und Temperatur während den Vereisungsperioden (Horizontalachse, Nr. Vereisungssequenz).

Die Abb. 21 illustriert die Vereisungsperiode vom 14.02-21.02.2016 (Periode 16 in der Abb. 20). Im oberen Teil der Abbildung ist die Windgeschwindigkeit auf 99, 90 und 80m abgebildet. Der untere Teil zeigt die relative Feuchte und Temperatur. Am 14. Februar steigt die Luftfeuchte, und die Temperatur beginnt zu fallen. Alle Anemometer drehen weiter, weil die Windgeschwindigkeit weiterhin über 10 m/s ist. Jedoch verlangsamt die Eisansammlung auf den unbeheizten Schalen die unbeheizten Anemometer. Die rote Linie, das heisst, die Werte des 90m Anemometer, ist höher als die blaue (Orange Ellipse 1). Dann friert zuerst der 99m Anemometer und kommt zum Stillstand, danach der 80m Anemometer (Orange Ellipse 2). Diese Reihenfolge ist ein Resultat des Temperaturunterschieds auf zwei Höhen. Deswegen beginnt die 80m Anemometer mit Zunahme der Windgeschwindigkeit und einem kleinen Anstieg der Temperatur zu drehen (Ellipse 3). Erst mit dem deutlichen Anstieg der Temperatur und Abfallen der Feuchte beginnt das 99m Anemometer wieder zu drehen, obwohl am Anfang immer noch langsamer als das 90m Anemometer (Ellipse 4).

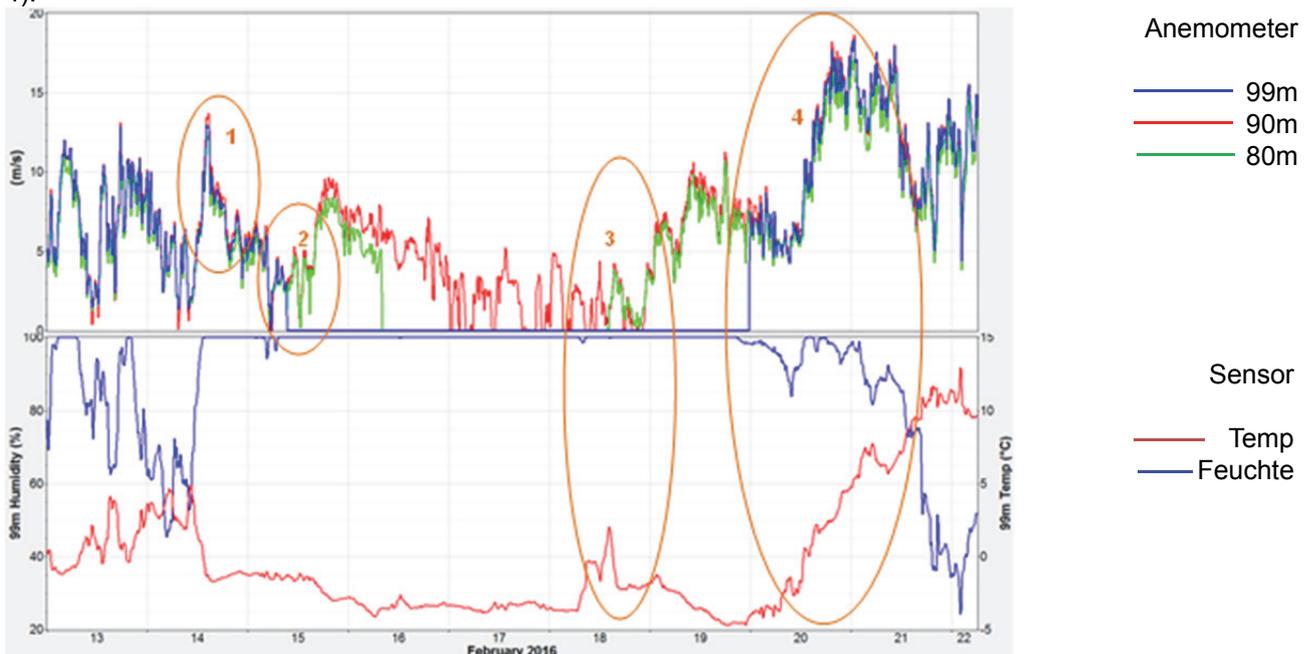


Abb. 21 Standort, Vereisungsperiode vom 14.02-21.02.2016. Relative Feuchte (Humidity) >80%, Temperatur < 2°C

Am Standort wurde während der Messperiode gemäss WindSim¹⁴ während insgesamt 653 Stunden (7.4% der Auswertungsperiode) die erwähnten Kriterien zur Feststellung einer Vereisungsperiode erfüllt.

Eine Vereisung der Rotorblätter führt aufgrund der unebenen Rotorflächen zu Verwirbelungen und somit zu reduzierter produzierbarer Leistung. Des Weiteren kann eine Vereisung wegen Eiswurf und Eisfall gefährlich sein. Aus Sicherheitsgründen ist es nötig, am Standort eine Heizung der Rotorblätter oder eine entsprechende Steuerung der Turbine vorzusehen, die das Risiko von Eiswurf und Eisfall reduziert. Die für das Beheizen der Rotorblätter erforderliche Energie wird durch die dadurch zusätzliche produzierbare Energie der WEA um ein Vielfaches übertroffen.

Eine weitere gutachtliche Stellungnahme zu Risiken durch Eiswurf und Eisfall am Standort durch die Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG schätzt eine Vereisungshäufigkeit von 9.6%, entsprechend 34.9 Vereisungstagen pro Jahr¹⁵.

5.6 Tagesgang

Die höchsten Windgeschwindigkeiten kommen während den Abendstunden vor, tiefste Werte gegen 10 Uhr vormittags. Während der Messungen lag der 10 Minuten Mittelwert der Windgeschwindigkeit 71% der Zeit (17.04h / Tag) über 5 m/s (Abb. 22).

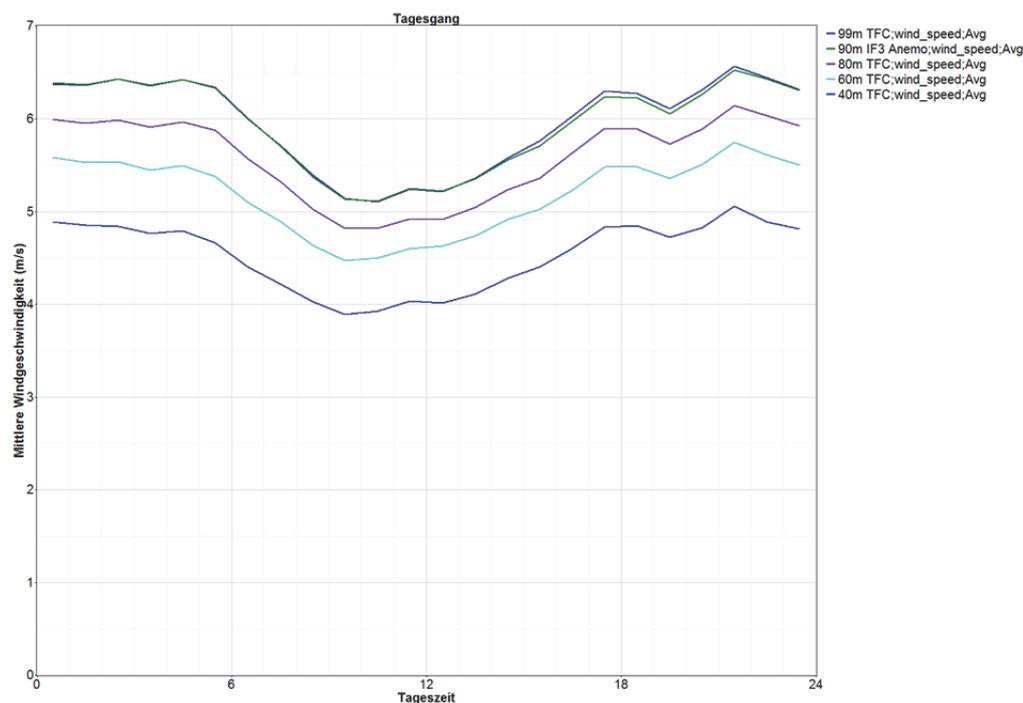


Abb. 22 Standort, Tagesgang der Windgeschwindigkeiten während den Messungen

5.7 Höhenprofil

Im Allgemeinen gilt die Regel, dass die Windgeschwindigkeit mit der Höhe über Boden zunimmt. Aus diesem Grund wurden die Messungen in verschiedenen Höhen (40m, 60m, 80m, 90m und 99m) durchgeführt.

Der Standort ist durch eine hohe Rauigkeitslänge z_0 von 2.49 m gekennzeichnet. Abb. 23 zeigt das Höhenprofil während der Messperiode mit Vereisungsperioden, hingegen die Abb. 24 ohne

14 Wind farm assessment - Windenergieprojekt Oberegg, AI, Switzerland, WindSim AS, 25.10.2016

15 Gutachten zu Risiken durch Eiswurf und Eisfall am Standort Oberegg, Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG (F2E), Hamburg 24.11.2016

Vereisungsperioden. Die grünen Marker sind die Mittelwerte der Messungen auf verschiedenen Höhen. Dieser Befund deutet auf bedeutend höhere Windgeschwindigkeiten mit zunehmender Höhe.

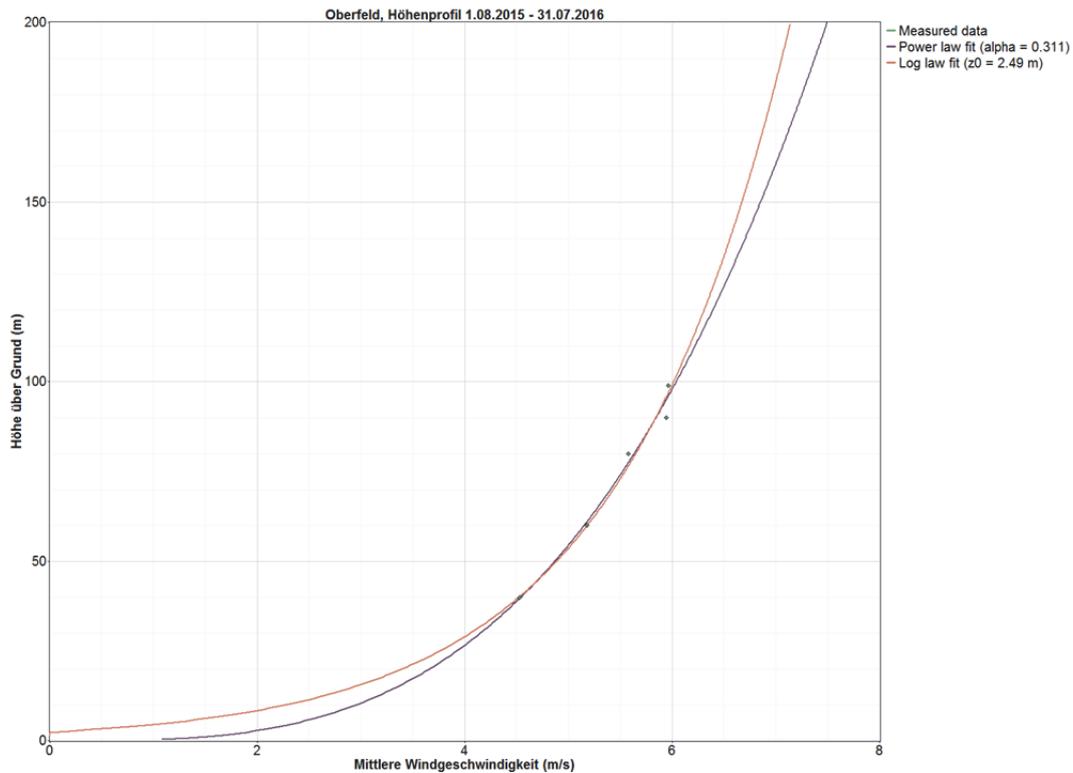


Abb. 23 Standort, Höhenprofil während der Auswertungsperiode, ohne Korrektur der Vereisungsperioden (grün= Messwerte auf 40m, 60m, 80m, 90m, 99m)

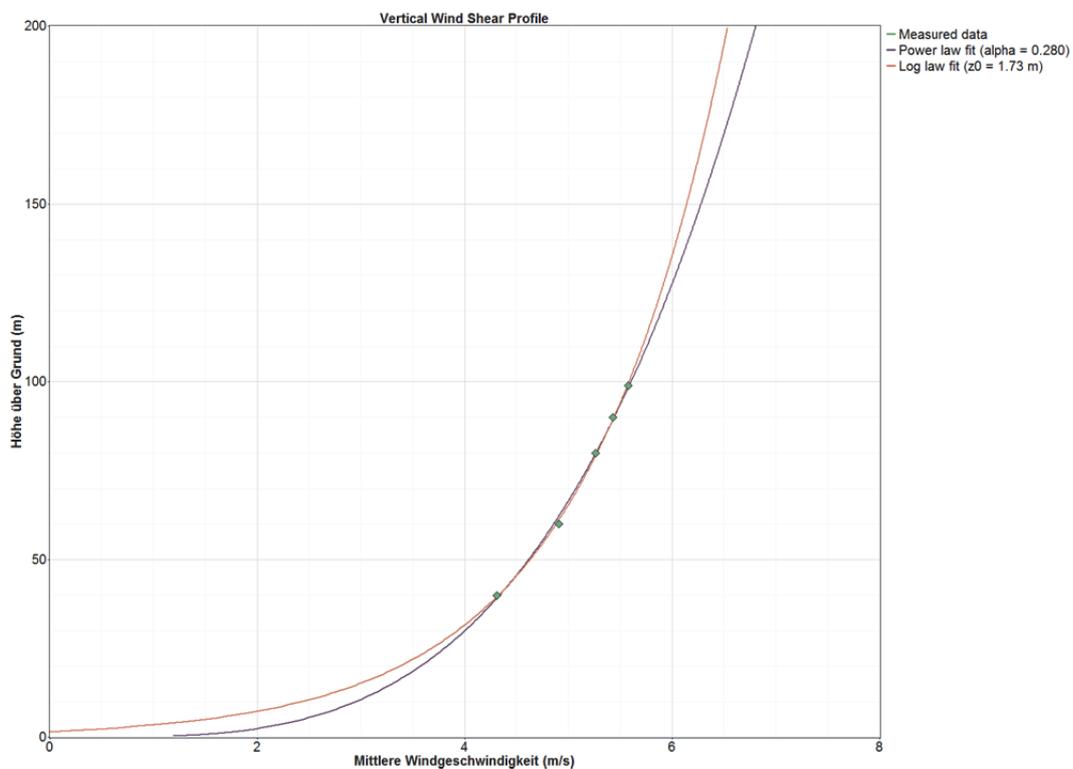


Abb. 24 Standort, Höhenprofil während der Auswertungsperiode, mit Korrektur der Vereisungsperioden (grün= Messwerte auf 40m, 60m, 80m, 90m, 99m)

5.8 Windrosen

5.8.1 Windrichtung in Prozent der Zeit

Die Hauptwindrichtung während der Messperiode war aus West-Südwest, aber auch aus Süden kam der Wind oft (Abb. 25).

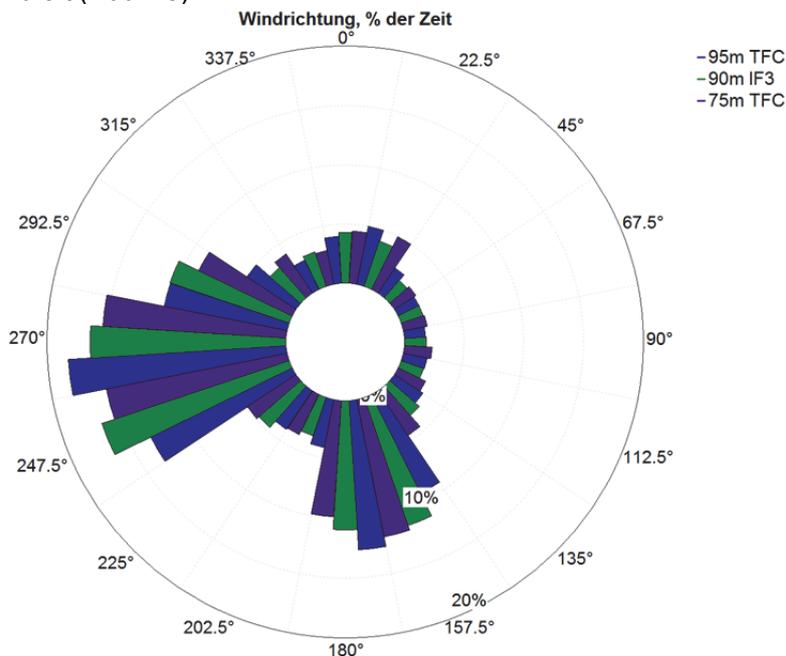


Abb. 25 Windrose Standort, Auswertungsperiode 01.08.2015-31.07.2016, Häufigkeit der Windrichtungen

5.8.2 Windgeschwindigkeit

Höchste Windgeschwindigkeiten wurden aus Richtung Westen registriert. Ebenfalls windstarke Sektoren sind der Süden und West-Südwesten (Abb. 26).

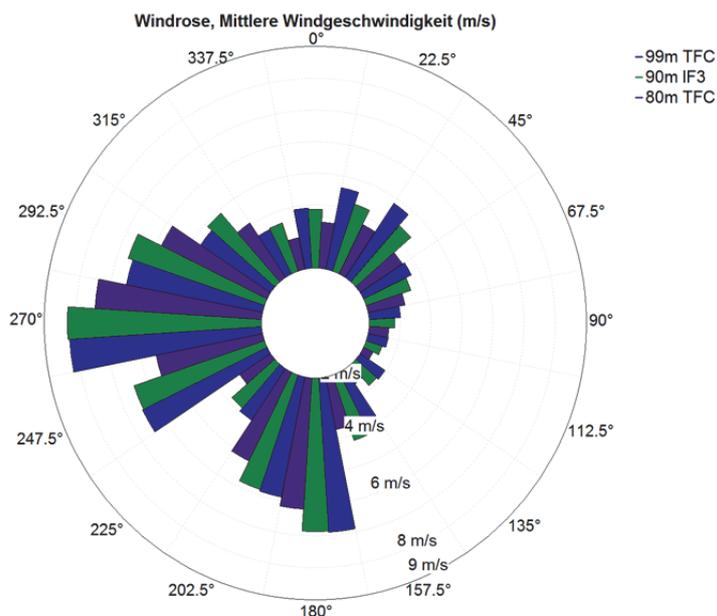


Abb. 26 Windrose Standort, Mittlere Windgeschwindigkeit für verschiedene Höhen und Windrichtungen, Auswertungsperiode 01.08.2015-31.07.2016

5.8.3 Energierose

Ein grosser Anteil an Windenergie kommt aus Süden. Der grösste Windenergieanteil kommt mit 33% (auf allen Höhen) aus Westen (Abb. 27).

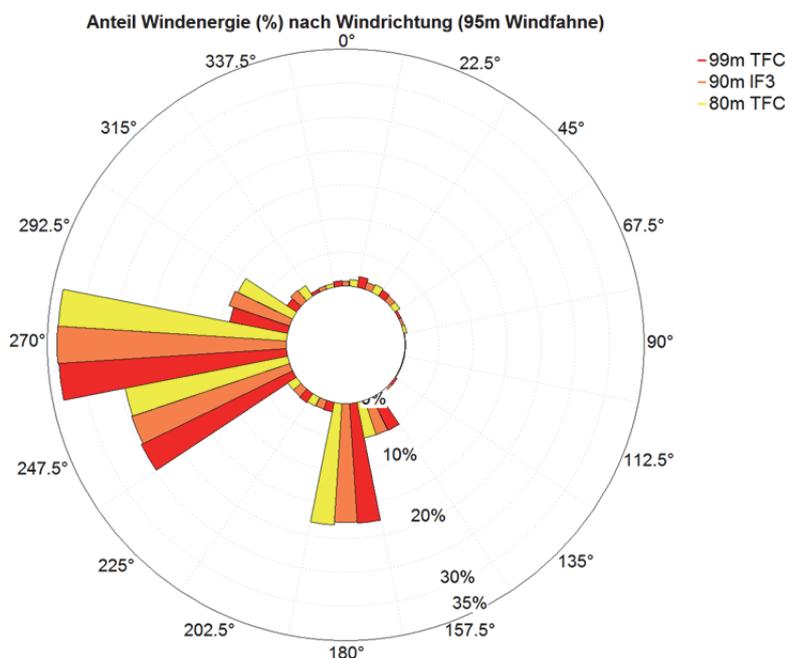


Abb. 27 Windrosen Standort, Häufigkeit des Energieaufkommens auf verschiedenen Höhen, Auswertungsperiode 01.08.2015-31.07.2016

5.9 Turbulenzintensität

Die Turbulenzwerte am Standort sind eine der entscheidenden Parameter für die Wahl der geeigneten WEAs, sowie deren Positionierung auf dem Projektgelände. Die Turbulenzintensität nimmt mit zunehmender Höhe ab (Tab. 12, Abb. 28, Abb. 29). Dies ist neben dem Höhenprofil (Kapitel 4.6) ein weiterer Grund, das Projekt mit möglichst hohen Nabenhöhen zu planen.

Turbulenzintensität	Alle Windgeschwindigkeitsklassen					
	Messhöhe	Anzahl	Mittlere	Standardabw.	Repräsentative	Peak
Windgeschwindigkeitssensor	[m]	Datenpunkte	TI (I _{ref})	der TI	TI	TI
99 m TFC Anemometer	99m	46964	0.15	0.1	0.27	3.42
80m TFC Anemometer	80m	52334	0.17	0.12	0.32	5.14
60 m TFC Anemometer	60m	52334	0.18	0.13	0.35	6.54
40m TFC Anemometer	40m	52334	0.22	0.12	0.37	3.89

Tab. 12 Standort, Turbulenzintensität aller Windgeschwindigkeitsklassen während der Auswertungsperiode

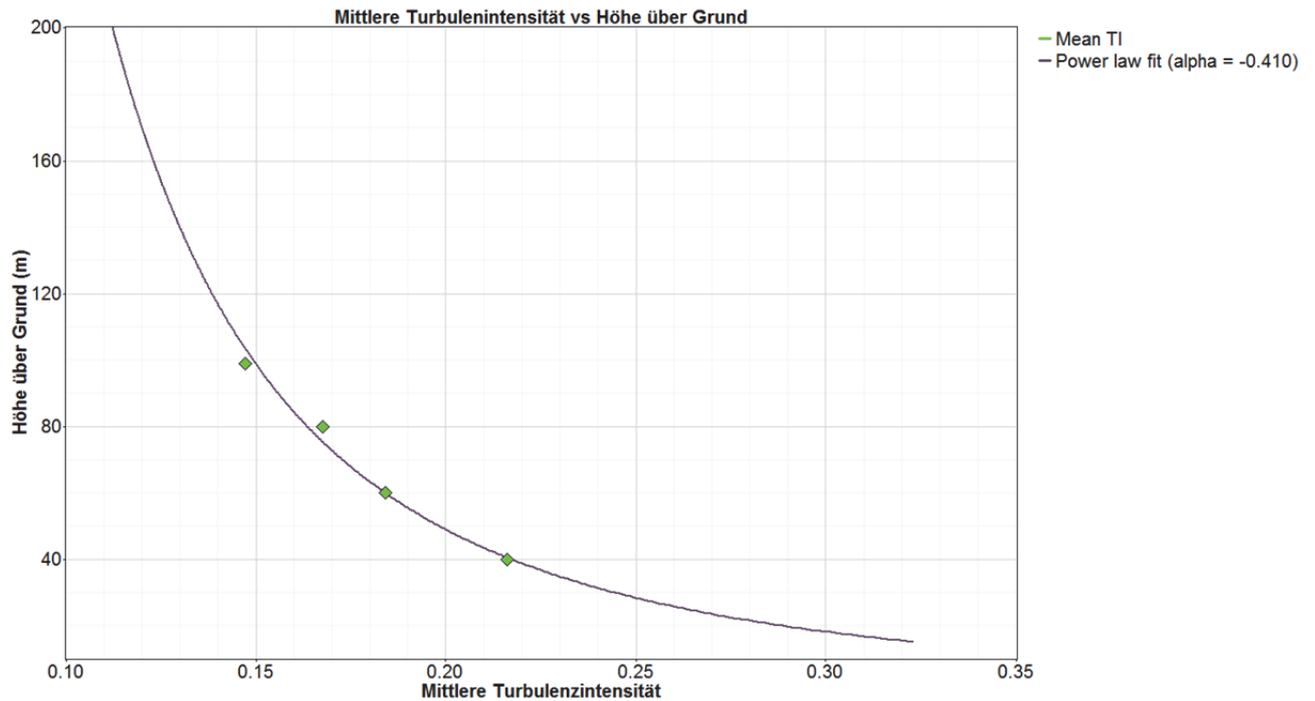


Abb. 28 Standort, Höhenprofil der Turbulenzintensität (I_{ref}) während der Auswertungsperiode (grün= Messwerte auf 40m, 60m, 80m, 99m)

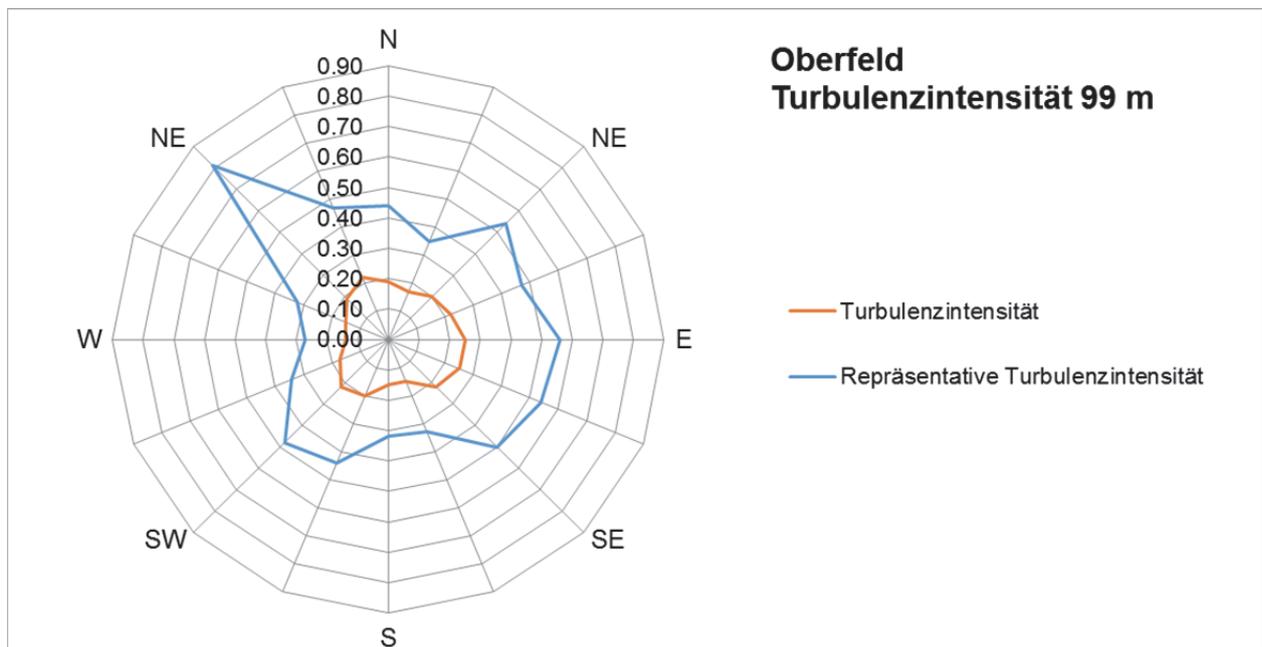


Abb. 29 Standort, Turbulenzintensitätsrose auf 99m Höhe während der Auswertungsperiode

5.9.1 Standortklassifizierung

Massgebend für die Auswahl der WEA sind die Turbulenzintensität der 15 m/s Windgeschwindigkeitsklasse und die mittlere Windgeschwindigkeit am Standort (Tab. 13).

Die Windklassen I, II und III nach IEC 61400-1:2005 definieren sich durch die *Referenzgeschwindigkeit* $V_{ref} = V_{ave} \cdot 5$ und die *Turbulenzintensität* I_{ref} am konkreten Standort. Der Nachweis der Standorteignung von Windenergieanlagen in Windparks kann anhand der IEC 61400-1 erbracht werden. Die Turbulenzfestigkeit einer Windenergieanlage definiert der Hersteller¹⁶.

Windgeschwindigkeitsklassen		I	II	III	S
V_{ref}	(m/s)	50	42.5	37.5	Wert ist herstellerspezifisch
A	$I_{ref} (-)$	0.16			
B	$I_{ref} (-)$	0.14			
C	$I_{ref} (-)$	0.12			

Tab. 13 IEC, Parameter für Windgeschwindigkeitsklassen

- V_{ref} ist der Mittelwert der Referenz Windgeschwindigkeit während 10 Min¹⁷
 A bezeichnet die Kategorie für erhöhte Turbulenzeigenschaften
 B bezeichnet die Kategorie für moderate Turbulenzeigenschaften
 C bezeichnet die Kategorie für niedrige Turbulenzeigenschaften
 I_{ref} ist der erwartete Wert der Turbulenzintensität bei 15 m/s

Nach der Definition der IEC¹⁸ und aufgrund der Windmessung gehört der Standort mit einer Turbulenzintensität von rund 0.14 auf 99m Höhe zur Kategorie IIIB (Tab. 13, Tab. 14, Abb. 30). Aufgrund weiterer Umgebungsparameter (Anströmungswinkel, Standortturbulenz, Höhenexponenten) empfiehlt Enercon eine Windenergieanlage geeignet für einen Standort der Kategorie IIA¹⁹.

Turbulenzintensität	15 m/s Windgeschwindigkeitsklasse				
	Anzahl	Mittlere	Standardabw.	Repräsentative	IEC 3 ed.
	Datenpunkte	TI (I_{ref})	der TI	TI	Kategorie
99m TFC Anemometer	465	0.136	0.038	0.184	B
80m TFC Anemometer	431	0.150	0.035	0.194	A
60m TFC Anemometer	330	0.170	0.032	0.211	S
40m TFC Anemometer	113	0.213	0.033	0.256	S

Tab. 14 Standort, Turbulenzintensität der 15 m/s Windgeschwindigkeitsklasse während der Auswertungsperiode

¹⁶ https://de.wikipedia.org/wiki/IEC_61400

¹⁷ A turbine designed for a wind turbine class with a reference wind speed V_{ref} , is designed to withstand climates for which the extreme 10 min average wind speed with a recurrence period of 50 years at turbine hub height is lower than or equal to V_{ref} .

¹⁸ IEC 61400-1 Third edition, 2005-08, Wind turbines – Part 1: Design requirements, 6.2 Wind turbine classes and Amendment 1, Edition 3.0, 2010-10

¹⁹ E-Mail 21.11.2016

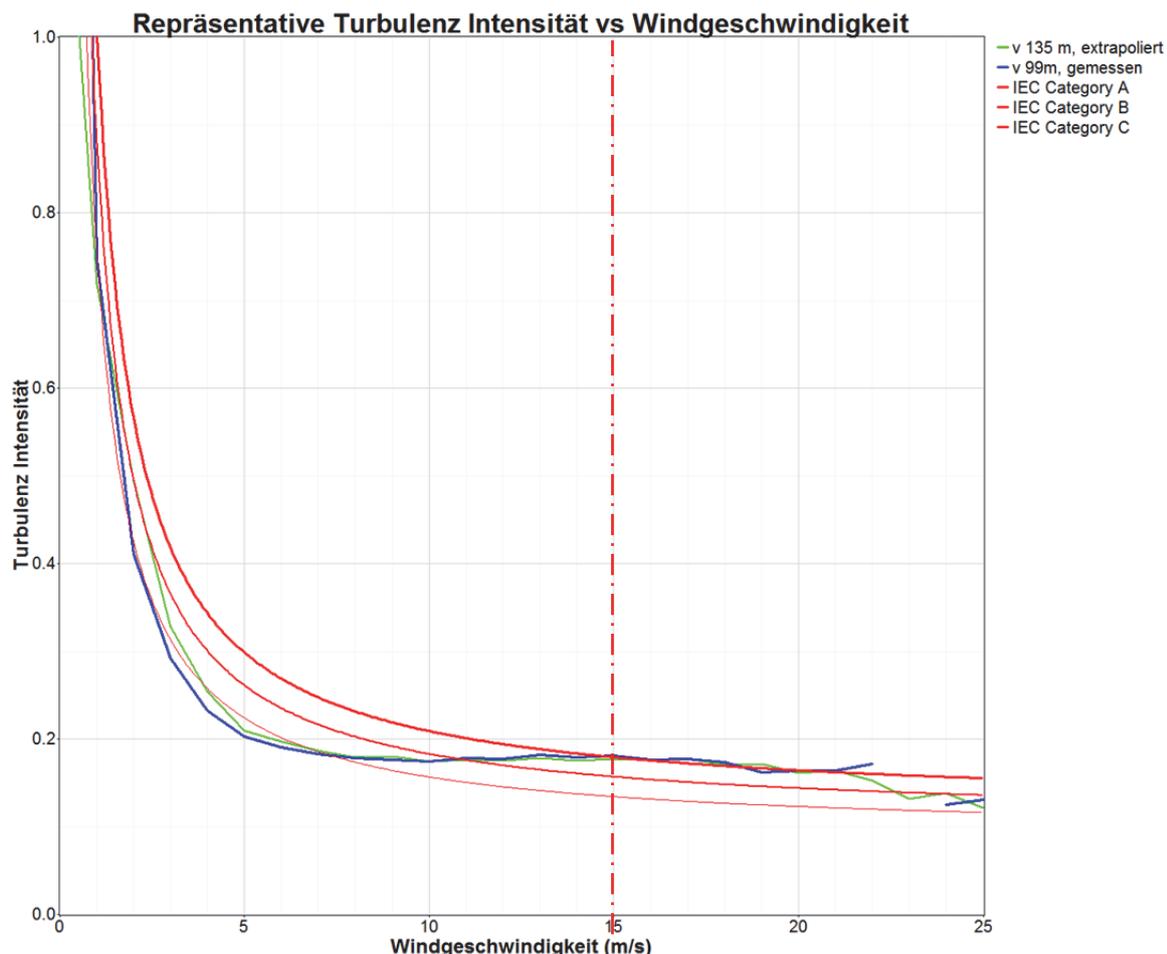


Abb. 30 Standort, Turbulenzintensität (I_{rep}) versus Windgeschwindigkeit während der Auswertungsperiode. Vergleich der Messwerte mit den Windgeschwindigkeitsklassen (rote gestrichelte Linie 15 m/s)

5.10 Mittel- und Extremwerte

Nebst der Turbulenzintensität sind Extremwerte, vor allem 10 Minutenmittel der Windgeschwindigkeit und Böenspitzen, weitere wichtige Parameter für die Standortklassifizierung und Wahl der WEAs (Tab. 15).

Sensor	Einheit	Höhe	10 Minuten Werte			Spitzenwerte (1 s)	
			Mittelwert	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum
99m Anemometer	m/s	99m	5.576	0	25.364	0	33.338
90m Anemometer	m/s	90m	5.432	0	25.449	0	34.057
80m Anemometer	m/s	80m	5.265	0	23.929	0	32.441
60m Anemometer	m/s	60m	4.910	0	22.258	0	34.064
40m Anemometer	m/s	40m	4.313	0	19.434	0	32.367
99m RF (Relative Feuchte)	%	99m	75.7	6.4	100	7.3	100
10m RF	%	10 m	76.2	11.1	100	14.6	100
99m Temperatur	°C	99m	7.7	-11.6	29.5	-11.5	29.6
10m Temperatur	°C	10 m	8.3	-12.6	30.0	-12.6	30.2
Barometer, Luftdruck	mbar	5m	863.4	863.4	909.9	863.4	910.2
Luftdichte	kg/m ³	5m	1.089	1.011	1.21	-	-

Tab. 15 Standort, Mittelwerte, Maxima und Minima während der Messperiode

6 Auswahl der Windenergieanlagen

Aufgrund der Projektgrösse von 2 Anlagen wurde auf eine öffentliche Ausschreibung verzichtet. 5 renommierte Hersteller (Enercon, Leitwind, Nordex, Siemens und Vestas) wurden eingeladen, aufgrund der Projektdaten (Koordinaten, Messdaten und die Daten der Referenzstation Säntis) geeignete Anlagen für diesen Standort anzubieten.

Drei Hersteller (Enercon, Nordex und Vestas) offerierten je 2-3 Modelle mit unterschiedlichen Nabenhöhen. Die offerierten Anlagen wurden nach verschiedenen Kriterien verglichen und ausgewertet.

In der Tab. 16 sind die 8 Modelvarianten in Bezug auf technische Eigenschaften und Vollständigkeit der Offerten zusammengestellt. Die Firma Enercon hat eine Streckenstudie durchgeführt und belegt, dass die offerierten Anlagen E-115 / 3.0 MW mit TES und E-126 EP4 mit TES, nachfolgend E-126 und E-115 genannt, mit minimalen temporären Massnahmen bis zum Standort transportiert werden können.

Hersteller	Enercon			Nordex			Vestas	
	E-115 mit TES		E-126 EP4 mit TES	N117	N131		V112	V126
Modell								
Rotordurchmesser [m]	115	115	127	117	131	131	112	126
Nabenhöhe [m]	135.4	149	135	141	134	164	140	137
Gesamthöhe [m]	192.9	206.5	198.5	199.5	199.5	229.5	196.0	200.0
Leistung [kW]	3'000	3'000	4'200	3'000	3'300	3'300	3'300	3'300
Klasse [IEC]	II A	II A	II A	II A	II A	II A	II A	II A
Verfügbarkeit	95%	95%	95%	96%	96%	96%	95%	95%
Schall [dB(A)] Betriebsmodus 0								
mit TES	105.0	105.0	105.0	?	?	104.5	104.4	106.0
ohne TES	-	-	-	104.5	104.5	-	105.8	108.5
Streckenstudie	Ja	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
Lebensdauer [Jahre]	25	25	30	?	?	?	?	?
Versicherungen (inkl?)	Ja	Ja	Ja	?	?	?	?	?
Fault-Ride-Through	Ja	Ja	Ja	?	?	?	Ja	Ja
Nächste Servicestation	Egerkingen	Egerkingen	Egerkingen	??	??	??	A	A
Lieferumfang								
Aufstiegshilfe	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja
Blitzschutz	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja
Sturmregelung	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja
Blattmarkierung	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja
TES	ja	ja	ja	keine	keine	keine	ja	ja
Eiserkennung	ja	ja	ja	ja	nein	nein	nein	nein
Eisdetektor	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja
Enteisung 2 Anlagen	ja	ja	ja	ja	keine erhältlich!		ja	ja
Flugwarnleuchten	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja
Turmbefeuerung	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja
Brandmelde- und Löschsystem Gondel	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja
Brandmelde- und Löschsystem Turm	Betonturm			ja	ja	ja	erhältlich	
Sichtweiten Messgerät	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja
Schattenabschaltung	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja
Fledermaus-box	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja
FACTS Transmission	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja
Fault-Ride-Through	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja
Transformator [kV]	20	20	20	20	20	20	20	20
Schaltanlage	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja
Verkabelung WEA-Trafo	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja
SCADA	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja

SCADA PC	ja	ja						
SCADA Lizenz	1	1	1	1	2	2	2	2
Transport	ja	ja	ja	ja	ja	ja	nur bis CH Grenze	
Kran [Tage]	8	8	8	8	8	8	8	8
Installation, Überwachung	ja	ja						
Schutzausrüstung	2	2	2	2	nein	nein	nein	nein
Inbetriebnahme [h]	120	120	120	120	120	120	120	120
Fundament	ja	ja						
Erdarbeiten	nein	nein						
Instandsetzung	nein	nein						
Kranstellfläche	nein	nein						
Zuwegung	nein	nein						
Leistungs- und Komm. Kabel	nein	nein						
Netzanschluss	nein	nein						

Tab. 16 Zusammenstellung der Offerten unterschiedlicher Turbinenhersteller nach technischen Eigenschaften, bzw. Inhalt der Offerten (A = Österreich, ?, ?? = nicht genauer definiert)

Nordex N131 kann mit einem Eisdetektor ausgerüstet werden. Zurzeit sind aber für diese Anlagen keine Blattheizung oder Enteisungsvorrichtung vorgesehen. Am Standort ist eine Blattheizung unerlässlich. Im Weiteren ist Nordex im Schweizermarkt sehr zurückhaltend.

In einem nächsten Schritt wurden die Anlagen nach ihren physikalischen Eigenschaften und Erträgen verglichen. Der Brutto-Energieertrag (ohne Berücksichtigung Abschattungs- oder andere Ertragsminderungen) während der Auswertungsperiode wurde für jeden Anlagentyp mittels Interwind Software Prognos berechnet. Dabei wird angenommen, dass die Anlagen genau auf der Position des Windmessmastes stehen würden. Den höchsten Brutto-Ertrag wäre mit der Enercon E-126 EP4 mit TES und 135m Nabenhöhe zu erzielen (24% mehr als N117 mit 141 m Nabenhöhe). Die geschätzten Erträge für Nordex N131 sind wegen fehlender Blattheizung in Rot aufgeführt (Tab. 17).

Hersteller	Enercon			Nordex			Vestas	
	E-115 mit TES	E-115 mit TES	E-126 EP4 mit TES	N117	N131		V112	V126
Rotordurchmesser [m]	115	115	127	117	131	131	112	126
Nabenhöhe [m]	135.4	149	135	141	134	164	140	137
Gesamthöhe [m]	192.9	206.5	198.5	199.5	199.5	229.5	196.0	200.0
Leistung [kW]	3'000	3'000	4'200	3'000	3'300	3'300	3'300	3'300
Klasse [IEC]	II A	II A	II A	II A	II A	II A	II A	II A
Verfügbarkeit	95%	95%	95%	96%	96%	96%	95%	95%
Brutto-Ertrag MWh / a / Turbine	6'751	6'993	8'332	6'699	7'550	7'924	7'029	7'625
Verhältnis zu N117	101%	104%	124%	100%	113%	118%	105%	114%

Tab. 17 Zusammenstellung der offerierten Anlagen nach erwarteten Erträgen (rot = keine Blattheizung)

Die in Tab. 16 und Tab. 17 aufgeführte Information über 8 Anlagentypen wurde anhand folgenden gewichteten Parametern (Tab. 18) verglichen und bewertet. Für eine möglichst objektive Bewertung wurden diese Parameter und deren Punktezah und Gewichtungen vorgängig mit dem Auftraggeber besprochen. Diese sind in Tab. 18 gelb hinterlegt.

Appenzeller Wind AG	Beispiel pro Hersteller und/oder Modell (Gelb markierte Felder = beliebige Werte, auch 0)		
Bewertungskriterien für Hersteller-Offerten	Punkte	Gewichtung	Gewichtete Punkte
PREIS	100	40%	40.0
(Gestehungs-) Preis / kWh	20		
erste 15 Jahre (Laufzeit Bankkredit) und / oder			
Preis / Anlage (bis zum Standort) und / oder	20		
Preis / m ² (bis zum Standort) und / oder	0		
Preis / kW (bis zum Standort) und / oder	10		
Jahresproduktion pro Anlage	50		
TECHNIK	50	20%	10.0
Getriebe mit (=0) / ohne (10)	10		
Lebensdauer (Design life)	15		
Lärm (Leisester maximaler Punkt)	15		
Enteisung (ja=10, nein=0)	10		
BETRIEB	45	30%	13.5
Service Vertrag (Inhalt)	10		
Preis / kWh	25		
Versicherungen (inkl=10, teilweise=5)	10		
VERTRAUEN	15	10%	1.5
Vollständigkeit der Offerten / "Einsatz Herstellers"	10		
Servicepunkt (Nähe zum Standort)	5		
TOTAL	210	100%	65.0
(muss nicht 100 oder 100% sein, so lange bei allen gleich)			

Tab. 18 Bewertungskriterien, Hersteller Offerten

Resultate dieser Auswertung sind in der Tab. 19 aufgeführt.

Hersteller	Resultate der Auswertung							
	Enercon			Nordex		Vestas		
Model	E-115 MW mit TES	E-126 EP4 mit TES	N117	N131		V112	V126	
Rotordurchmesser [m]	115	115	126	117	131	131	112	126
Nabenhöhe [m]	135.4	149	135	141	134	164	140	137
Gesamthöhe [m]	192.9	206.5	198.0	199.5	199.5	229.5	196.0	200.0
Leistung [kW]	3'000	3'000	4'200	3'000	3'300	3'300	3'300	3'300
RANG	2	3	1	4	keine Blattheizung		6	5
Gewichtete Summe	57.6	57.2	61.9	54.4	--		53.6	54.2

Tab. 19 Resultate der Bewertung der Offerten der Turbinenhersteller

Enercon-Anlagen belegten die ersten drei Ränge. Deshalb wurden die Auswertungen auf diese Anlagen konzentriert, wobei die Ertragsstärkste (E-126) favorisiert wird.

7 Langzeit Windressourcen am Standort

Eine einjährige Windmessung am Standort dokumentiert die "momentanen" Windverhältnisse am Standort. Windenergieanlagen werden aber in der Zukunft und für 20 oder mehr Jahre im Betrieb sein. Weil Windverhältnisse sich von einem Jahr auf das Nächste ändern können, sind diese "momentanen" Windverhältnisse für Langzeitprognosen nicht aussagekräftig. Deshalb müssen die Langzeitressourcen am Standort bekannt sein.

Um das langjährige Energiepotential am Standort zu berechnen, werden die Windverhältnisse am Standort während der Messperiode mit den Daten einer sogenannten möglichst nahen Referenzstation oder einem "Referenzpunkt"²⁰ verglichen, wo langjährige Messreihen vorhanden sind. Dann werden die Langzeit Winddaten am Standort mit der *MCP (Measure-Correlate-Predict) -Methode* berechnet (Abb. 31).

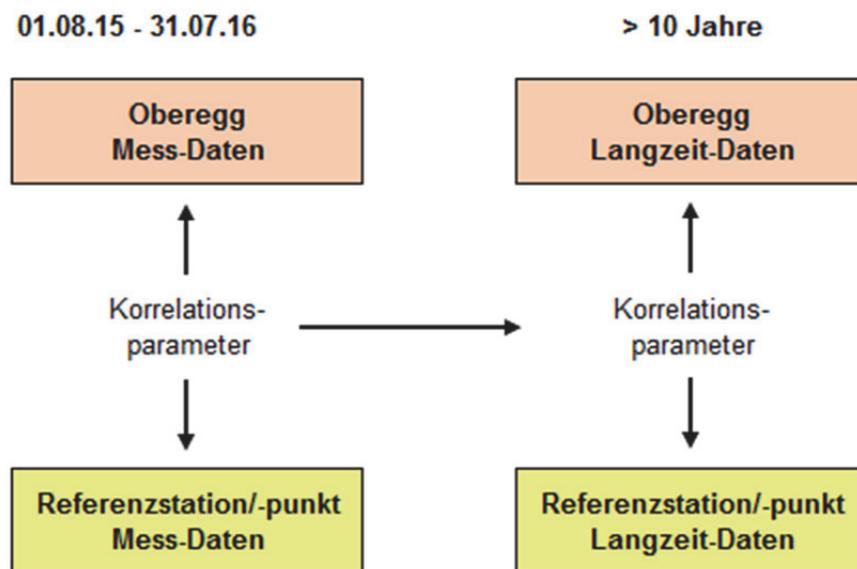


Abb. 31 Schematische Darstellung der MCP-Methode zur Berechnung der Langzeit Ressourcen Oberegg anhand Messdaten und Referenzdaten

Die Genauigkeit, bzw. Zuverlässigkeit der mit der MCP-Methode berechneten Langzeitdaten sind abhängig von mehreren Faktoren, insbesondere von der Güte der Korrelation der Mastdaten und der Daten der Referenzstation/-punkt während der Auswertungsperiode. In Anbetracht der Komplexität des Geländes und Distanzen zu Referenzstationen/-punkten wurde entschieden, die Langzeitdaten und Ertragsprognosen mit zwei verschiedenen Methoden und Referenzdaten-Sätzen durchzuführen:

- Berechnung der Langzeitressourcen mittels dem Programm *WindSim* und den Winddaten der Referenzpunkte MERRA und MERRA-2
- Berechnung der Langzeitressourcen mittels der *Monte-Carlo-Simulation* und den Winddaten der Referenzstation Säntis

Anschliessend werden diese Resultate mit den Aussagen der früheren Windmessungen mit einem LIDAR und mit denen des Windatlas Schweiz verglichen.

20 Zum Beispiel Reanalyse Daten der MERRA / MERRA-2 oder anderen Anbieter

8 WindSim

Die Langzeitressourcen und Energieerträge wurden anhand des CFD-Programms WindSim simuliert (Kapitel 8.3). Für die Berechnung der Langzeitwerte wurden die Datensätze zweier Referenzpunkte von MERRA und MERRA-2 untersucht.

8.1 Referenzpunkte MERRA und MERRA-2

Die Abb. 32 zeigt die Referenzstationen MERRA und MERRA-2 in der Nähe des Bodensees sowie die Referenzstation Säntis und der Projektstandort Oberegg.



Abb. 32 Die Referenzpunkte MERRA, MERRA-2 und Referenzstation Säntis in der Nähe des Standorts Windenergie Oberegg, AI

Nach einem Vergleich der Korrelation der Winddaten Oberegg zu MERRA, MERRA-2 und Säntis (Tab. 20 und Abb. 33) wurde aufgrund der Datenqualität, Nähe zum Standort und den Korrelationskoeffizienten für die Berechnung der Langzeitressourcen am Standort Oberegg entschieden die MERRA Gitterpunktdaten zu verwenden.

Information	Säntis	MERRA	MERRA-2
Distanz zur Referenzstation	21.4 km SW	17.8 km NW	15.5 km NW
Start Überlappung	17.07.2015 00:00	17.07.2015 00:00	17/07/2015 00:00
Ende Überlappung	01.08.2016 00:00	01.03.2016 01:00	15/08/2016 00:00
Dauer der Überlappung	12.5 Monate	7.5 Monate	13 Monate
Zeitschritte	8'918	5'298	9'276
R ² - Geschwindigkeit	0.26	0.528	0.438
R - Geschwindigkeit	50.99%	72.66%	66.18%
R ² - Windrichtung	0.54	0.725	0.720
R - Windrichtung	73.48%	85.15%	84.85%

Tab. 20 Korrelation der Referenzdaten Säntis, MERRA und MERRA-2 zum Standort Oberegg, AI

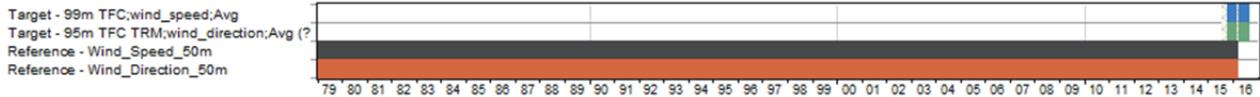


Abb. 33 Daten Verfügbarkeit der MERRA Daten (schwarz/rot) und Überlappung mit Oberegg Daten(blau/grün)

Es gibt keinen signifikanten Trend der Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in den letzten 37 Jahren (Aug 1979 – Aug 2016) (Abb. 34). Die Standardabweichung der Jahresmittel beträgt 3.4% (jährliche Variabilität). Dieser Wert fließt in die Unsicherheitsrechnung ein.

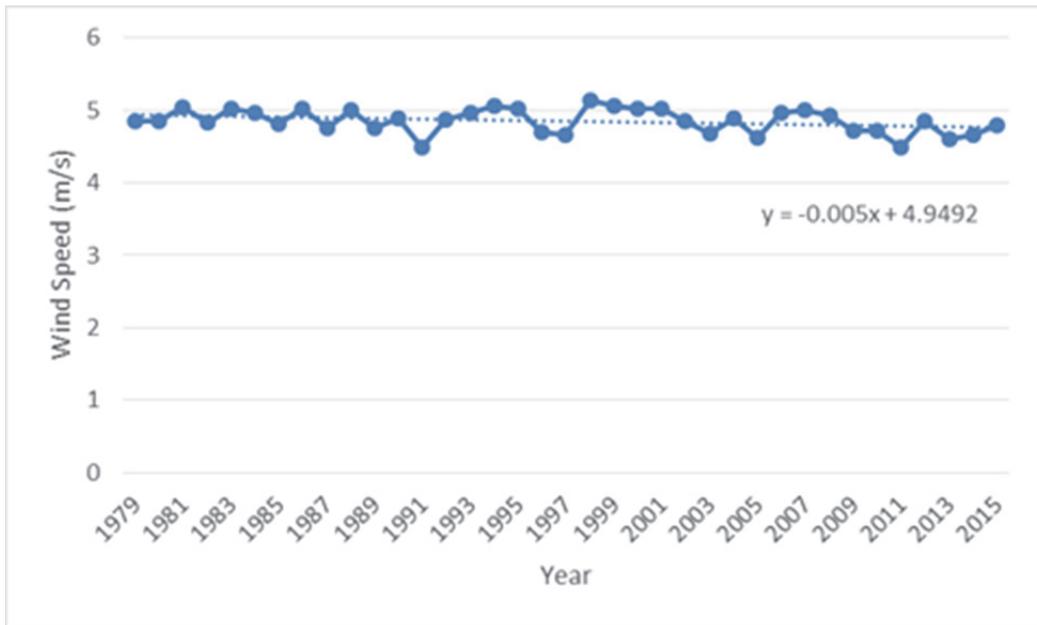


Abb. 34 Jahresmittel der Windgeschwindigkeit am MERRA Gitterpunkt

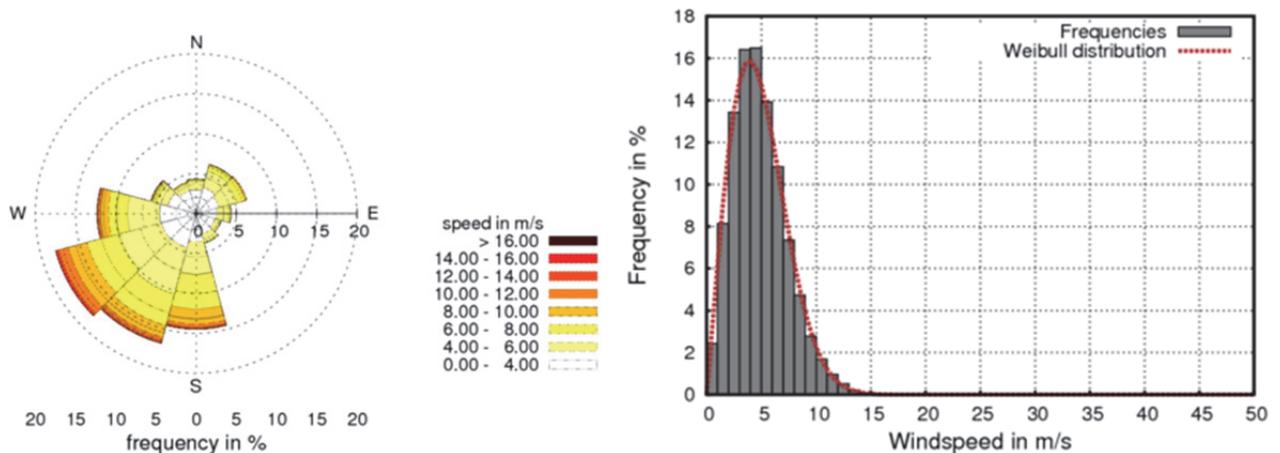


Abb. 35 Langzeit Windrose und -geschwindigkeit auf 50 m am MERRA Gitterpunkt

MERRA "Sensor No."	v (m/s)	k	A (m/s)
LTREF050	4.86	2.03	5.46

Tab. 21 Langzeit Windparameter auf 50 m am MERRA-Gitterpunkt (Sensor No.)

8.2 Schätzung der Langzeitwerte der Windgeschwindigkeit – MERRA

Nach dem Berechnen der Korrelationsparameter²¹ der Daten Oberfeld und MERRA wurden durch Anwendung dieser Parameter auf die MERRA-Daten von 1979 bis 2016 die Langzeitwerte auf Oberfeld anhand der sogenannten MCP (Measure-Correlate-Predict) -Methode berechnet (Abb. 36).

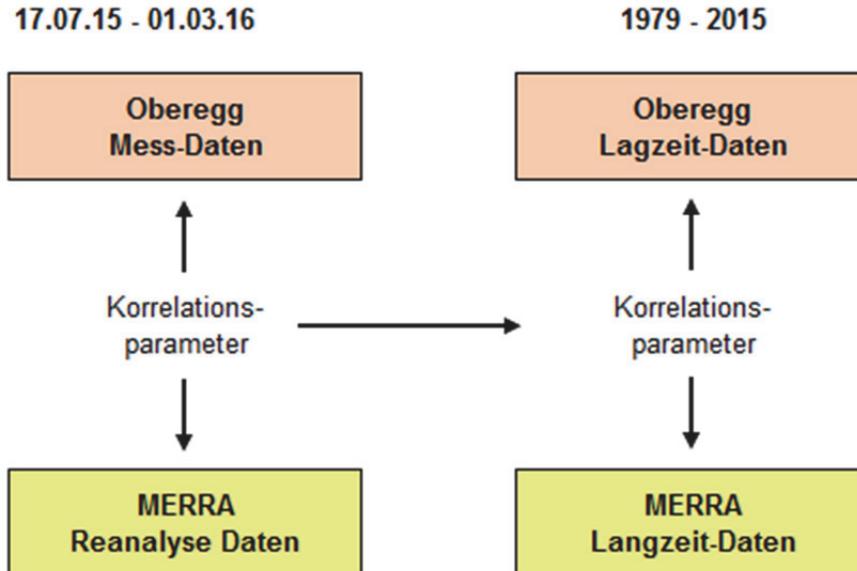


Abb. 36 Schematische Darstellung der MCP-Methode zur Berechnung der Langzeit Ressourcen Oberegg anhand MERRA-Daten und Messdaten Oberfeld

Die Analyse der Langzeitressource gemäss WindSim ergab eine Hauptwindrichtung von Westen mit Spitzenwindgeschwindigkeiten von über 16 m/s (Abb. 37 und Abb. 38). Die mittlere Windgeschwindigkeit der Langzeitdaten beträgt auf 99m 5.47 m/s.

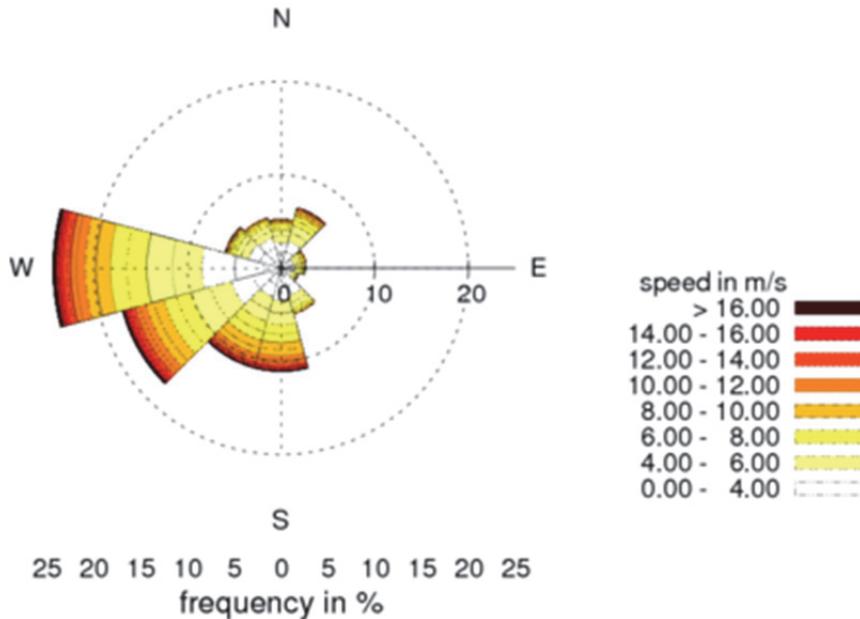


Abb. 37 Oberegg, Langzeitverteilung der Windgeschwindigkeiten nach Windrichtung

21 Es gibt mehrere Korrelationsmethoden für die MCP Methode. Hier wurde der "Matrix Time Series" (Matrix Zeitreihen) Algorithmus benutzt, da dieser den kleinsten Bias und Verteilungsfehler aufwies.

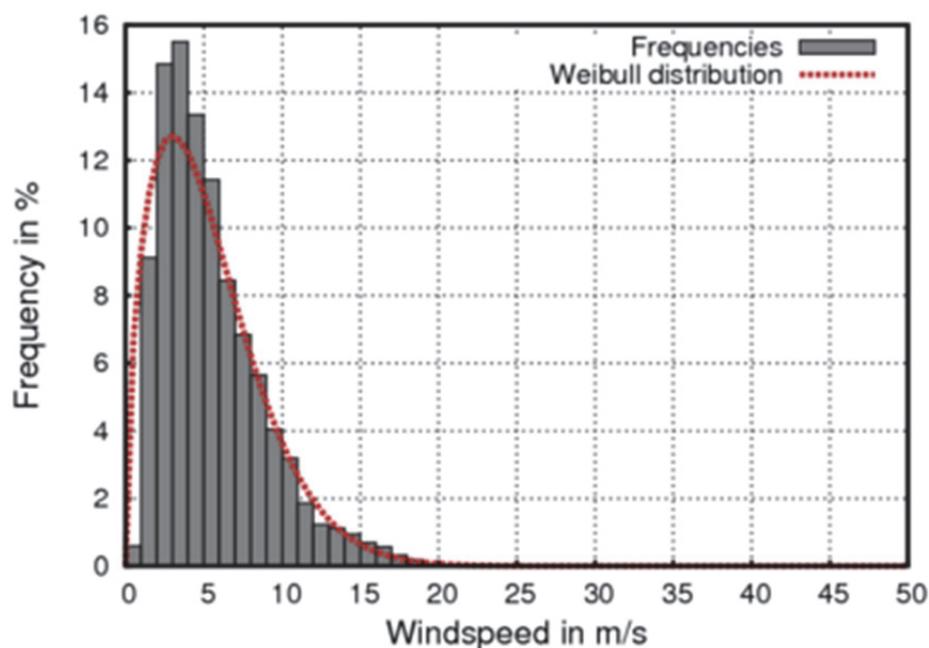


Abb. 38 Oberegg, Langzeit Frequenzverteilung der Windgeschwindigkeiten in Oberegg

Sensor No.	v (m/s)	k	A (m/s)
OBERFELD_99_Langzeit	5.47	1.56	5.93

Tab. 22 Standort, Langzeit Windparameter auf 99m

Windrichtung (°)	N	NNE	NEE	E	SEE	SSE
	0	30	60	90	120	150
k	2.16	2.39	2.26	2.38	2.23	2.06
A (m/s)	4.45	4.68	4.40	3.59	3.65	4.98
Häufigkeit (%)	3.80	7.40	3.60	2.60	4.10	4.40
v (m/s)	3.91	4.12	3.91	3.22	3.31	4.43
Windrichtung (°)	S	SSW	SWW	W	NWW	NNW
	180	210	240	270	300	330
k	1.77	1.65	1.59	2.12	1.80	1.94
A (m/s)	6.70	5.82	6.46	8.32	5.95	4.54
Häufigkeit (%)	10.70	11.60	20.20	20.50	7.30	3.70
v (m/s)	5.95	5.33	5.96	7.17	5.20	3.97

Tab. 23 Oberegg, Langzeit Windparameter auf 99m, nach Windsektoren

8.3 CFD-Modellierung

CFD-Modellierung transferiert die Windverhältnisse vom Messpunkt zu den Nabenhöhen der Windenergieanlagenpositionen. Die detaillierten Einstellungen des CFD-Modells und die Verifikation der Inputdaten und des Modells werden in folgenden Abschnitten beschrieben.

8.3.1 Digitales Höhenmodell

Das digitale Höhenmodell basiert auf den folgenden swisstopo DHM25 Blättern mit Höhenkurven:

- 1075.xyz
- 1076.xyz
- 1095.xyz
- 1096.xyz

Tab. 24 und Tab. 25 zeigen die Eigenschaften des digitalen Höhenmodells.

Parameter	Information
Typ	Gitter
Projektion	Swiss Grid
Horizontal Datum	CH1903/LV03

Tab. 24 Geoinformation des digitalen Höhenmodells

Eckkoordinaten	Ost (m)	Nord (m)
NO	764'000.0	260'000.0
SW	749'000.0	243'000.0
Ausdehnung / Auflösung	Ost - West (m)	Nord-Süd (m)
Distanz	15'000.0	17'000.0
Auflösung	25	25

Tab. 25 Koordinaten und Ausdehnung des digitalen Höhenmodells

8.3.2 Digitales Rauigkeitsmodell

Die Rauigkeit um die WEA-Positionen herum wurde aufgrund von Satellitenbildern von "World Image" definiert. Rauigkeiten im übrigen Gebiet basieren auf CORINE Daten. Die Rauigkeitslängen sind in der Tab. 26 aufgeführt.

Bodenbedeckung	Rauigkeitslänge (m)
Wasserflächen	0.0004
Grasland	0.03
Wald	0.4
Urbanes Gebiet	0.5

Tab. 26 Rauigkeitslängen für das digitale Rauigkeitsmodell

Es wird angenommen, dass der Wald den Wind im Lee bis auf eine Distanz von 20 – 50 Mal die Baumhöhe und bis auf 3 Mal die Baumhöhe über die Höhe des Waldes beeinflusst. Als Waldhöhe wurde 20 m angenommen, mit einem Durchlässigkeitsparameter von 0.05 (Koniferen). Wald in unmittelbarer Nähe der Anlagen wird als Wald grün modelliert, im übrigen Gebiet als Rauigkeit (Abb. 39).

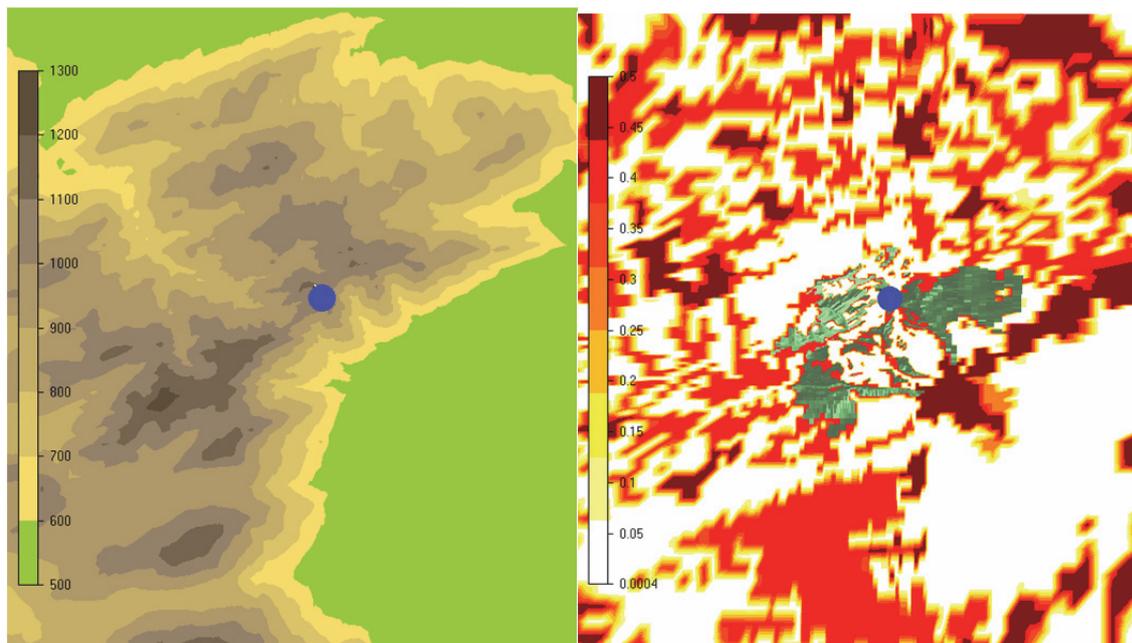


Abb. 39 Oberegg (blauer Punkt), digitales Höhenmodell (links) und Rauigkeitsmodell (rechts)

8.3.3 Aufbau des Windenergie Modells

Das CFD-Gitter wird aufgrund des digitalen Höhenmodells generiert und optimiert. Ein verfeinertes Gitter mit hoher Auflösung in der unmittelbaren Umgebung der WEAs, circa 3.0 km x 3.0 km mit einer horizontalen Auflösung von 25m und ein etwas gröberes Gitter für die weitere Umgebung werden aufgebaut (Tab. 27, Tab. 28 und Abb. 40).

In der vertikalen Richtung gibt es 7 Ebenen von Knotenpunkten unter 130m. Darüber erstreckt sich das Modell bis auf 5'000 m mit 32 Ebenen von Knotenpunkten. In der Simulation werden insgesamt 1.1 Millionen Knotenpunkte benützt.

Eckkoordinaten	Ost (m)	Nord (m)
Nordost	758'000.0	253'000.0
Südwest	755'000.0	250'000.0
Ausdehnung / Auflösung	Ost - West (m)	Nord-Süd (m)
Distanz	3'000.0	3'000.0
Auflösung	25.0	25.0

Tab. 27 Koordinaten und Ausdehnung des verfeinerten Gitters um WEAs

Eckkoordinaten	Ost (m)	Nord (m)
Nordost	764000.0	260000.0
Südwest	749000.0	243000.0
Ausdehnung / Auflösung	Ost - West (m)	Nord-Süd (m)
Distanz	15'000.0	17'000.0
Auflösung	25.0 - 375.0	25.0 - 412.5

Tab. 28 Koordinaten und Ausdehnung des Gitters des Simulationsgebiets

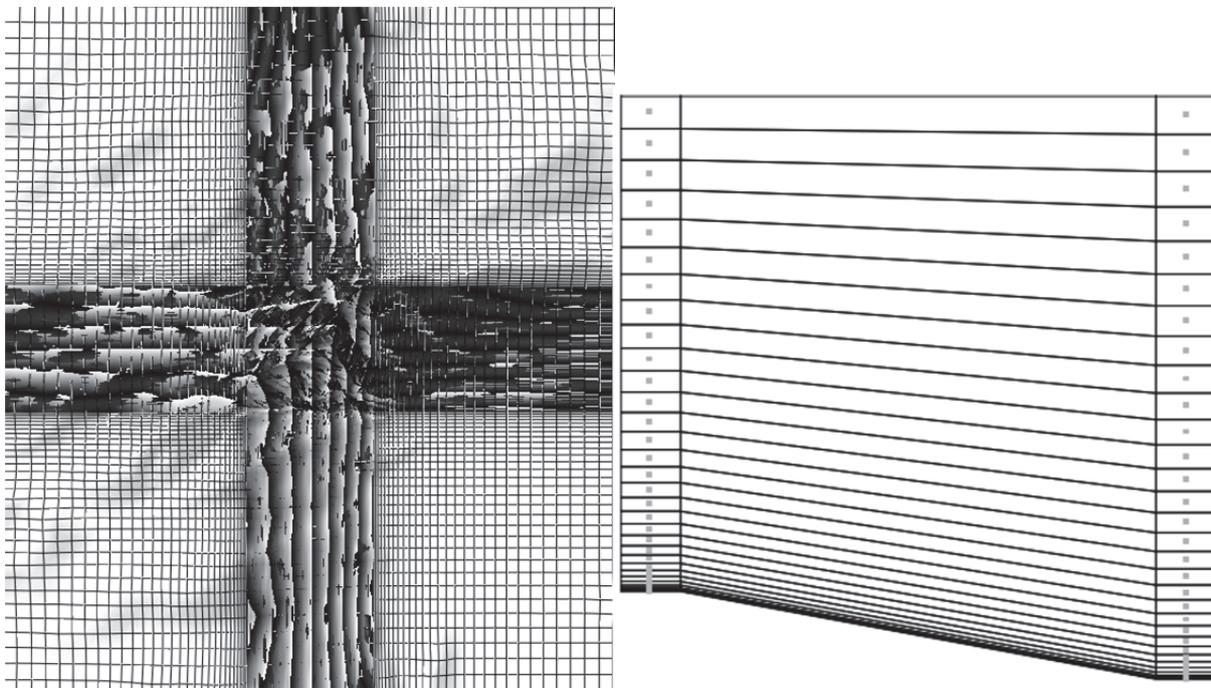


Abb. 40 Für die Simulationen benützte horizontales Gitter (links) und vertikales Gitter (rechts)

8.3.4 RANS Simulationen

Das digitale Modell repräsentiert die Rechnungsdomäne. In diesem Bereich wurden die "Reynolds-averaged Navier-Stokes" Gleichungen mit dem CFD Solver numerisch gelöst. Für jede der 12 Simulationsrichtungen von 30° werden 3D-Windfelder berechnet. Die Höhe der atmosphärischen Grenzschicht wird auf 1'000 m gesetzt (Alpen mit gemischten Rauigkeiten, sowie thermisch neutrale und stabile Bedingungen). Als Turbulenzmodell wird die "Re-Normalisation Group (RNG) Method" angewendet. Das Turbulenzmodell wird in der Hauptwindrichtung 180 – 270° der Stabilität der Atmosphärenschichtung angepasst. Folgende Tab. 29 zeigt eine Zusammenfassung dieser Einstellungen.

Sektore n (°)	Grenzschicht Höhe: (m)	Geschwindigkeit an der oberen Grenze (m/s)	Turbulenzmode ll	Solver:	Randbedingun g oben	Thermische Stabilität	Iterationen
0	1000	10	RNG k-epsilon	GCV	konst. Druck	Neutral	200
30	1000	10	RNG k-epsilon	GCV	konst. Druck	Neutral	200
60	1000	10	RNG k-epsilon	GCV	konst. Druck	Neutral	200
90	1000	10	RNG k-epsilon	GCV	konst. Druck	Neutral	200
120	1000	10	RNG k-epsilon	GCV	konst. Druck	Neutral	200
150	1000	10	RNG k-epsilon	GCV	konst. Druck	Neutral	200
180	1000	10	RNG k-epsilon	GCV	konst. Druck	Stabil	200
210	1000	10	RNG k-epsilon	GCV	konst. Druck	Stabil	200
240	1000	10	RNG k-epsilon	GCV	konst. Druck	Stabil	200
270	1000	10	RNG k-epsilon	GCV	konst. Druck	Stabil	200
300	1000	10	RNG k-epsilon	GCV	konst. Druck	Neutral	200
330	1000	10	RNG k-epsilon	GCV	konst. Druck	Neutral	200

Tab. 29 Randbedingungen und physikalische Parameter der Simulationen im digitalen Modell

8.3.5 Verifikation des WindSim Modells

Um die Qualität des WindSim Modells zu prüfen, wurde das von WindSim berechnete Höhenprofil an der Position des Windmessmastes mit den gemessenen Werten verglichen. Die Resultate sind in der Abb. 41 dargestellt.

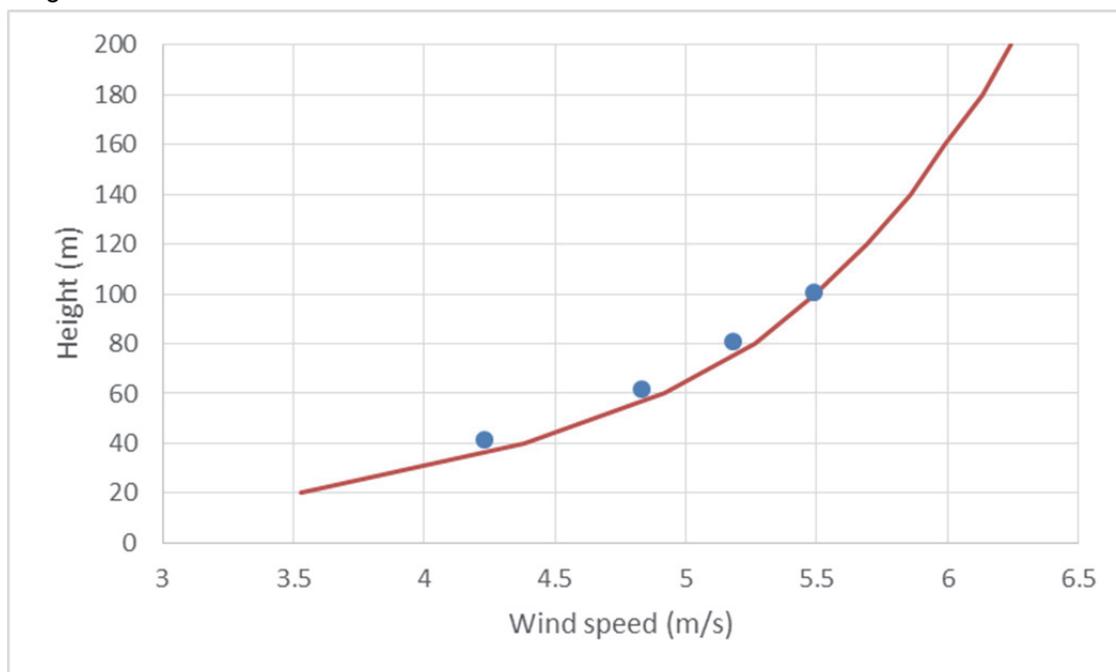


Abb. 41 Vergleich des von WindSim berechneten Höhenprofils (rote Linie) mit gemessenen Werten (blaue Punkte)

Weiter wurden die berechneten mittleren Windgeschwindigkeiten und die Standardabweichungen der Windgeschwindigkeiten an der Position des Windmessmastes mit den gemessenen Werten verglichen. Die Resultate sind in den Tab. 30 und Tab. 31 dargestellt. Die Fehlerquote in den Windgeschwindigkeiten liegt zwischen 1.7% (80m Werte berechnet aus den 99m Werten) und 5.7% (40m Werte berechnet aus den 99m Werten).

Referenz Sensor	Ziel Sensor	Wert von*	Anzahl	Referenz gemessen (m/s)	Ziel gemessen (m/s)	Ziel berechnet (m/s)	Fehler %
Oberegg_99	Oberegg_80	V_m	55'567	5.49	5.18	5.27	1.7
Oberegg_99	Oberegg_60	V_m	55'463	5.50	4.83	4.97	2.9
Oberegg_99	Oberegg_40	V_m	55'353	5.49	4.23	4.48	5.7
Oberegg_80	Oberegg_60	V_m	55'400	5.18	4.83	4.88	1.1
Oberegg_80	Oberegg_40	V_m	55'288	5.18	4.24	4.40	3.9
Oberegg_60	Oberegg_40	V_m	55'332	4.83	4.23	4.35	2.7
Oberegg_99	Oberegg_80	V_std	55'417	0.73	0.76	0.85	11.8
Oberegg_99	Oberegg_60	V_std	55'272	0.73	0.80	1.04	30.8
Oberegg_99	Oberegg_40	V_std	55'172	0.73	0.86	1.34	56.9
Oberegg_80	Oberegg_60	V_std	55'251	0.76	0.80	0.93	16.5
Oberegg_80	Oberegg_40	V_std	55'148	0.76	0.86	1.19	38.9
Oberegg_60	Oberegg_40	V_std	55'174	0.80	0.86	1.02	19.0

* V_m: Mittlere Windgeschwindigkeit (alle Richtungen).

V_std: Standardabweichung der Windgeschwindigkeit (Mittel aller Richtungen).

Anzahl: Anzahl gemeinsamer Datenpunkte der Referenz- und Zielsensoren

Tab. 30 Vergleich der mit WindSim modellierten Werte mit den am Windmessmast Oberegg gemessenen Werten

Referenz Höhe	Ziel Sensor	Wert von*	Anzahl	Referenz gemessen (m/s)	Ziel gemessen (m/s)	Ziel berechnet (m/s)	Fehler %
Oberegg_L_95	Oberegg_L_200	V_m	6'538	6.68	7.57	7.55	-0.2
Oberegg_L_95	Oberegg_L_160	V_m	6'731	6.73	7.33	7.31	-0.4
Oberegg_L_95	Oberegg_L_140	V_m	7'133	6.73	7.19	7.16	-0.5
Oberegg_L_95	Oberegg_L_70	V_m	7'166	6.89	6.43	6.55	1.86
Oberegg_L_95	Oberegg_L_50	V_m	6'548	6.83	5.85	6.18	5.63
Oberegg_L_95	Oberegg_L_30	V_m	5'974	7.15	5.33	5.85	9.69

* V_m: Mittlere Windgeschwindigkeit (alle Richtungen).

Anzahl: Anzahl gemeinsamer Datenpunkte der Referenz- und Zielsensoren

Tab. 31 Vergleich der mit WindSim modellierten Werte mit den mit dem LIDAR gemessenen Werten

Die Schätzungsfehler für die verschiedenen Höhen auf dem Windmessmast sind klein und die Genauigkeit ist akzeptabel. Für die Schätzung der Langzeit Windgeschwindigkeiten und Ertragsprognosen können die 99m Werte zusammen mit den mittels WindSim berechneten Windfeldern benützt werden.

Die Windgeschwindigkeiten der LIDAR-Messung wurden für den 3 m/s bis 25 m/s Bereich gefiltert. Der Vergleich mit der LIDAR-Messung wird nur als Referenz benützt, weil die Messung für so ein komplexes Gelände von sehr kurzer Dauer war.

Aufgrund der vertikalen Schätzungsfehler wird die Unsicherheit der von 99m auf 135m extrapolierten Werte auf 2% geschätzt.

Die horizontalen Schätzungsfehler können nicht verifiziert werden, weil es keinen zweiten Messpunkt innerhalb des Windparks gibt. Aufgrund der Komplexität des Geländes und den Distanzen zu den einzelnen Positionen WEAs wird die Unsicherheit auf 1% geschätzt.

8.3.6 Wake Modelling (Modellierung der Nachlaufströmung)

WEAs nehmen vom Wind Energie auf und beeinflussen die Strömung im Lee der Anlage. In dieser Nachlaufströmung (Wake) ist die Windgeschwindigkeit reduziert und die Turbulenzintensität nimmt zu. WindSim berechnet diesen Effekt mit einer analytischen Methode (Modified Jensen Model²²).

Die zwei WEAs im Oberegg sind so situiert, dass die Linie durch die Anlagenachsen fast senkrecht zur Hauptwindrichtung liegt. Die Wake-Effekte und die resultierenden Abschattungsverluste sind relevant. Die Unsicherheit in der Modellierung der Nachlaufströmung wird auf 0.5% geschätzt.

Zu diesem Zeitpunkt existieren keine anderen Windparks in der unmittelbaren Umgebung. Zukünftige Abschattungsverluste durch benachbarten Windparks werden auf 0.0% geschätzt.

8.4 Ertragsprognose

Die Grundformel für die Berechnung der Energieerträge leitet sich von der allgemeinen Formel für kinetische Energie wie folgt ab:

$$E_k = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2 \quad \text{Formel (1)}$$

wobei

m = Masse Luftmasse, welche die Rotorfläche durchquert
(Luftdichte x Fläche x Geschwindigkeit)
 v = Geschwindigkeit Windgeschwindigkeit

$$m = \rho \cdot \pi \cdot r^2 \cdot v \quad \text{Formel (2)}$$

wobei

ρ = Luftdichte
 π = Zahl Pi
 r = Rotorradius ($\pi \cdot r^2$ = Rotorfläche)
 v = Geschwindigkeit Windgeschwindigkeit

Daraus ergibt sich

$$E_k = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot r^2 \cdot v^3 \quad \text{Formel (3)}$$

Die im Wind vorhandene kinetische Energie ist dann

- direkt proportional zur Luftdichte
- proportional zum Quadrat des Rotorradius
- proportional zur dritten Potenz der Windgeschwindigkeit

Die Luftdichte nimmt mit zunehmender Höhe über Meer ab. Die Windgeschwindigkeit nimmt mit zunehmender Höhe über Boden zu. Grössere Rotordurchmesser und grössere Nabenhöhen bringen grössere Erträge.

22 Advancement of Jensen (Park) wake model, J. Choi, M. Shan / 7.2.2013, EWEA Conference, Wien

Aus physikalischen Gründen kann die kinetische Energie nicht vollständig in elektrische Energie umgewandelt werden. Die theoretische Grenze liegt bei 16/27 oder 59.3 % (Betz'sches Gesetz). In der Praxis ist der Anteil der kinetischen Energie, die in die elektrische umgewandelt werden kann, von der WEA und der Windgeschwindigkeit abhängig. Dieser Wert nennt sich der Leistungsbeiwert und wird als c_p bezeichnet. Die sogenannte Leistungskurve beinhaltet diese Werte und gibt Erträge in kW für jede Windgeschwindigkeits-klasse an.

Die Energieertragsformel für die elektrische Energie sieht folgendermassen aus:

$$E_e = \frac{1}{2} \sum_{v_1}^{v_n} \rho \cdot \pi \cdot r^2 \cdot c_{pn} \cdot v_n^3 \quad \text{Formel (4)}$$

Die Windgeschwindigkeit und die Luftdichte sind standortgebunden. Durch Auswahl geeigneter Anlagen (installierte Leistung, Leistungsbeiwerte, Rotordurchmesser, Nabenhöhe) kann der Energieertrag am Standort optimiert werden.

8.4.1 Langzeit Windressourcen

Die Tab. 32 zeigt die prognostizierten Langzeitwindressourcen an den Anlagenpositionen auf 135m und 149m Höhe.

Position	Nabenhöhe (m)	Messperiode	Langzeit (WAsP)		
		v (m/s)	Weibull v (m/s)	Weibull A (m/s)	Weibull k
T1	135	5.78	5.537	6.140	1.513
	149	5.87	5.611	6.217	1.504
T2	135	5.71	5.488	6.091	1.525
	149	5.82	5.587	6.198	1.519

Tab. 32 Langzeitwindressourcen an den Anlagenpositionen auf 135 und 149 m Höhe

Die Langzeit Windressourcen-Karte zeigt die Windgeschwindigkeiten auf 135m über Grund im Gebiet Honegg. Der Standort Oberegg verfügt langjährig über mittlere Windgeschwindigkeiten über 5.7 m/s (Abb. 42).

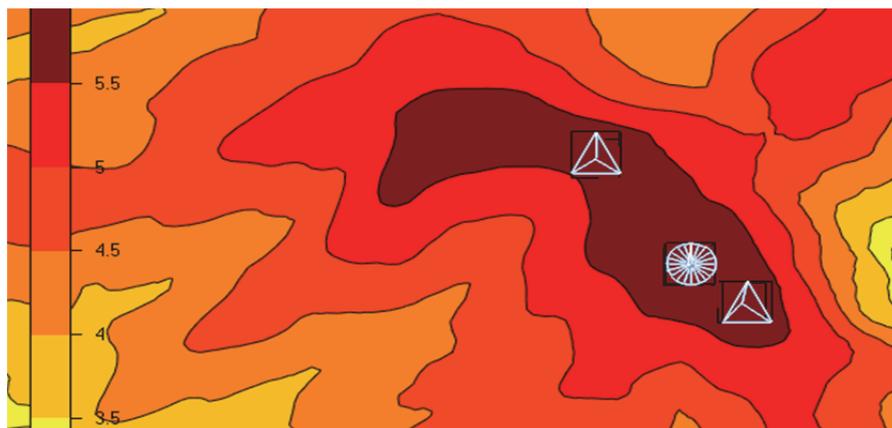


Abb. 42 Oberegg, Langzeit Windgeschwindigkeitskarte auf 135m über Boden

8.4.2 Windpark Layout und Anlagen

Der Windpark besteht aus zwei WEAs. Die Positionen der Anlagen sind weitgehend durch die Einschränkungen durch das Gelände und die Siedlungsgebiete bestimmt. (s. Kapitel 2.2.2). Aufgrund dieser Einschränkungen sind die vorgesehenen Anlagenpositionen entstanden (Abb. 43).

Die Erträge wurden für zwei Enercon-Modelle (Tab. 33) an diesen Anlagenpositionen berechnet (Tab. 34):

Hersteller	Enercon		
	E-115 mit TES		E-126 EP4 mit TES
Modell			
Rotordurchmesser [m]	115.71	115.71	127
Nabenhöhe [m]	135.4	149.0	135.0
Gesamthöhe [m]	192.9	206.5	198.0
Leistung [kW]	3'000	3'000	4'200

Tab. 33 Oberegg, vorgesehene Anlagen Modelle für Ertragsberechnungen mit WindSim

CH-1903/LV95 Koordinaten				Distanz (m)		
	[X] m	[Y] m	[Z] m	T1	T2	Mast
T1	2'757'344	1'252'243	1'109	--	414.5	119.5
T2	2'757'070	1'252'554	1'110	414.5	--	300.3
99m Mast	2'757'245	1'252'310	1'110	119.5	300.3	--
Abstände in Anzahl Rotordurchmesser von 127 m				3.26		0.94 / 1.03
Abstände in Anzahl Rotordurchmesser von 115 m				3.58		2.36 / 2.60

Tab. 34 Oberegg, vorgesehene Anlagenkoordinaten und Abstände

Diese Koordinaten sind +/- 20-25m genau, weil weitere Umwelt- oder Planungsaufgaben nicht auszuschliessen sind. Da die Auflösung des WindSim Berechnungsgitters 25m beträgt, ist durch eine Verschiebung der Anlagenposition um 25m kein nennenswerter Einfluss auf die Resultate zu erwarten.



Abb. 43 Bezirk Oberegg, vorgesehene Anlagenpositionen T1 und T2, sowie Position des Windmessmastes

Die Anlage T1 befindet sich am Waldrand, T2 im Wald.

8.4.3 Luftdichte und Leistungskurven

Die Leistungskurven der Anlagen werden für eine Luftdichte von 1.225 kg/m^3 angegeben (0). Diese sind Angaben der Firma Enercon. Zurzeit liegen für die E-126 keine von unabhängiger Stelle gemessene Leistungskurven vor.

Der Energieertrag der Anlagen ist direkt proportional zur Luftdichte (Formeln 3 und 4). Das gemessene Jahresmittel der Temperatur auf 99m Höhe war $7.7 \text{ }^\circ\text{C}$, die relative Feuchte betrug 75.7%, der Luftdruck auf Bodennähe war 863.4 mbar. Die Luftdichte war 1.089 kg/m^3 . Langjährig wird dieser Wert auf 1.103 kg/m^3 geschätzt. Die Werte an den Anlagenstandorten (im Wald oder Waldrand) können von diesem Wert abweichen. Diese Differenz in der Luftdichte wird in den Berechnungen der Energieerträge berücksichtigt.

Die Unsicherheit für die angegebenen Leistungskurven werden auf 8% geschätzt.

8.4.4 Bruttoerträge

Die AEP (Annual Energy Production) oder die Jahresstromproduktion ist die Energieerzeugung des Windparks, die anhand der vorhergesagten frei angeströmten Windgeschwindigkeitsverteilung auf der Nabenhöhe jeder Anlagenposition und anhand der von den Herstellern bereitgestellten Leistungskurven der Anlagen berechnet wird. Die Windgeschwindigkeitsverteilung der freien Strömung wird durch das WindSim-Strömungsmodell und die langfristigen Windverhältnisse vor Ort ermittelt. Die Leistungskurve wird um die Differenz der vorhergesagten langfristigen jährlichen Luftdichte am Standort und der Luftdichte, die in der Leistungskurve des Herstellers angegeben ist, angepasst.

Windenergieanlagen extrahieren Energie aus dem Wind. Die Windgeschwindigkeit stromabwärts der Windenergieanlage wird somit reduziert. Wenn die Strömung weiter voranschreitet, breitet sich die Nachlaufströmung hinter der Anlage aus und erholt sich allmählich. Der Wake-Effekt wurde mit dem WindSim Wake-Modell berechnet (Tab. 35, Tab. 36, Tab. 37). Die durch Berücksichtigung der Wake-Verluste erhaltene Produktion ist die Brutto Jahresstromproduktion (AEP Brutto).

WEA	Freie Windgeschwindigkeit an Anlagenposition	Luftdichte (kg/m^3)	AEP (MWh/a)	Wake Loss (%)	AEP Brutto (MWh/a)	Volllaststunden (h)
T1	5.75 m/s	1.087	6'627.7	1.30	6'541.8	2'180.6
T2	5.67 m/s	1.086	6'457.2	1.19	6'380.5	2'126.8
Total (MWh/a)			13'084.9		12'922.3	

Tab. 35 Oberegg, Bruttostromproduktion mit zwei E-115 / 3.0 MW mit TES, 135m Nabenhöhe

WEA	Freie Windgeschwindigkeit an Anlagenposition	Luftdichte (kg/m^3)	AEP (MWh/a)	Wake Loss (%)	AEP Brutto (MWh/a)	Volllaststunden (h)
T1	5.83 m/s	1.085	6'809.9	1.31	6'720.7	2240.2
T2	5.77 m/s	1.084	6'679.9	1.12	6'605.0	2201.7
Total (MWh/a)			13'489.8		13'325.7	

Tab. 36 Oberegg, Bruttostromproduktion mit zwei E-115 /3.0 MW mit TES, 149 m Nabenhöhe

WEA	Freie Windgeschwindigkeit an Anlagenposition (m/s)	Luftdichte (kg/m^3)	AEP (MWh/a)	Wake Loss (%)	AEP Brutto (MWh/a)	Volllaststunden (h)
T1	5.76 m/s	1.087	8'384.2	1.32	8'273.3	1'969.8
T2	5.67 m/s	1.086	8'108.0	1.10	8'019.1	1'909.3
Total (MWh/a)			16'492.2		16'292.4	

Tab. 37 Oberegg, Bruttostromproduktion mit zwei E-126 EP4 mit TES, 135m Nabenhöhe

8.4.5 Verminderung der Bruttoerträge

Eine Reihe von Faktoren vermindern die oben berechneten Brutto Erträge (Tab. 38). Die AEP Netto wird mittels Abzug aller Ertragsvermindierungen von AEP Brutto ermittelt.

Nr.	Rubrik	Einheit	Abzug	Wert	Bemerkung
0	AEP Brutto	GWh		100.0	Ertrag nach Abzug Abschattungsverluste
1	Verfügbarkeit	%	5.0	95.0	5%, Typische Herstellergarantie für Verfügbarkeit für Projekte mit 2 – 3 Anlagen ist 95%
2	Abschattungsverluste	%	0.0	95.0	1.10 (T2) - 1.32 (T1) % für E126, 1.12 (T2) - 1.30 (T1) % für E115 Berücksichtigt in WindSim Modellierung
3	Vereisung	%	1.0	94.1	Annahme, Anlagen mit Rotorblattheizung, 1% für Energieverbrauch der Heizung
4	Leistungskurve	%	2.0	92.2	2% für WindSim Berechnungen In der Monte-Carlo Simulation berücksichtigt
5	Umweltauflagen	%	5.5	87.1	1 % für Fledermaus-, 3% für Vogelschutz 1.5 % für Schattenwurf
6	Lärmschutzmassnahmen	%	2.5	84.9	Gemäss 12.2 Grobbeurteilung Lärm
7	Elektrische Verluste	%	2.0	83.2	Übertragungsverluste bis zum Einspeisepunkt (geschätzt)
8	Unvorhergesehenes	%	1.0	82.4	Standortspezifische, zurzeit nicht bekannte Auflagen
Ertragsminderung für WindSim Berechnungen Total		%	17.6	82.4	

Tab. 38 Oberegg, Ertragsminderungen

Die Ertragsminderungen werden sukzessive von der Verfügbarkeit der Anlage (95%) subtrahiert (Bemerkung: 1% von 95.0% = 0.95%, usw). Die damit berechnete gesamte Ertragsminderung beträgt 17.6 % des AEP Brutto.

Eine detaillierte Beschreibung dieser Faktoren befindet sich im Anhang VII.

8.4.6 Netto Erträge

Der Abzug der Ertragsminderungen von AEP Brutto ergibt die Nettoerträge, die über die Betriebszeit der Anlagen prognostizierte durchschnittliche Jahreserträge sind. Diese Erträge werden als AEP Netto (P50) bezeichnet. Das heisst, dass der Jahresertrag der Anlagen mit 50% Wahrscheinlichkeit diese Werte erreichen oder überschreiten wird. Die Tab. 39, Tab. 40 und Tab. 41 zeigen die Nettoproduktion (P50) für E-115 (135m, 149 m) und E-126 (135m).

WEA	AEP Brutto	Ertragsminderungen	AEP (P50)	Volllaststunden (P50)
	(MWh/a)	(MWh/a)	(MWh/a)	(h)
T1	6'541.8	-1'152	5'390	1'797
T2	6'380.5	-1'124	5'257	1'752
Total (MWh/a)	12'922.3	-2'275	10'647	1'774

Tab. 39 Oberegg, Nettoproduktion (P50) mit zwei E-115 / 3.0 MW mit TES, 135m Nabenhöhe

WEA	AEP Brutto	Ertragsminderungen	AEP (P50)	Volllaststunden (P50)
	(MWh/a)	(MWh/a)	(MWh/a)	(h)
T1	6'720.7	-1'183	5'537	1'846
T2	6'605.0	-1'163	5'442	1'814
Total (MWh/a)	13'325.7	-2'346	10'979	1'830

Tab. 40 Oberegg, Nettoproduktion (P50) mit zwei E-115 / 3.0 MW mit TES, 149 m Nabenhöhe

WEA	AEP Brutto	Ertragsminderungen	AEP (P50)	Volllaststunden (P50)
	(MWh/a)	(MWh/a)	(MWh/a)	(h)
T1	8'273.3	-1'457	6'816	1'623
T2	8'019.1	-1'412	6'607	1'573
Total (MWh/a)	16'292.4	-2'869	13'424	1'598

Tab. 41 Oberegg, Nettoproduktion (P50) mit zwei E-126 EP4 mit TES, 135m Nabenhöhe

8.4.7 Unsicherheiten

Wie alle Modellierungen sind CFD-Analysen auch mit Unsicherheiten behaftet. Die Quellen dieser Unsicherheiten können in zwei Gruppen zusammengefasst werden:

Die erste Gruppe ist die "Windressourcen Gruppe". Diese Gruppe besteht aus 4 Unsicherheitsquellen, nämlich

1. Windmessungen
2. Berechnung der Langzeit Ressourcen
3. Strömungsmodell
4. Variabilität der Windressourcen

Die zweite Gruppe ist die "Energie Gruppe", die 2 Unsicherheitsquellen hat

5. Energieumwandlung (Umwandlung der Windenergie in elektrische Energie)
6. Ertragsminderungen (Unsicherheiten in der Schätzung der Ertragsminderungen)

Jede dieser Unsicherheiten ist unabhängig von den Anderen. Die Gesamtunsicherheit ist die Wurzel der Summe der Quadrate aller Unsicherheiten (Tab. 42).

$$U_{total} = \sqrt{U_1^2 + U_2^2 + U_3^2 + U_4^2 + U_5^2 + U_6^2} \quad \text{Formel (5)}$$

	Rubrik	Einheit	Windgeschwindigkeit	Energieertrag
	Gesamt Unsicherheit	%	5.04	9.33
Sensitivitätsfaktor: 1.85				
1	Windmessungen	%	2.30	4.30
2	MCP (Langzeitressourcen)	%	2.10	3.90
3	WindSim CFD Modell	%	2.30	4.30
4	Jährliche Variabilität	%	0.80	1.50
5	Energieumwandlung	%	3.10	5.70
6	Ertragsminderungen	%	0.50	1.00

Tab. 42 Oberegg, geschätzte Unsicherheiten in Berechnung der Windressourcen und Ertragsprognosen

Im Folgenden sind die diversen Definitionen der Ertragsprognosen zusammengestellt:

AEP	= prognostizierter mittlerer Jahresertrag
AEP Brutto	= AEP - Wake losses
AEP Netto (P50)	= AEP Brutto - Ertragsminderungen
AEP Netto (P75)	= AEP Netto (P50) - 0.67 x Unsicherheit
AEP Netto (P90)	= AEP Netto (P50) - 1.28 x Unsicherheit.

8.4.8 Sensitivitätsfaktor

Der in der Tab. 42 erwähnte Sensitivitätsfaktor beschreibt die Abhängigkeit des Energieertrages von der Windgeschwindigkeit. Ein Sensitivitätsfaktor von 1.85 bedeutet, dass der Energieertrag sich um 1.85% ändern wird, wenn die Windgeschwindigkeit sich um 1% ändert, 3.7% wenn die Windgeschwindigkeit sich um 2% ändert, usw. Je kleiner der Sensitivitätsfaktor (die Gesamtunsicherheit), desto genauer sind die Ertragsprognosen.

8.4.9 Nettoerträge P50, P75, P90

Der prognostizierte AEP Netto Pxx bedeutet, dass der Jahresertrag des Windparks den prognostizierten Wert mit xx% Wahrscheinlichkeit erreichen oder übertreffen wird. Die Wahrscheinlichkeit, dass der Ertrag diesen Wert nicht erreicht, oder unterschreiten wird, ist 100-xx %.

Die prognostizierten Nettoerträge des Windparks Oberegg für verschiedene Anlagen und Überschreitungswahrscheinlichkeiten sind in Abb. 44 dargestellt.

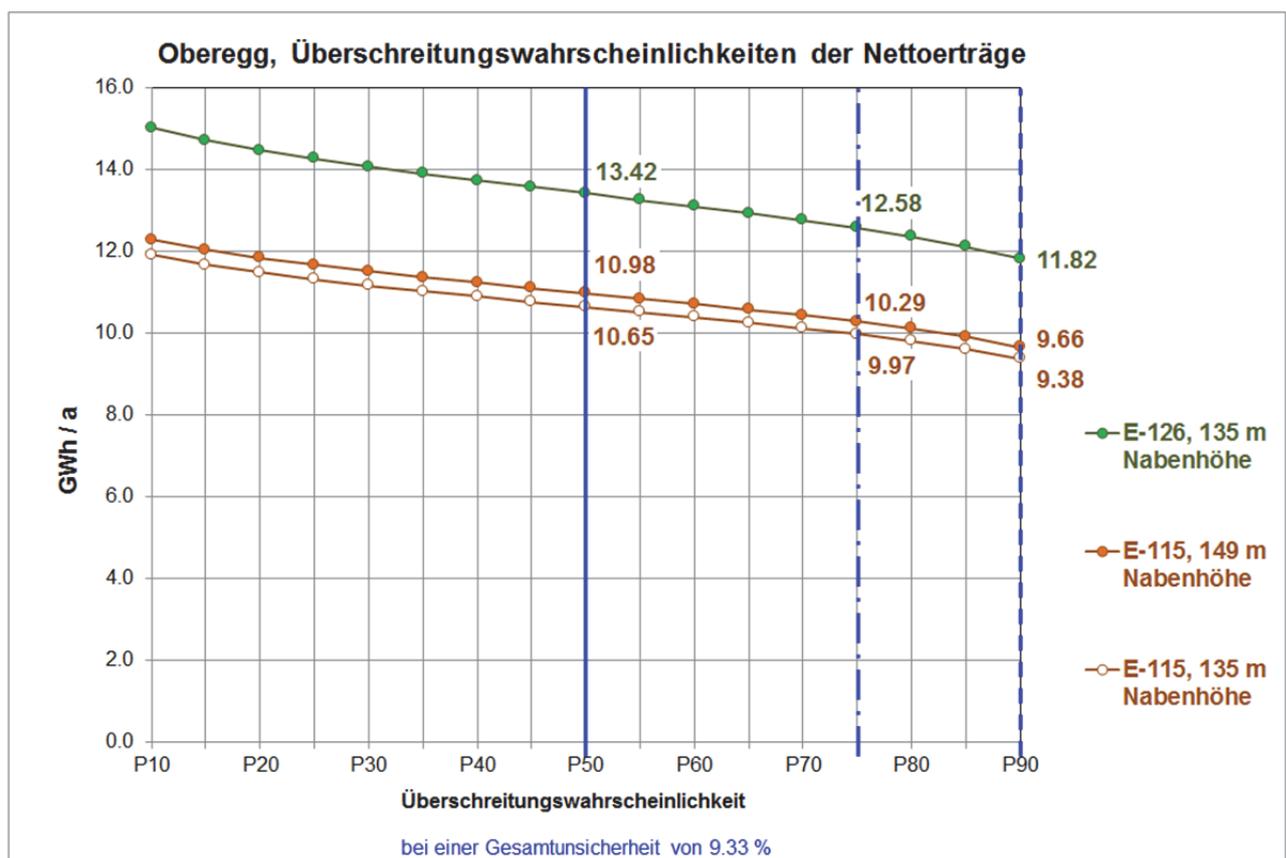


Abb. 44 Oberegg CFD Analyse, Überschreitungswahrscheinlichkeiten der Nettoerträge P50, P75 und P90

Der Windpark kann mit 2 E-126 EP4 Anlagen mit einer Nabhöhe von 135m jedes Jahr im Durchschnitt (P50) 13.4 GWh, mit 90% Wahrscheinlichkeit mindestens 11.8 GWh elektrische Energie produzieren.

Mit anderen Worten kann der Windpark bei einem durchschnittlichen Verbrauch von 4'500 kWh pro Haushalt im Durchschnitt (P50) 3'000, mit 90% Wahrscheinlichkeit mindestens 2'600 Haushalte mit Strom versorgen.

9 Monte-Carlo-Simulation

Aufgrund der Komplexität des Geländes und Korrelation der MERRA-Daten wurde entschieden, die Erträge des Windparks mit einer zweiten Methode und Daten einer Referenzstation zu berechnen und diese mit den durch WindSim berechneten Jahreserträgen (AEPs) zu vergleichen²³.

Dafür wurde die Methode Monte-Carlo-Simulation eingesetzt. Für die Berechnung der Langzeitressourcen wurden die Daten der nahegelegenen MeteoSchweiz Station "Säntis" benützt (Kapitel 9.1). Anhand der MCP-Methode wurden die Langzeitwerte der Windgeschwindigkeit und Jahreserträge für Anlagen am Standort des Windmessmastes prognostiziert (Kapitel 00. Diese Methode dient lediglich der Kontrolle der mit WindSim berechneten Jahreserträgen.

9.1 Referenzstation Säntis

Für eine zuverlässige Aussage zu den Langzeitressourcen an einem gegebenen Standort müssen die Werte der Referenzstation während der Messperiode innerhalb der Streuung ihrer Langzeitwerte liegen. Ansonsten besteht die Gefahr, dass die Langzeitressourcen über- oder unterschätzt werden, weil die Messperiode eine Ausnahmesituation darstellte.

Für die Schätzung der Langzeitressourcen und zum Vergleich mit den gemessenen Winddaten wurde die Referenzstation auf dem Säntis benutzt. Es handelt sich dabei um eine Bodenmessstation von MeteoSchweiz auf dem Säntis in den Appenzeller Alpen. Die Position der Referenzstation und die erhobenen Daten sind in Tab. 43 gegeben. Es wurden Langzeitdaten für die letzten 10 Jahre und 60-Minuten-Mittelwerte der 12 Monate der Datenaufnahme (2015-2016) bezogen. Die Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeit während der Messperiode korrelieren mit den Monatsmittelwerten zu 82% ($R^2=0.6643$) (Abb. 45).

	Koordinaten		Höhe	Distanz zum Messmast	Erhobene Daten
	X	Y	[m.ü.M]	[m]	
Säntis	744'200	234'920	2'502	21'783.5	- Monatsmittelwerte der letzten 10 Jahre (von 2006 bis 2016) - 10-Minutenmittelwerte für die Messperiode (01.08.2015 bis 31.07.2016)

Tab. 43 Standort der Referenzstation Säntis für das Windenergieprojekt Oberegg (CH1903/LV03)

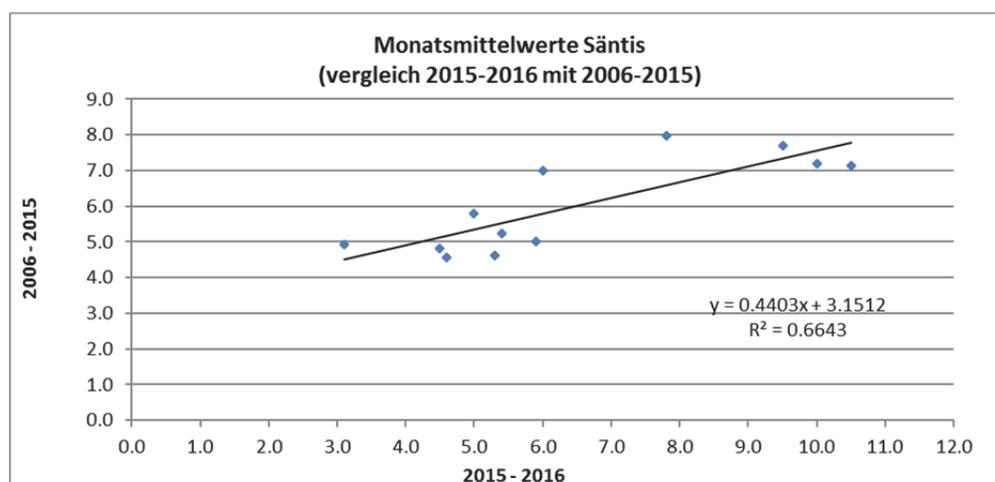


Abb. 45 Referenzstation Säntis, Monatsmittelwerte der Langzeitdaten (10 Jahre) und die von 2015-2016 korrelieren zu 82%

²³ Mit der Monte-Carlo-Methode können nur Windressourcen und Erträge der Anlagen am Standort der Messungen ermittelt werden. Eine Berechnung der Abschattungsverluste ist nicht möglich. Unsicherheiten sind Bestandteil der Methode.

In den Monatsmitteln der Windgeschwindigkeiten von 2006 - 2016 ist kein Trend zu erkennen (rote Linie in der Abb. 46).

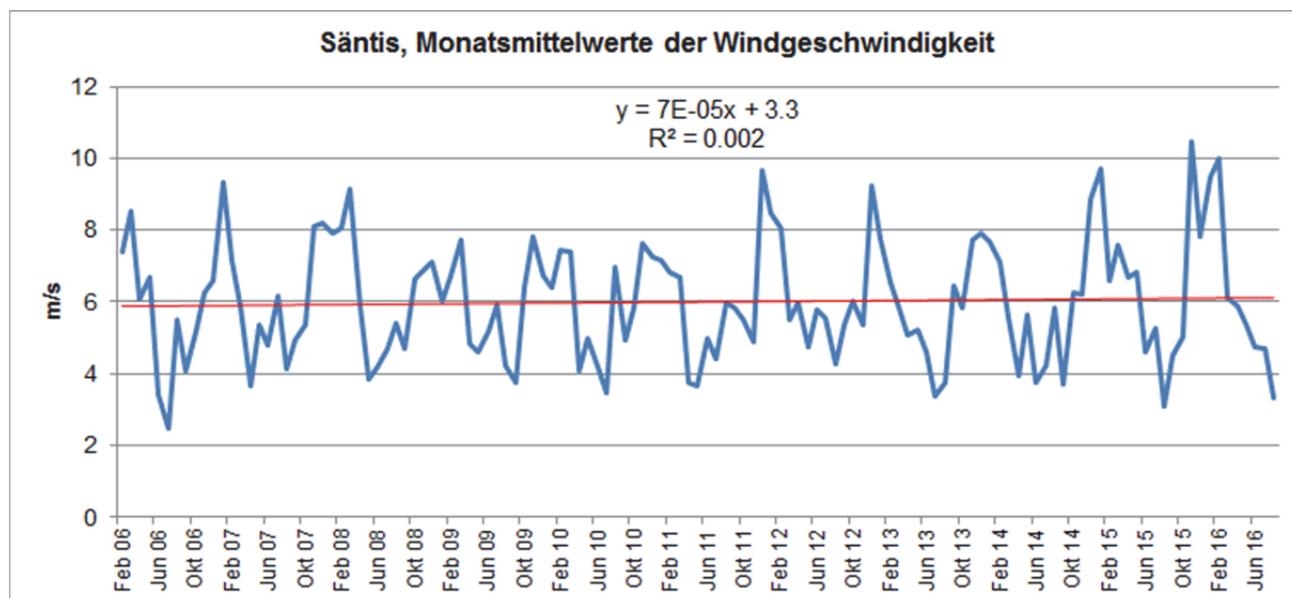


Abb. 46 Referenzstation Säntis, Langzeit Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeit 2006-2016 zeigen keinen Trend (R^2 0.002)

9.1.1 Datenverfügbarkeit

Die Datenmenge und ihre Qualität wurden regelmässig auf Konsistenz und Unregelmässigkeiten geprüft (Tab. 44).

Datenkontrolle Windmessungen Säntis	
Landeskoordinaten CH-1903/LV03)	744'200 / 234'920
Messperiode / Auswertungsperiode	
Start	01.02.2006 00:00
Ende	01.08.2016 01:00
Anzahl Stundenwerte	92'017
Fehlende Datenpunkte	448
Fehlende Anzahl Stunden	448
Vorhandene Datenmenge (h)	91'569
Vorhandene Datenmenge (%)	99.5%

Tab. 44 Datenaufnahme und Kontrolle für die Referenzstation Säntis

9.1.2 Korrelation der Mast-Messdaten mit Daten der Referenzstation Säntis

Die erhobenen Windmessdaten am Standort wurden mit denen der Referenzstation Säntis verglichen (Abb. 47). Die Korrelationen der Mittelwerte (60min-Werte, Stunden-, Tages- und Monatsmittel) von Säntis und Oberfeld sind in Tab. 46 zusammengefasst.

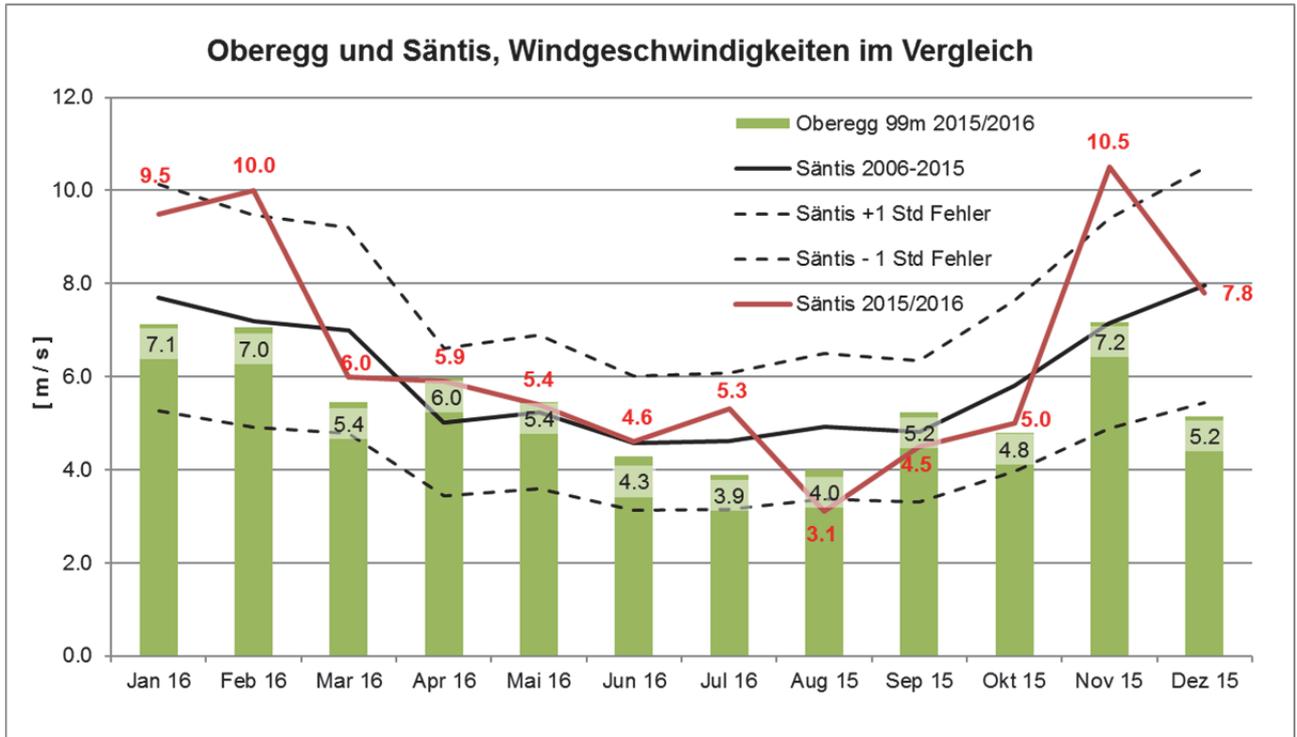


Abb. 47 Säntis und Oberfeld, Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeiten im Vergleich

Die Abb. 48 zeigt beim Vergleich der Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeiten von Säntis und Oberfeld im Jahr 2015-2016 eine Korrelation von 90%.

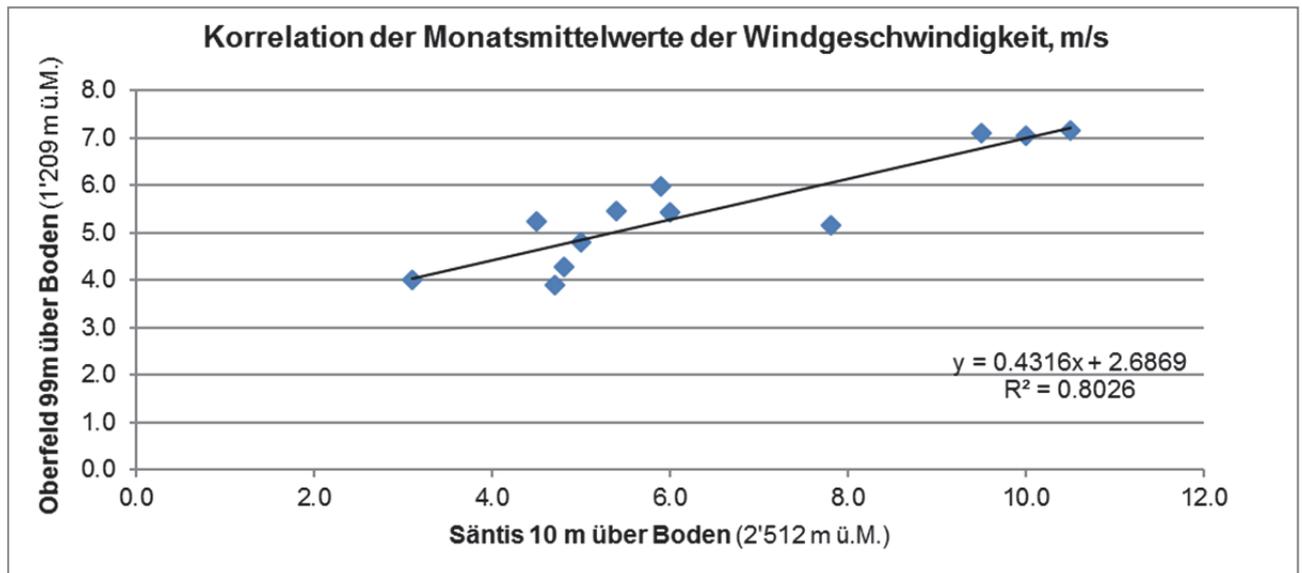


Abb. 48 Säntis und Oberfeld, Korrelation der Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeiten, R=90%

Die Abb. 49 zeigt den Vergleich der Tagesmittelwerte im Jahr 2015-2016 auf Oberfeld und Säntis. Die Korrelation der Daten beträgt gemäss Abb. 50 68%.

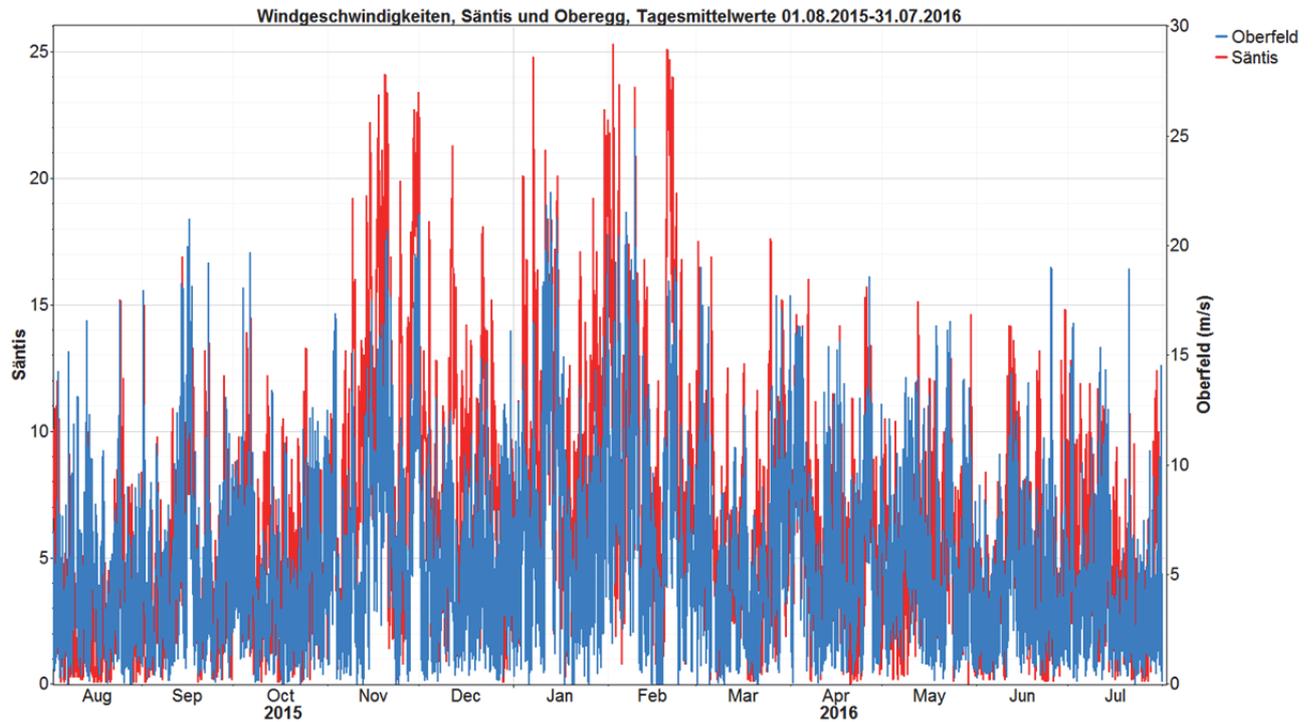


Abb. 49 Bild: Sântis und Oberegg, Tagesmittelwerte der Windgeschwindigkeiten während der Messperiode, Zeitreihe

Im Vergleich der während 2015-2016 gemessenen Winddaten mit den Winddaten durch die Referenzstation Sântis gemessen, ergab sich folgendes Bild (Abb. 50).

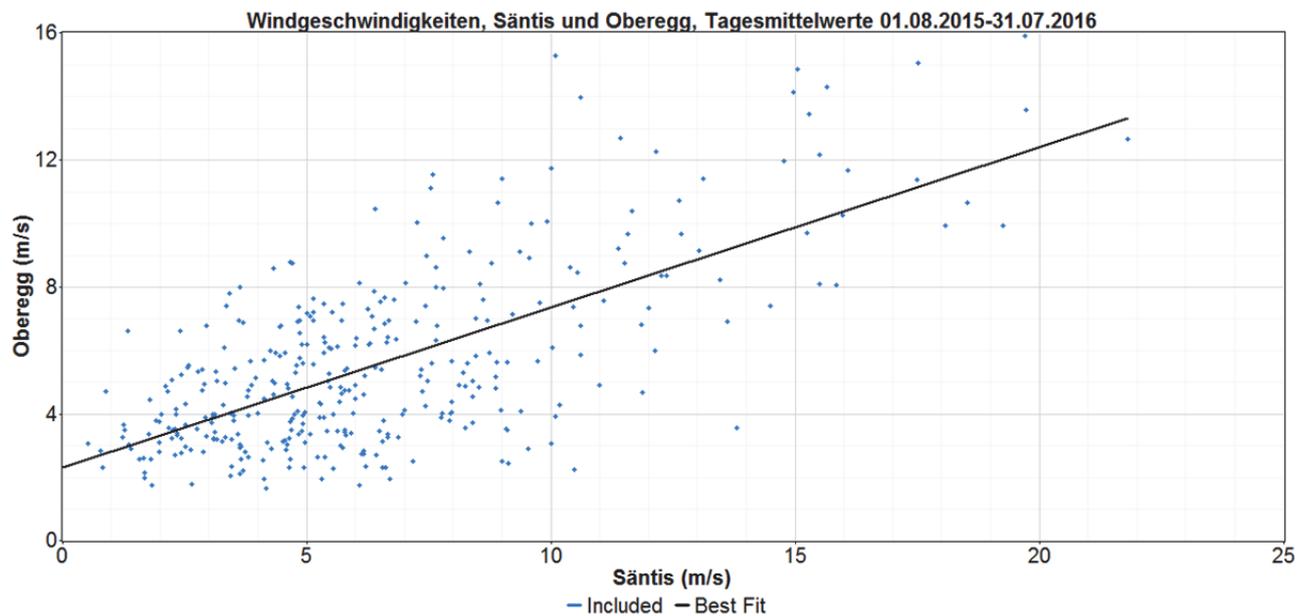


Abb. 50 Sântis und Oberegg, Korrelation der Tagesmittelwerte der Windgeschwindigkeiten, R= 68%

9.1.3 Extremwerte

Die Extremwerte der Referenzstation Säntis sind in Tab. 45 zusammengefasst.

Parameter	Säntis, 1h Messwerte	Säntis, Langzeit
Messperiode	01.08.2015-31.07.2016	01.02.2006-01.08.2016
Maximale Windspitze (3s), m/s	42.4	53.4
Richtung	249°	246°
Datum und Zeit des Maximums	20.11.2015 14:00	17.02.2006 04:00
Höchste Temperatur (Stundenmittel)	18.8 °C	19.6 °C
Tiefste Temperatur (Stundenmittel)	-19.4 °C	-26.2 °C

Tab. 45 Extremwerte der Windgeschwindigkeit und Temperatur auf Säntis, auf 10 m Höhe gemessen

9.2 Schätzung der Langzeitwerte der Windgeschwindigkeit – Säntis

Nach dem Berechnen der Korrelationsparameter der Daten Oberfeld und Säntis wurden durch Anwendung dieser Parameter auf die Säntis Daten von 2006 bis 2016 die Langzeitwerte auf Oberfeld anhand der sogenannten MCP (Measure-Correlate-Predict) -Methode berechnet. Für die Berechnungen wurde die Windgeschwindigkeit auf 99m und die Windrichtung auf 75m am Standort mit den Säntis Daten verglichen (Tab. 46).

Parameter	Wert	Wert	Wert	Wert
Distanz zu Säntis	21.74 km (SW)			
Start Überlappung	01.08.2015 00:00	01.08.2015 00:00	01.08.2015 00:00	25.07.2015 00:00
Ende Überlappung	01.08.2016 00:00	01.08.2016 00:00	06.08.2016 00:00	18.08.2016 00:00
Dauer der Überlappung	12 Monate	12 Monate	12 Monate	13 Monate
Korrelationsintervall	60min (1 h)	24 h (1 Tag)	7 Tage (1 Woche)	30 Tage (1 Monat)
Zeitschritte	8603	354	52	13
R ² - Geschwindigkeit	0.251	0.266	0.659	0.806
R - Geschwindigkeit	50.10%	51.58%	81.18%	89.78%
R ² - Windrichtung	0.523	0.488	0.634	0
R - Windrichtung	72.32%	69.86%	79.62%	0.00%

Tab. 46 Korrelation der Windgeschwindigkeit und Windrichtung Säntis versus Mastwerte Oberfeld

Je nach Auswahl des Zeitintervalls beträgt die Korrelation der Windgeschwindigkeiten auf Säntis und auf 99m Höhe auf Oberfeld, zwischen 50-90%. Daraus ergibt sich ein langjähriger Mittelwert der Windgeschwindigkeit von knapp 5.3 m/s am Standort des Windmessmastes auf 99m Höhe über Boden (Tab. 47).

Parameter, 99m	Messung	Prognose
Start	01.08.2015 00:00	13.01.2006 00:00
Ende	01.08.2016 00:00	18.08.2016 00:00
Dauer	12 Monate	11 Jahre
Zeitschritte	10 Minuten	1 Monat
Anzahlwerte	52'335	129
Anzahlwerte (Richtung)	52'335	129
Mittlere Windgeschwindigkeit (m/s)	5.576	5.275
Minimum (m/s)	0	3.37
Maximum (m/s)	25.364	7.561
Windrichtung	248.1°	256.0°

Tab. 47 Korrelation der Windgeschwindigkeit und Windrichtung Säntis versus Mastwerte Oberfeld

9.3 Schätzung der Langzeitressourcen am Standort

Für die Schätzung der Langzeitressourcen am Standort wurden anhand Zufallsexperimenten Computerberechnungen nach der Monte-Carlo-Simulation durchgeführt. Nachfolgend sind die geschätzten Weibullverteilungsparameter für die Nabenhöhen 135m und 149 m zu sehen (Tab. 48).

Langjähriger Abgleich von Messdaten Oberfeld (Oberegg, AI) mit homogenisierter Windreihe Säntis				
Datenbereich:	16.07.2015 16:30 UTC bis 15.08.2016 23:30 UTC (10-Minutenwerte)			
Datenlücken:	Keine			
Methode:	<p>Monte-Carlo Simulation mit 10'000 Läufen, wobei insgesamt 5 voneinander unabhängige Fehlerfaktoren zufällig in einem vorgegebenen, Stations-spezifischen Datenbereich (worst case bis best case) mit einer uniformen (gleichmässigen) Verteilung variiert werden.</p> <p>z0 wurde für 3 Windrichtungssektoren (Messung: 99m) bestimmt: 1.81 (320°-90°), 1.77 (>90°-200°), 1.94 (>200°-320°)</p> <p>z0 wurde aus dem gesamten Höhenprofil von 40m – 99m gefittet.</p> <p>Homogenisierung Säntis: keine Brüche für die Referenzreihe ab 1.1.2006 festgestellt. Datenreihe Säntis ist homogen</p>			
Überschreitungswahrscheinlichkeit:	Wahrscheinlichkeit, dass ein gewisser Wert übertroffen wird (P90 = 90% Wahrscheinlichkeit)			
Unsicherheitsfaktoren	worst case	best case	Beschreibung Unsicherheitsfaktor	
für Monte-Carlo Simulation von	-5	5	Unsicherheit Windgeschwindigkeitssensor in Prozent	
Windgeschwindigkeit:	1	-1	Unsicherheit Messhöhe Windmesser in Metern	
	-30	30	Unsicherheit Rauigkeitslänge in Prozent	
	4	-4	Unsicherheit relativer Jahresgang der Monatsmittel am Standort in Prozent	
	-75	75	Unsicherheit Monatskorrektur aufgrund Korrelation zu Referenzstation in %	
Resultate Windgeschwindigkeit		Standort Turmmessung		
		Nabenhöhe 135m		
	P50	P90	worst case	best case
Mittlere Windgeschwindigkeit [m/s]	5.73	5.49	5.09	6.35
Weibull A [m/s]	6.385	6.117	5.6745	7.0777
Weibull k [-]	1.5832	1.5815	1.5842	1.5941
		Nabenhöhe 149m		
	P50	P90	worst case	best case
Mittlere Windgeschwindigkeit [m/s]	5.87	5.63	5.19	6.5
Weibull A [m/s]	6.536	6.271	5.778	7.2467
Weibull k [-]	1.5729	1.5784	1.5782	1.5882

Tab. 48 Langjähriger Abgleich von Messdaten Oberfeld mit homogenisierter Windreihe Säntis

9.4 Jahreserträge

Anhand der Monte-Carlo-Simulation wurden Jahreserträge (AEP Brutto) der WEAs E-115 auf einer Nabenhöhe von 135m, bzw. 149 m und E-126 auf einer Nabenhöhe von 135m berechnet (Tab. 49, Tab. 50).

Ertragsprognose Enercon E-115		Leistungskurve gemäss Anhang		
Annahme Verfügbarkeit der Anlage:	100%			
Referenzluftdichte für Kennlinie:	1.225 kg/m ³			
Zusätzliche Unsicherheitsfaktoren	worst case	best case	Beschreibung Unsicherheitsfaktoren	
für Monte-Carlo Simulation von Windanlagen-Ertrag:	9	-9	Bruttoenergiedichte Referenzreihe aufgrund von Inhomogenitäten Windmessung in Prozent	
	6	-6	Nettoenergiedichte Referenzreihe aufgrund von Inhomogenitäten Windmessung in Prozent	
	-10	10	Kennlinie WEA in Prozent	
Resultate Ertragsprognose		Am Standort des Windmessmastes		
Nabenhöhe 135m				
	P50	P90	worst case	best case
Mittlerer Bruttostromertrag [MWh]	6574	5928	4712	8451
Nabenhöhe 149m				
	P50	P90	worst case	best case
Mittlerer Jahresertrag AEP [MWh]	6835	6193	4897	8721
Gesamt Unsicherheit	Nabenhöhe 135m: 7.7% Nabenhöhe 149m: 7.3%		Inklusive Unsicherheiten in der Monte Carlo Simulation, Messgeräte, Referenzdaten, Korrelation, Kennlinie etc.	

Tab. 49 Standort, langjährige Ertragsprognose, Enercon E-115 mit Nabenhöhe 135 und 149m

Ertragsprognose Enercon E-126		Leistungskurve gemäss Anhang		
Annahme Verfügbarkeit der Anlage:	100%			
Referenzluftdichte für Kennlinie:	1.225 kg/m ³			
Zusätzliche Unsicherheitsfaktoren	worst case	best case	Beschreibung Unsicherheitsfaktoren	
für Monte-Carlo Simulation von Windanlagen-Ertrag:	9	-9	Bruttoenergiedichte Referenzreihe aufgrund von Inhomogenitäten Windmessung in Prozent	
	6	-6	Nettoenergiedichte Referenzreihe aufgrund von Inhomogenitäten Windmessung in Prozent	
	-10	10	Kennlinie WEA in Prozent	
Resultate Ertragsprognose		Am Standort des Windmessmastes		
Nabenhöhe 135m				
	P50	P90	worst case	best case
Mittlerer Jahresertrag AEP [MWh]	8069	7222	5659	10553
Gesamt Unsicherheit	Nabenhöhe 135m: 8.2%		Inklusive Unsicherheiten in der Monte Carlo Simulation, Messgeräte, Referenzdaten, Korrelation, Kennlinie etc.	

Tab. 50 Standort, langjährige Ertragsprognose, Enercon E-126 mit Nabenhöhe 135m

Mit einer Wahrscheinlichkeit von 50% (P50) werden für die E-115 langjährige Erträge von 6.6 GWh (135m Nabenhöhe) bis 6.8 GWh (149 m Nabenhöhe) und 8 GWh für die E-126 (135m Nabenhöhe) prognostiziert. Die Wahrscheinlichkeit liegt bei 90% (P90), dass pro Anlage jährlich mindestens 5.9 -6.2 GWh, bzw.

7.2 GWh produziert wird. Die Überschreitungswahrscheinlichkeiten der Jahreserträge sind in der Abb. 51 zusammengefasst.

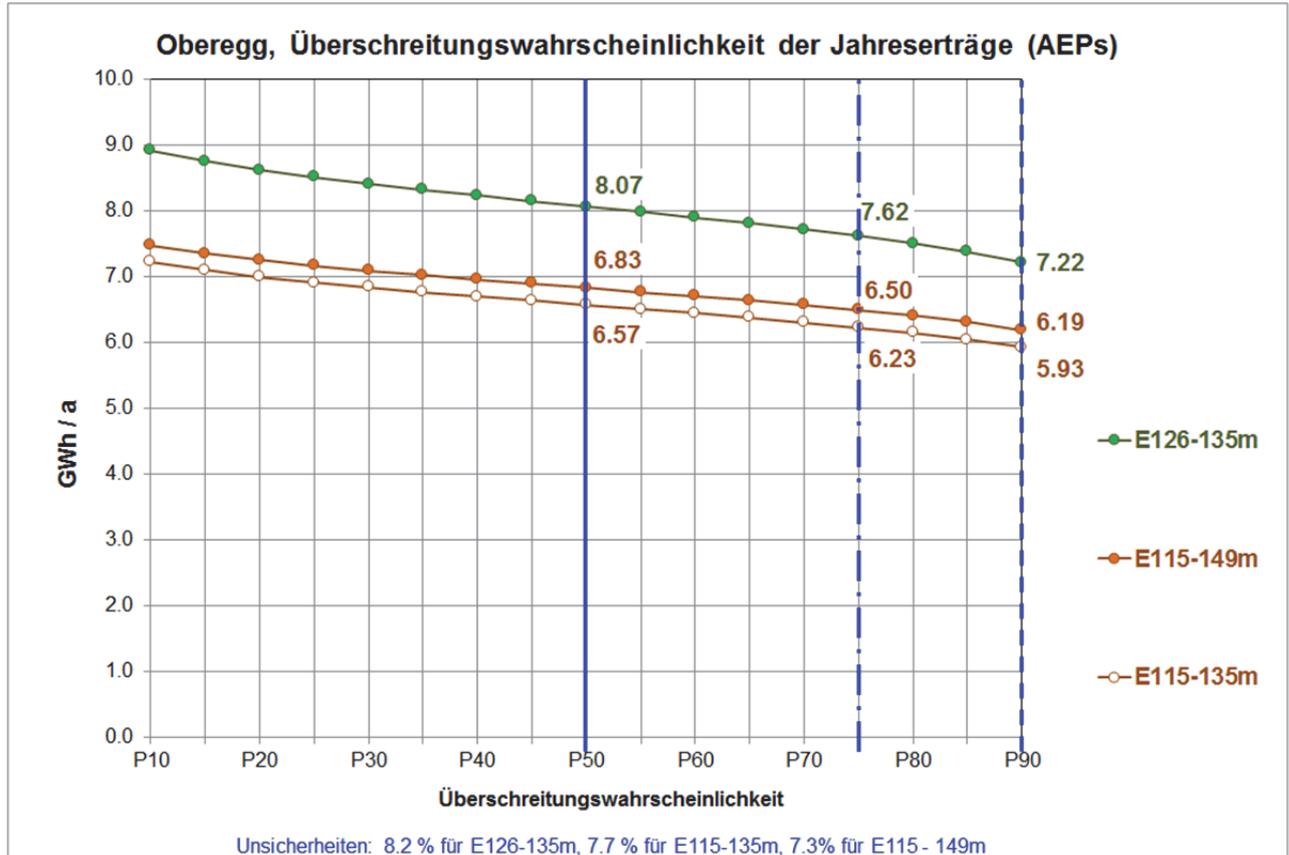


Abb. 51 Oberegg Monte-Carlo-Simulation, Überschreitungswahrscheinlichkeiten der Jahreserträge P50, P70 und P90, jeweils eine Enercon Anlage an der Position des Windmessmastes

10 Vergleich der WindSim und Monte-Carlo-Simulation AEP

Der Windmessmast stand in 133 m Abstand zur geplanten Position der WEA T1. Deshalb werden die mit zwei Methoden berechnete Jahreserträge für T1 verglichen (Tab. 51, Tab. 52, Tab. 53).

Methode (Position)	Koordinaten (CH1903+/LV95)	Windgeschwindigkeit (m/s)	Luftdichte (kg/m ³)	AEP (MWh/a)
WindSim (T1)	2'757'344 / 1'252'243	5.76	1.087	6'627.7
Monte-Carlo (Mast)	2'757'245 / 1'252'310	5.73	1.087	6'574.0
Distanz / Verhältnis	119.5m	- 0.52%		- 0.49%

Tab. 51 Vergleich der Langzeit Windgeschwindigkeit und Jahreserträge (AEPs) für E-115, 135m Nabhöhe

Methode (Position)	Koordinaten (CH1903+/LV95)	Windgeschwindigkeit (m/s)	Luftdichte (kg/m ³)	AEP (MWh/a)
WindSim (T1)	2'757'344 / 1'252'243	5.83	1.085	6'809.9
Monte-Carlo (Mast)	2'757'245 / 1'252'310	5.87	1.085	6'835.0
Distanz / Verhältnis	119.5m	+ 0.69%		+ 1.7%

Tab. 52 Vergleich der Langzeit Windgeschwindigkeit und Jahreserträge (AEPs) für E-115, 149 m Nabhöhe

Methoden (Position)	Koordinaten (CH1903+/LV95)	Windgeschwindigkeit (m/s)	Luftdichte (kg/m ³)	AEP (MWh/a)
WindSim (T1)	2'757'344 / 1'252'243	5.76	1.087	8'384.2
Monte-Carlo (Mast)	2'757'245 / 1'252'310	5.73	1.087	8'069.0
Distanz / Verhältnis	119.5m	- 0.52%		- 3.8%

Tab. 53 Vergleich der Langzeit Windgeschwindigkeit und Jahreserträge (AEPs) für E-126, 135m Nabhöhe

Zwei unterschiedliche Methoden, die sich auf zwei verschiedenen Referenzdatensätzen stützen, liefern sehr ähnliche Resultate. Die Unterschiede in den prozentualen Abweichungen für die verschiedenen Anlagen liegen in der Natur der Monte-Carlo-Simulation und sind zudem auf die unterschiedlichen Leistungskurven der beiden Anlagen E-115 und E-126 zurückzuführen.

Die mit WindSim prognostizierten, präziseren Ertragsprognosen bilden die Hauptaussage dieses Berichtes.

11 Vergleich mit SpiDAR- und Windatlas Schweiz Daten

11.1 Vergleich der Messdaten mit SpiDAR-Daten

Wie im Kapitel 3.2 beschrieben, zeigte die dreimonatige Voruntersuchung mittels LIDAR-Messungen am Standort gute Windverhältnisse. Für eine Nabhöhe von 138 m über Grund lag die geschätzte mittlere langjährige Windgeschwindigkeit bei 6.56 m/s. Die Tab. 54 zeigt die Resultate der WindSim Simulation und SpiDAR-Messung im Vergleich.

Position	Koordinaten (LV03)	Windgeschwindigkeit (m/s)	Nabhöhe (m)	Nabhöhe ü.M. (m)	AEP (MWh/a)
WindSim T1	757'344 / 252'243	5.76	135	1'244	6'627.7
SpiDAR LIDAR ²⁴	757'318 / 252'305	6.56	138	1'260	7'428.0
Distanz / Verhältnis	67 m	+ 13.9%	+ 3 m	+ 16 m	+ 13.5%

Tab. 54 Vergleich der Langzeit Windgeschwindigkeit und Jahreserträge (AEP Brutto) für E-115

Angesichts der sehr kurzen Messdauer und 16m Unterschied in der Nabhöhe liegt die Differenz von 13.5% in der Ertragsschätzung mit der SpiDAR LIDAR Messungen im Bereich der Unsicherheit. Die Resultate bildeten die Entscheidungsgrundlage für die aufwendigeren und um ein mehrfaches teureren Mastmessungen.

11.2 Vergleich der Messdaten mit Windatlas Schweiz

Im Auftrag vom BFE und von Suisse Eole²⁵ hat die Firma Meteotest AG das Geoinformationssystem «Windatlas Schweiz» ausgearbeitet. Es basiert auf den Jahresmittelwerten der Windgeschwindigkeiten der Jahre 1987 bis 2006, welche auf 162 festen und temporären Messstationen gemessen wurden.

„Für die Berechnung der Windgeschwindigkeiten und Windrichtungen sind langjährige Messungen in die Modellierung eingeflossen. Da die Messpunkte schweizweit nicht überall in einer angemessenen Dichte vorhanden sind und Ungenauigkeiten bei der Modellierung von Windströmungen im komplexen Gelände auftreten, sind die Resultate mit Unsicherheiten behaftet. Die Grössenordnung der Unsicherheiten liegen im Jurabogen bei bis zu +/- 0.5 m/s, im Mittelland bei bis zu +/- 0.8 m/s, in den Voralpen bei bis zu +/- 1.0 m/s und in den Alpen bei bis zu +/- 1.5 m/s. Für die Karten ab 100 m Höhe über Grund stehen markant weniger Messungen für die Modellierung zu Verfügung. Dies resultiert in einer höheren Unsicherheit der Ergebnisse.“

24 Projekt Windmessung Oberfeld (Oberegg AI), Schlussgutachten — Bericht nach 3 Monaten LIDAR-Windmessung, Dr. Bruno Dürr, Sunergy GmbH, Buchs 30.01.2015, Seite 12, Abb.7

25 Suisse Eole, Vereinigung zur Förderung der Windenergie in der Schweiz <http://wind-data.ch/windkarte/>

Die Angaben sind als grobe Einschätzung der Windverhältnisse zu verstehen. Bei Interesse an einer Standortentwicklung ist eine Messung vor Ort unumgänglich.“

Unter diesem Vorbehalt prognostiziert der Windatlas Schweiz für die nähere Umgebung des Standorts Oberfeld, Windgeschwindigkeiten von 6.8 m/s 125m über Grund (Abb. 52).

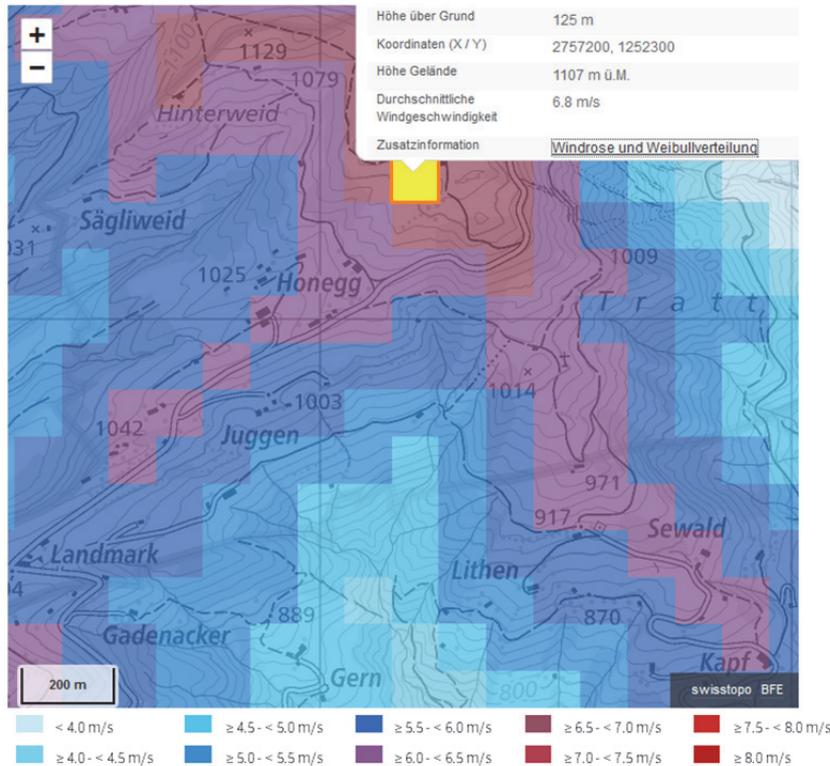


Abb. 52 Durchschnittliche mittlere Windgeschwindigkeit auf 125m Höhe am Standort im Windatlas Schweiz

In der Abb. 53 werden die vom Windatlas und aufgrund der Messungen prognostizierten Windrosen verglichen. Die Windrose des Windatlas Schweiz zeigt eine eher homogene Verteilung der Windrichtungen, mit höchsten Windgeschwindigkeiten von Süden und Norden und ein prominenter Sektor im Südwesten mit tieferen Windgeschwindigkeiten. Messungen am Standort zeigen eine starke Kanalisierung mit Hauptwindrichtung Südwest bis West, andere Richtungen sind viel weniger ausgeprägt.

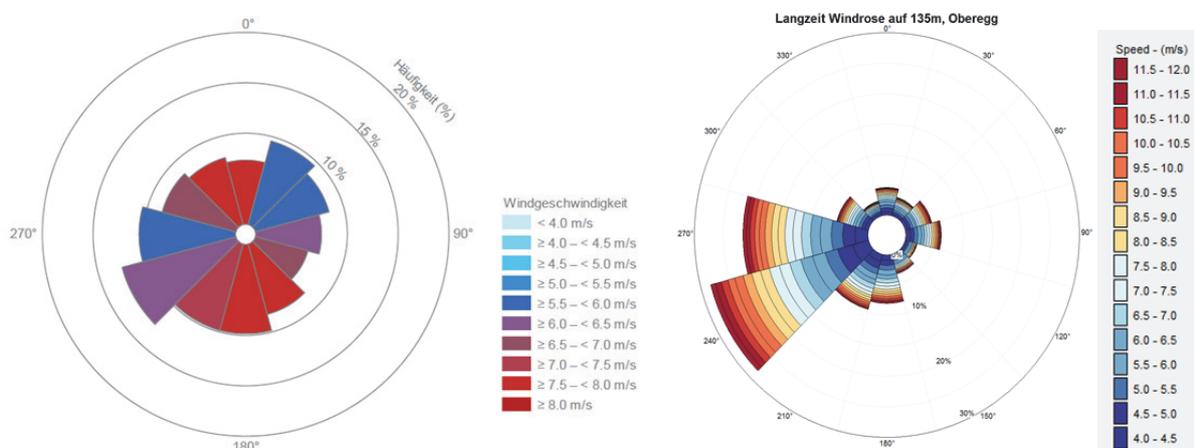


Abb. 53 Windrose mit Windgeschwindigkeitsverteilung pro Windsektor auf 125m über Boden am Standort (Windatlas Schweiz, links) und aufgrund Messungen prognostizierte Langzeit Windrose auf 135m (rechts)

Tab. 55 zeigt die Weibullparameter A und k sowie die Häufigkeitsverteilung der Windrichtung am Standort, gemäss Windatlas Schweiz.

Windrichtung	Häufigkeit (%)	Mittlere Geschwindigkeit	A	k
total	100 %	6.8 m/s	7.5 m/s	1.6
345° - 15°	6 %	7.7 m/s	8.5 m/s	1.5
15° - 45°	9 %	6.0 m/s	6.7 m/s	1.7
45° - 75°	7 %	5.6 m/s	6.4 m/s	2.1
75° - 105°	6 %	6.4 m/s	7.1 m/s	1.5
105° - 135°	5 %	6.8 m/s	7.6 m/s	1.7
135° - 165°	7 %	7.7 m/s	8.7 m/s	1.7
165° - 195°	9 %	7.5 m/s	8.4 m/s	1.5
195° - 225°	9 %	7.2 m/s	8.0 m/s	1.5
225° - 255°	12 %	6.2 m/s	7.0 m/s	1.9
255° - 285°	10 %	6.0 m/s	6.8 m/s	2.2
285° - 315°	7 %	6.5 m/s	7.3 m/s	1.9
315° - 345°	7 %	8.0 m/s	8.8 m/s	1.4

Tab. 55 Langzeitdaten der Windrose mit Windgeschwindigkeitsverteilung pro Windsektor am Standort (Windatlas Schweiz)

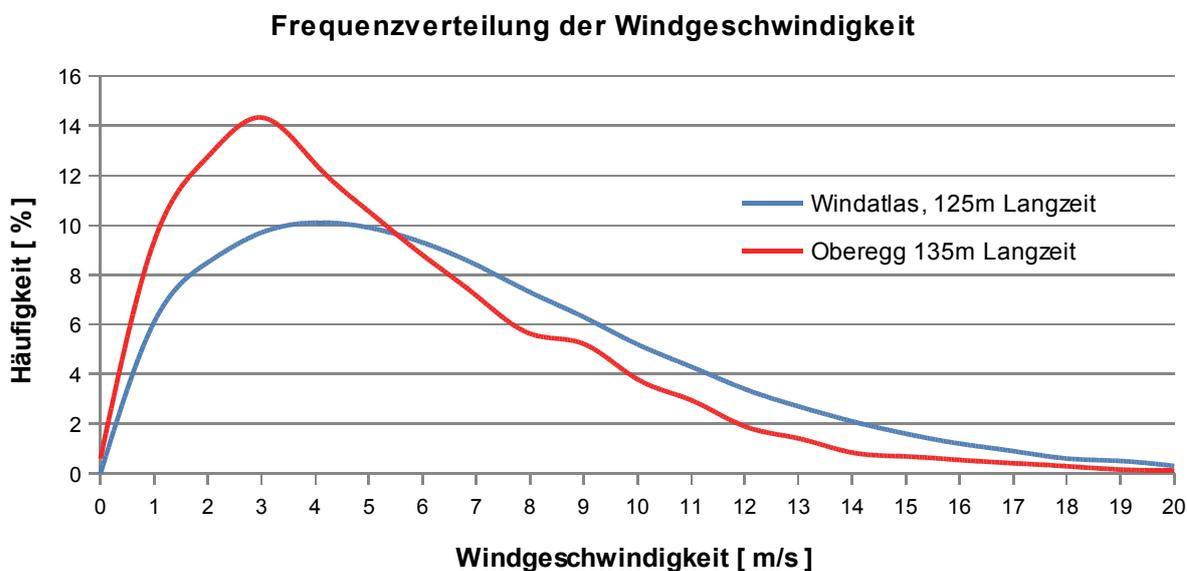


Abb. 54 Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit, Langzeitdaten am Standort, Windatlas Schweiz (blau) versus Prognose gemäss Windmessungen am Standort (rot)

Gemäss Abb. 54 und Tab. 56 überschätzt der Windatlas die Windverhältnisse deutlich. Damit wird die Aussage des Windatlas bestätigt, dass seine Angaben einen ersten Anhaltspunkt liefern, aber Windmessungen am Standort nicht ersetzen.

Langzeit	Windatlas 125m		Oberegg 135m	
Sektor	m/s	%	m/s	%
0°	7.7	6	5.0	3
30°	6.0	9	5.2	4
60°	5.6	7	6.0	6
90°	6.4	6	5.3	4
120°	6.8	5	4.2	3
150°	7.7	7	5.0	5
180°	7.5	9	5.5	10
210°	7.2	9	5.1	12
240°	6.2	12	6.7	36
270°	6.0	10	6.2	8
300°	6.5	7	5.7	4
330°	8.0	7	5.1	4
All	6.8	94	5.9	100

Tab. 56 Daten zur Windrichtungsunabhängigen Frequenz-Verteilung am Standort gemäss Windatlas Schweiz und gemäss Messungen

12 Standortgutachten

Die Festsetzung des Standorts Oberegg im kantonalen Richtplan setzt eine positive Machbarkeitsstudie (MBS) voraus. Kriterien für den Eintrag im Richtplan sind in 9 Gruppen zusammengefasst. Die Resultate bisheriger Studien und Abklärungen lauten wie folgt:

12.1 Windpotential

Gemäss dem kantonalen Richtplan wird eine mittlere Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe von mindestens 4.5 m/s verlangt. Dies basiert auf der Empfehlung zur Planung von Windenergieanlagen von BFE, BAFU, ARE, 01.03.2010, Kap. 4.2.4 und setzt folgende Kriterien für ein ausreichendes Windpotential:

- Mittlere Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe von mindestens 4.5 m/s, gemäss der Empfehlung zu Planung von Windenergieanlagen von BFE, BAFU, ARE, 01.03.2010, Kap. 4.2.4.
- Energieproduktion: Pro Windpark sind mindestens zwei Anlagen zu realisieren, wobei deren installierte Leistung zusammen mindestens 3 MW betragen muss.

Das Windpotential am Standort des geplanten Windparks überschreitet diese Anforderungen deutlich: Während der Messperiode wurde die mittlere Windgeschwindigkeit von 4.5 m/s bereits ab 60m überschritten. Resultate der Messungen und Auswertungen mit zwei verschiedenen Methoden belegen, dass die langjährigen mittleren Windgeschwindigkeiten an den Anlagenstandorten und Nabenhöhen den erforderlichen Wert von 4.5 m/s deutlich überschreiten (Tab. 57).

Standort / Nabenhöhe	Werte 08.2015 – 07.2016	Langzeitwerte CFD (Monte-Carlo Simulation)
Messmast 40m	4.31 m/s ^a	-
Messmast 60m	4.91 m/s ^a	-
Messmast 80m	5.27 m/s ^a	-
Messmast 99m	5.58 m/s ^a	5.47 m/s ^c
Messmast 135m	6.19 m/s ^b	(5.73 m/s) ^d
Messmast 149m	6.39 m/s ^b	(5.87 m/s) ^d
WEA 1 (Süd) 135m	-	5.75 m/s ^c
WEA 2 (Nord) 135m	-	5.67 m/s ^c
WEA 1 (Süd) 149m	-	5.83 m/s ^c
WEA 2 (Nord) 149m	-	5.77 m/s ^c

a = gemessen, b = extrapoliert, an der Mastposition

c = CFD Prognose an den Anlagenpositionen, d = Monte-Carlo-Simulation an der Mastposition

Tab. 57 Gemessene, auf Nabenhöhen extrapolierte und Langzeit-Mittelwerte der Windgeschwindigkeiten

12.1.1 Energieproduktion

Mit den zwei geplanten Enercon E-126 EP4 Anlagen mit je 4.2 MW installierter Leistung wird das zweite Kriterium auch erfüllt, die installierte Leistung beträgt 8.4 MW.

Für den Windpark wird ein Brutto Jahresertrag 16.3 GWh/a prognostiziert. Nach Abzug der ertragsmindernden Faktoren wie Fledermaus- und Vogelschutzmassnahmen, elektrischen und anderen Verluste beträgt der Nettoertrag des Windparks im Durchschnitt 13.4 GWh/a (P50 Wert), mit 90% Wahrscheinlichkeit mindestens 11.8 GWh/a (P90 Wert).

12.2 Lärmemissionen

Gemäss kantonalem Richtplan gilt die Einhaltung der Planungswerte für Industrie- und Gewerbelärm nach LSV unter Berücksichtigung eines Impulsgehalts von 2 dB(A), (Korrekturfaktor K3 für die Amplitudenmodulation), der die Verhältnisse beim Empfänger berücksichtigt. Gemäss Faktenblatt zu Lärm von WEA (Windenergieanlagen) des BAFU sind die lokalen Eigenheiten der Anlage und der Umgebung bei der Festlegung der Pegelkorrekturen zu berücksichtigen und es steht den Kantonen für den Entscheid ein gewisser Ermessensspielraum zu.

Im UVB Hauptdokument²⁶ werden die Lärmemissionen während der Bau- und Betriebsphasen separat behandelt. Im Folgenden werden nur die Lärmemissionen während der Betriebsphase zusammengefasst, weil diese einen Einfluss auf die Ertragsprognosen haben.

12.2.1 Lärmschutzverordnung (LSV), Empfindlichkeitsstufen und Planungswerte

Gemäss UVB Hauptdokument, Absatz 7.2, Lärm und Erschütterung:

Die Grundlagen für die Berechnung lieferten die LSV Anhang 6, der Untersuchungsbericht «Lärmermittlung und Massnahmen zur Emissionsbegrenzung bei Windkraftanlagen» (EMPA, 2010) sowie das UVP-Handbuch Modul 7 (BAFU, dat. 09.11.16, Vernehmlassungsentwurf).

Der berechnete Beurteilungspegel (L_r) setzt sich zusammen aus dem Mittelungspegel (L_{eq}), einer Korrektur für die Einwirkungsdauer sowie aus den Pegelkorrekturen (K_1 , K_2 , K_3). Für die Pegelkorrekturen wurden folgende Werten verwendet: $K_1=5$, $K_2=0$, $K_3=4$ (gem. Empfehlung BAFU: Info-Blatt zu Lärm von Windkraftanlagen, dat. 05.05.11). Die Pegelkorrektur K_3 soll die Störcharakteristik der Impulshaltigkeit des Schalls berücksichtigen. Der Begriff der Impulshaltigkeit ist dabei nicht auf die rein akustische Definition beschränkt wie sie z.B. in einschlägigen Normen definiert ist. Impulshaltigkeit im Sinne der LSV kann auch die Störungscharakteristik von impulsähnlichen Aspekten beinhalten. Bei Windkraftanlagen wird damit die gut wahrnehmbare und für die Bevölkerung besonders lästige Amplitudenmodulation des Geräusches abgedeckt. Dieses Vorgehen entspricht der gängigen Praxis bei der Beurteilung von ähnlich amplitudenmodulierten Geräuschen bei Industrie- und Gewerbeanlagen. Grundsätzlich obliegt es den Vollzugsbehörden, die Pegelkorrekturen K_2 und K_3 am Immissionsort zu bestimmen. Während bei den heutigen WKA davon ausgegangen werden kann, dass keine Tonhaltigkeit ($K_2=0$) vorhanden ist, kann die Impulshaltigkeit in Abhängigkeit der akustischen Ausbreitung (Distanz, Reflexion, Meteo-Bedingungen) auch weniger als 4 betragen. Gemäss Richtplan AI (Teil Energie) ist bei der Berechnung von Lärmemissionen von Windenergieanlagen ein Impulsgehalt von $K_3=2$ zu berücksichtigen.

Für den Bodeneffekt (A_{gr}) wurde eine Erhöhung von + 1 dB(A) für Gebäude mit wenig versiegelter Umgebung und + 3 dB(A) für Gebäude mit mässig bis viel versiegelter Umgebung gewählt. Für die Richtwirkung der Schallquellen (D_c) wurde 0 gewählt.

Bezüglich Belastungsgrenzwerte gelten die Angaben für Industrie- und Gewerbelärm gemäss LSV (vgl. Tab. 58).

Empfindlichkeitsstufe (Art. 43)	Planungswert		Immissions- grenzwert		Alarmwert	
	L_r in dB(A)		\bar{L}_r in dB(A)		L_r in dB(A)	
	Tag	Nacht	Tag	Nacht	Tag	Nacht
I	50	40	55	45	65	60
II	55	45	60	50	70	65
III	60	50	65	55	70	65
IV	65	55	70	60	75	70

Tab. 58 Belastungsgrenzwerte für Industrie- und Gewerbelärm (LSV, Anhang 6, 2, S. 33)

Bezüglich Lärm in der Betriebsphase sind die bewohnten Gebäude im Umfeld der Windenergieanlagen relevant. Für die Berechnungen wurden die sechs am stärksten exponierten Gebäude (Empfangspunkte) berücksichtigt. Diese entsprechen einer Empfindlichkeitsstufe (ES) von III. Die Empfangspunkte sind in Abb. 55 eingezeichnet.

26 WINDENERGIEPROJEKT OBBEREGG, AI, UVB HAUPTDOKUMENT, Arnal Büro für Natur und Landschaft AG, 9100 Herisau

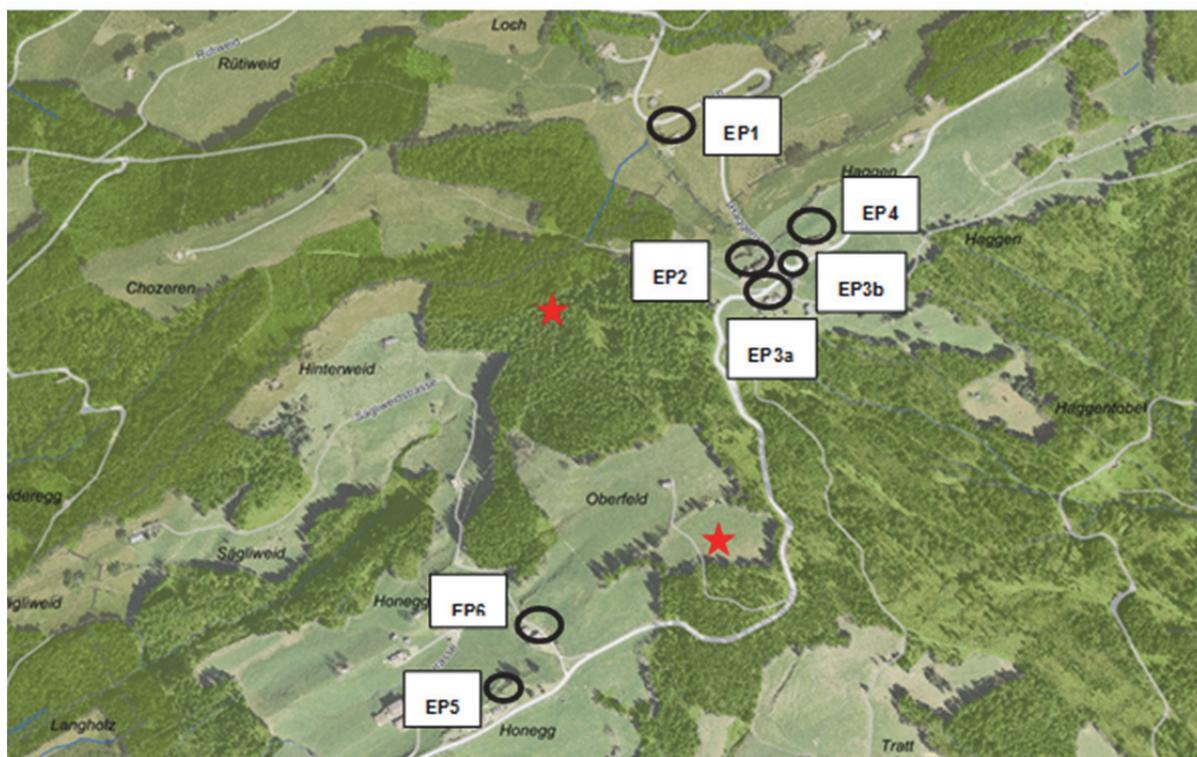


Abb. 55 Übersicht lärmexponierte Gebäude resp. Empfangspunkte EP (schwarz umkreist) im näheren Umkreis der WEA (rote Sterne).

Tab. 59 und Tab. 60 zeigen die von den Windenergieanlagen verursachte Lärmbelastung an den exponierten Immissionsorten sowie die Planungswerte auf, welche eingehalten werden müssen.

Empfängerpunkt	Bezeichnung	Empfindlichkeitsstufe (ES)	Beurteilungspegel Tag	Planungswert Tag
EP1	Loch 4 (Wohnhaus)	III	43.3	60
EP2	Haggen W (Wohnhaus, Stall)	III	47.8	60
EP3a	Haggen S (Wohnhaus)	III	47.8	60
EP3b	Haggen O (Wohnhaus)	III	46.8	60
EP4	Rest. Wilder Mann (Wohn-, Gewerbegebäude)	III	43.9	60
EP5	Honegg S (Wohnhaus)	III	42.6	60
EP6	Honegg O (Wohnhaus)	III	45.4	60

Tab. 59 Lärmbelastung (Beurteilungspegel) durch WEA und Planungswert Tag; Pegelkorrektur K3 = 4 dB.

Empfängerpunkt	Bezeichnung	Empfindlichkeitsstufe (ES)	Beurteilungspegel Nacht	Planungswert Nacht
EP1	Loch 4 (Wohnhaus)	III	44.7	50
EP2	Haggen W (Wohnhaus, Stall)	III	49.2	50
EP3a	Haggen S (Wohnhaus)	III	49.2	50
EP3b	Haggen O (Wohnhaus)	III	48.2	50
EP4	Rest. Wilder Mann (Wohn-, Gewerbegebäude)	III	45.3	50
EP5	Honegg S (Wohnhaus)	III	43.9	50
EP6	Honegg O (Wohnhaus)	III	46.8	50

Tab. 60 Lärmbelastung (Beurteilungspegel) durch WEA und Planungswert Nacht; Pegelkorrektur K3 = 4 dB.

In der Betriebsphase entstehen Lärmemissionen durch den Betrieb der Windenergieanlagen. Es sind Auswirkungen auf Wohnhäuser bzw. lärmempfindliche Räume in der Nähe der Anlage zu erwarten. Die Planungswerte am Tag (Pegelkorrektur $K_3 = 4$) werden gemäss Berechnung mit dem Grobmodell eingehalten. Die Planungswerte in der Nacht (Pegelkorrektur $K_3 = 4$.) werden - an zwei Empfängerpunkten (EP 2 und EP3) nur knapp - ebenfalls eingehalten.

Werden die Beurteilungspegel mit $K_3=2$ dB berechnet (gem. Vorgabe Richtplan AI), liegen diese um 2 dB tiefer, womit der Planungswert deutlicher eingehalten wird.

12.2.2 Technische und betriebliche Möglichkeiten zur Einhaltung der Planungswerte der Lärmschutzverordnung, LSV

Um die LSV Planungswerte einzuhalten, stehen technische und betriebliche Möglichkeiten zur Verfügung. Die erste technische Möglichkeit ist die Auswahl von möglichst "leisen" Anlagen (s. auch Vergleich E-115 und E-126 in Abb. 56).

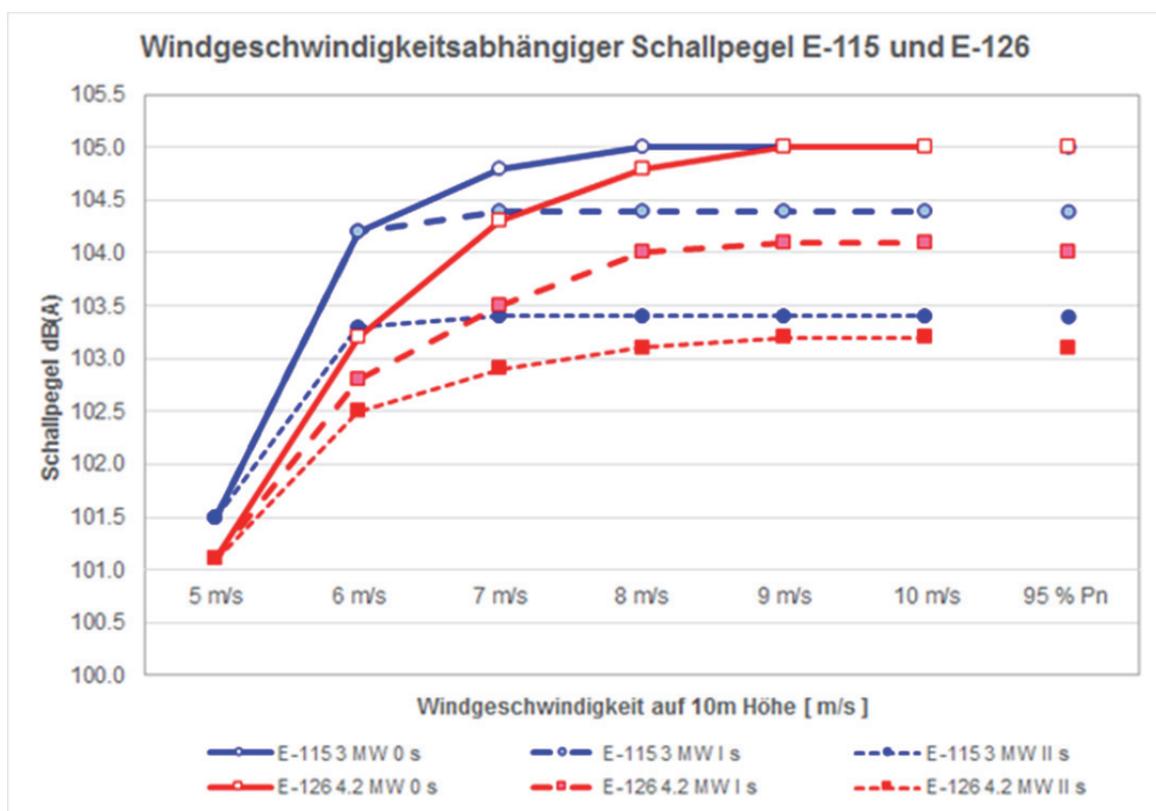


Abb. 56 Windgeschwindigkeitsabhängiger Schallpegel der zwei untersuchten Windturbinen-Modelle E-115 und E-126 mit TES. 95% P_n Schalleistungspegel bei 95% der Nennleistung der Anlage.

Die Zweite die Ausstattung der Anlagen mit sogenannten TES (Trailing Edge Serrations, zu Deutsch Hinterkantenkamm) zur Reduktion des aerodynamischen Schalls (Abb. 57).

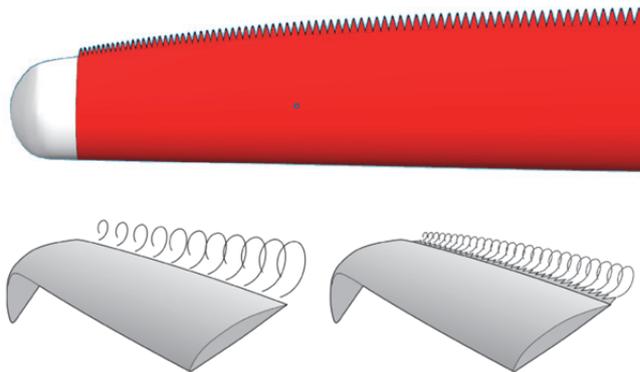


Abb. 57 TES Trailing Edge Serrations / Hinterkantenkamm (oben) an einem Rotorblatt. Aerodynamischer Schall ohne (unten links) und mit TES (unten rechts), blauer Pfeil Bewegungsrichtung des Rotorblatts

Die anlagenspezifischen, Windgeschwindigkeits-abhängigen Schallemissionswerte werden durch diese Modi kontrolliert. Die Abb. 58 zeigt den Schallpegel der E-115 und E-126 bei verschiedenen Windgeschwindigkeiten und Betriebsmodi 0 (keine Einschränkung des Betriebs), I (Mit 1 dB(A) Reduktion bei 95% der Nennleistung) und II (ca. 2 dB(A) Reduktion 95% der Nennleistung) dargestellt (Schalleistungspegel für Betriebsmodus 0 in 0).

Betrieblich gibt es auch zwei Möglichkeiten. Die erste ist der Betrieb der Anlagen in einem der schalloptimierten Modi (bei Enercon gibt es bis zu 10 vorprogrammierte Modi).

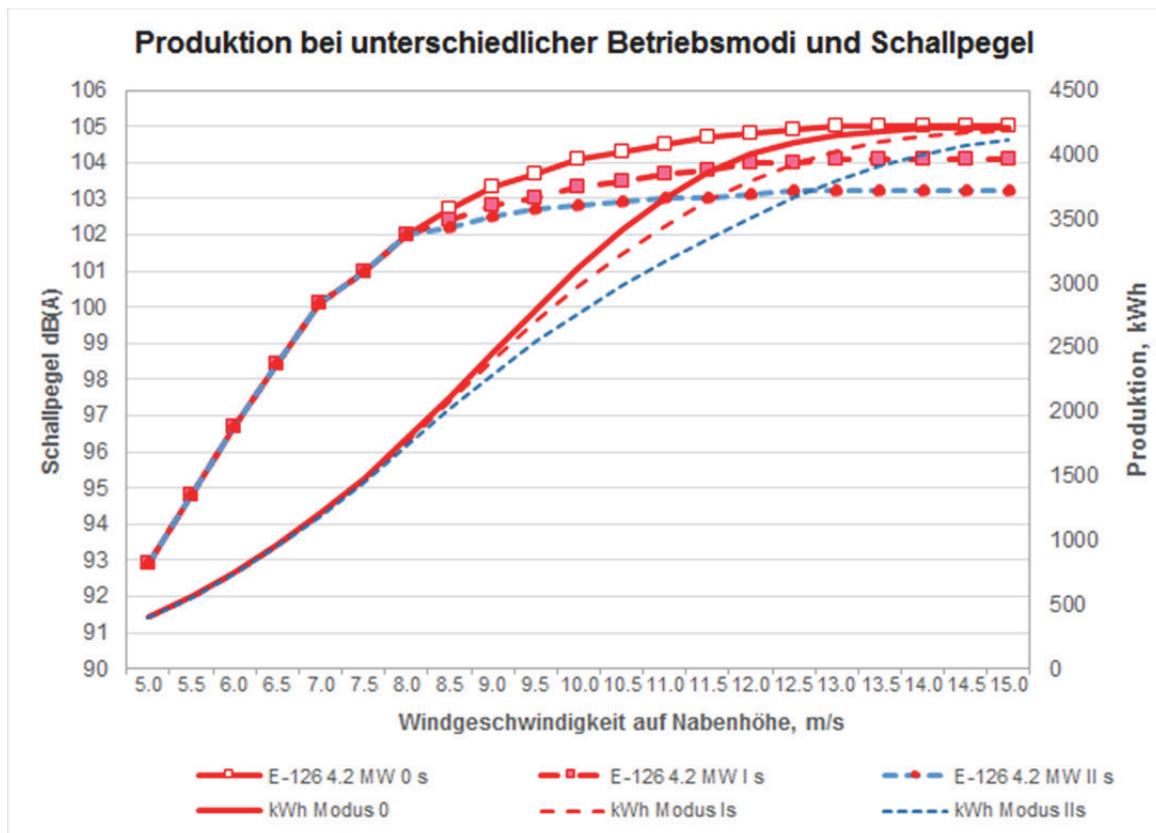


Abb. 58 Schalleistungspegel und Produktion der E-126 bei drei Betriebsmodi 0, I und II

Eine zweite betriebliche Möglichkeit zur Reduktion des Schalleistungspegels ist die zeitweise Abschaltung der Anlagen in der Nacht.

12.2.3 Einfluss technischer und betrieblicher Massnahmen zur Einhaltung der Planungswerte der Lärmschutzverordnung, LSV

Auswahl leiserer Anlagen und Einsatz von TES haben einen positiven Einfluss auf die Einhaltung der Grenzwerte der LSV. Im Rahmen der ersten Grobbeurteilung der Lärmimmissionen wurden einige Szenarios mit unterschiedlicher Einstellungen der Parameter wie Bodeneffekt und Richtungsabhängigkeit getestet, die eine Überschreitung der Grenzwerte bei den kritischen Empfängerpunkten EP2 und EP3a verursachen würden. In diesen Szenarien wurden dann die Betriebsmodi I und II getestet, die die Einhaltung der Planungswerte ermöglichen würden. Die resultierenden Ertragsverminderungen variierten zwischen 0.7 und 1.8%. Aufgrund der Ungenauigkeit der vorliegenden Berechnungen werden die Ertragsverminderungen durch diesen Betrieblichen Einschränkungen vorsichtig auf 2.5 % geschätzt.

Ohne den Bericht des Akustikers ist es nicht möglich, präzise Angaben über die Ertragsminderungen durch Einhaltung der Schallschutzmassnahmen zu machen.

Es ist weiterhin zu bemerken, dass die Schallemissionen sich durch Fledermausschutzmassnahmen teilweise reduzieren werden (Kapitel 12.3.1).

12.3 Fauna

Gemäss kantonalem Richtplan muss die Kollisionsgefahr für Vögel und Fledermäuse sowie die Beeinträchtigung weiterer störungssensibler Arten ermittelt werden. Bei Konfliktpotential müssen Massnahmen aufgezeigt werden (z.B. Betriebsbeschränkungen).

12.3.1 Fledermäuse

Im Perimeter des geplanten Windparks wurden permanente Aktivitätsmessungen auf dem Windmessmast durchgeführt. Die Permanentmessungen in Rotorhöhe machen eine detaillierte Prognose möglicher Konflikte im Rotorbereich möglich. Dieses Vorgehen entspricht den Anforderungen, wie sie im provisorischen Pflichtenheft des BAFU empfohlen werden.

Permanente Mastmessungen: Auf 72m am Windmess-Masten wurden mit Breitband Ultraschalldetektoren permanente Aufzeichnungen im Rotorbereich während einer vollständigen Fledermaussaison (230 Nächte) durchgeführt (97% der Nächte mit erfolgreichen Aufzeichnungen).

Im Perimeter des geplanten Windparks wurde eine mittlere Artenvielfalt mit einer "mittleren" Aktivität gefunden. Es erfolgten Nachweise von Arten mit hohem Schutzstatus der Roten Liste, davon 1 Prioritäre Art (Zweifarbefledermaus). Der saisonale Verlauf der Fledermaus-Aktivität deutet auf ein geringes Konfliktpotenzial im Frühling und ein leicht erhöhtes Risiko für Kollisionen im Sommer und im Herbst hin.

Ohne Massnahmen wird eine jährliche Mortalität im gesamten Windparks (2 WEA) von rund 40 Fledermäusen prognostiziert. Ohne Massnahmen zum Schutz der Fledermäuse treten Konflikte mit geschützten Arten, insbesondere mit migrierenden Fledermausarten auf.

Es sind gezielte, saisonal limitierte Massnahmen zur Schadensminderung, sowie zur Kompensation der nicht vermeidbaren Mortalität notwendig, um die Auswirkungen des geplanten Windparks auf Fledermäuse auf ein verträgliches Mass zu reduzieren.

Schutzmassnahmen sollen die Konflikte mit Fledermäusen um rund 66% reduzieren. Die Massnahmen müssen im Detail ausgearbeitet werden. Umsetzung und Wirkung der Massnahmen müssen beim Betrieb des Windparks überprüft werden, was gleichzeitig auch die Gelegenheit für Optimierungen ergibt.^{27,28}

27 SWILD. 2016. Konzept Kompensationsmassnahmen Fledermäuse. Projekt Windpark Oberegg (AI). November 2016, SWILD, Zürich, 10 Seiten.

28 Arnal, WINDENERGIEPROJEKT OBEREGG, AI, UVB Hauptdokument, 30.03.2017

Gemäss dem Gutachten von SWILD kann ein Teil der Mortalität der Fledermäuse am Standort Oberegg durch die Erhöhung der Anlaufgeschwindigkeit in der Nacht während dem 15. März bis 31. Oktober vermieden werden. Bei der Enercon E-126 liegt die Anlaufgeschwindigkeit bei 3 m/s. Eine erhöhte Anlaufgeschwindigkeit nachts von 3.8 m/s bringt während den besagten Periode eine «Schadensminderung Fledermäuse» von 66%. Die Schutzmassnahme verursacht eine Energieertragsminderung von rund 0.74% auf die Periode vom 15.03-31.10 und rund 0.2% auf die Jahresproduktion gesehen.

Die Tab. 61 zeigt die Energieproduktion pro Monat und Stunde bei einer Anlaufgeschwindigkeit von 3 m/s, die Tab. 62 die Energieproduktion pro Monat und Stunde bei einer Anlaufgeschwindigkeit von 3.8 m/s. Die grau gekennzeichneten Felder markieren die Zeit von Sonnenuntergang bis Sonnenaufgang, wenn die Fledermäuse aktiv sind und zu ihrem Schutz eine erhöhte Anlaufgeschwindigkeit der WEA gewählt werden soll. Die Tab. 63 zeigt die durch eine erhöhte Anlaufgeschwindigkeit von 3.8 m/s resultierende Ertragsminderung.

Zur Berechnung der Energieerträge wurden die Messdaten des Messmasts vom 01.08.2015-31.07.2016 nach Bereinigung der Vereisungsperioden verwendet. Die Windmessdaten gemessen auf 99m wurden auf Nabenhöhe 135m extrapoliert.

Nettoenergieertrag bei Anlaufgeschwindigkeit 3m/s								
Grau= max. Nachtlänge im Monat (vom frühesten Sonnenuntergang bis spätesten Sonnenaufgang)								
Uhrzeit	Nettoenergieertrag (kWh) für eine Enercon E-126 EP4 (135m)							
	März	April	Mai	Juni	Juli	August	September	Oktober
00:00 - 01:00	31128	38887	35676	21678	17406	12650	24143	27582
01:00 - 02:00	31947	38067	36686	23336	20961	14936	20604	30467
02:00 - 03:00	33943	39978	40451	20906	22573	14862	20892	28776
03:00 - 04:00	30484	41635	35050	18887	19146	12728	24279	28548
04:00 - 05:00	32455	42091	31821	16298	21507	14967	19124	29853
05:00 - 06:00	31916	41257	31050	13890	17712	18723	19118	26792
06:00 - 07:00	28693	34731	29736	11076	13557	16466	16856	25228
07:00 - 08:00	26364	30301	29574	8645	9551	11709	14898	26137
08:00 - 09:00	24367	26114	27130	9822	5081	8695	15061	20744
09:00 - 10:00	22366	25406	18902	8438	5227	9058	16678	15581
10:00 - 11:00	18343	24642	17816	12082	7649	9755	19627	13475
11:00 - 12:00	19772	30606	19751	16159	10187	11372	20216	13186
12:00 - 13:00	19129	31010	18005	13396	9067	11676	21580	8933
13:00 - 14:00	19600	33809	17445	14433	10845	13330	26107	9387
14:00 - 15:00	23461	33903	19033	14782	13290	13233	27455	11142
15:00 - 16:00	26308	32801	20043	14953	15248	12622	25705	12276
16:00 - 17:00	30072	32853	23041	14576	14073	13279	37008	16989
17:00 - 18:00	35365	36885	31082	19184	11043	14918	37876	18064
18:00 - 19:00	35014	34147	31376	19860	12099	14217	33723	24463
19:00 - 20:00	38651	33751	29545	16171	13947	11192	24079	25598
20:00 - 21:00	37088	37659	31473	18685	14320	12721	26819	26440
21:00 - 22:00	34603	38335	36491	20509	14666	14548	29416	33248
22:00 - 23:00	29629	37682	41585	20668	14233	9559	27398	35699
23:00 - 24:00	29945	34587	37734	18977	11956	11570	26071	29984
Total	690642	831135	690497	387412	325344	308786	574733	538593
	Energieertrag während der Nacht, 15.03 - 31.10 (graue Zellen)							
[kWh]	233'337	424'909	358'017	175'149	160'160	153'730	293'697	416'879
	Total während 15.3.-31.10.							
[kWh]	2'215'878							

Tab. 61 Nettoenergieertrag bei einer Anlaufgeschwindigkeit von 3 m/s für Enercon E-126

Nettoenergieertrag bei Anlaufgeschwindigkeit 3.8m/s								
Grau= max. Nachtlänge im Monat (vom frühesten Sonnenuntergang bis spätesten Sonnenaufgang)								
Uhrzeit	Netto Energieertrag (kWh) für eine Enercon E-126 EP4 (135m)							
	März	April	Mai	Juni	Juli	August	September	Oktober
00:00 - 01:00	31036	38721	35563	21548	17175	12562	23896	27287
01:00 - 02:00	31816	37981	36569	23220	20810	14711	20333	30173
02:00 - 03:00	33722	39923	40273	20699	22334	14738	20638	28673
03:00 - 04:00	30293	41531	34797	18724	18769	12518	24071	28379
04:00 - 05:00	32293	41864	31590	16147	21198	14764	18976	29659
05:00 - 06:00	31800	41093	30945	13765	17649	18637	18936	26507
06:00 - 07:00	28609	34615	29569	10837	13366	16231	16648	24953
07:00 - 08:00	26205	30169	29340	8449	9368	11512	14742	25891
08:00 - 09:00	24131	25777	26903	9624	4816	8636	14837	20622
09:00 - 10:00	22159	25228	18683	8320	5044	8839	16505	15241
10:00 - 11:00	17951	24459	17689	11874	7499	9457	19280	13178
11:00 - 12:00	19526	30389	19493	15927	9876	11154	20092	12944
12:00 - 13:00	18741	30719	17642	13173	8882	11422	21415	8591
13:00 - 14:00	19474	33641	17252	14324	10445	13116	25914	9085
14:00 - 15:00	23294	33640	18830	14549	12832	12828	27225	10762
15:00 - 16:00	26094	32448	19770	14725	14911	12412	25489	12060
16:00 - 17:00	29835	32631	22812	14261	13749	13026	36888	16761
17:00 - 18:00	35245	36595	30896	18960	10830	14704	37749	17794
18:00 - 19:00	34893	33915	31171	19602	11764	14156	33603	24184
19:00 - 20:00	38598	33608	29299	15900	13684	11097	23840	25410
20:00 - 21:00	36945	37482	31337	18309	14005	12477	26606	26270
21:00 - 22:00	34403	38121	36317	20156	14460	14259	29317	33040
22:00 - 23:00	29459	37396	41516	20414	13962	9411	27168	35544
23:00 - 24:00	29695	34404	37653	18882	11604	11377	25834	29611
Total	686219	826349	685910	382391	319030	304044	570002	532620
Energieertrag während Nacht (graue Zellen) [kWh]	(ab 15.03.) 232'276	423'131	356'560	173'555	157'961	151'685	291'005	413'375
Total während 15.3.-31.10. [kWh]	2'199'548							

Tab. 62 Nettoenergieertrag pro WEA bei einer erhöhten Anlaufgeschwindigkeit von 3.8 m/s als Schutz für Fledermäuse für Enercon E-126

Nettoenergieertrag pro WEA pro Jahr [kWh]								8'367'503
	März (ab 15.03.)	April	Mai	Juni	Juli	August	September	Oktober
Nettoenergieertrag während Nacht bei 3.0 m/s [kWh]	233'337	424'909	358'017	175'149	160'160	153'730	293'697	416'879
Nettoenergieertrag während Nacht bei 3.8 m/s [kWh]	232'276	423'131	356'560	173'555	157'961	151'685	291'005	413'375
Verlust, weil 3.8 anstatt 3m/s [kWh]	1'061	1'778	1'457	1'594	2'199	2'045	2'692	3'504
Verlust, weil 3.8 anstatt 3m/s [%]	-0.457	-0.420	-0.409	-0.918	-1.392	-1.348	-0.925	-0.848
TOTAL Verlust während 15.3.-31.10. [kWh]								16'330
TOTAL Verlust während 15.03.-31.10 [%]								0.74
Minderung der jährlichen Netto Energieproduktion einer WEA durch Fledermausschutzmassnahmen [%]								0.20

Tab. 63 Vergleich der Netto Energieproduktion von Enercon E-126 bei einer Anlaufgeschwindigkeit von 3 m/s und 3.8 m/s und Ermittlung der Ertragsminderung durch diese Fledermausschutzmassnahme während den Nächten vom 15.03.-31.10.

12.3.2 Vögel

«Als Benutzer des untersten Luftraumes können Vögel in besonderem Masse durch Windenergieanlagen (WEA) beeinträchtigt werden. Brutvögel aus der näheren Umgebung und nahrungssuchende Vögel können mit Rotorblättern und Masten von Windenergieanlagen kollidieren. Auf dem Zug sind zudem sämtliche Arten kollisionsgefährdet. Der Bau von WEA kann aber auch den Verlust oder die Beeinträchtigung von geeigneten Habitaten sowie zusätzliche Störungen zur Folge haben.»

Die Schweizerische Vogelwarte Sempach hat im Rahmen einer Vorabklärung mögliche Auswirkungen des Windenergieprojekts auf die Brut- und Zugvögel am Standort „Honegg/Oberfeld“ abgeschätzt (Vorabklärung zu möglichen Auswirkungen eines Windenergieprojekts am Standort „Oberfeld“ (AI) auf die Vögel, Aschwanden et al., 2015; vgl. Kapitel 3, Grundlagen). Das Resultat der Vorabklärung ist zudem eine Empfehlung zur Auswahl der Vogelgruppen/-arten, auf die bei Weiterverfolgung des Projekts der Fokus für weitere Untersuchungen gelegt werden sollte. Die ARNAL, Büro für Natur und Landschaft AG, wurde von der Appenzeller Wind AG beauftragt, die ergänzenden ornithologischen Untersuchungen durchzuführen.»²⁹

Massnahmen zur Kompensation der Flächennutzung der WEA

Gemäss Arnal sollen, um Lebensraumverluste (dauerhafte Rodungsflächen) zu kompensieren, entsprechende Massnahmen umgesetzt (Waldersatz) werden. Die für den Bau der WEAs erforderlichen Rodungen sind ausserhalb der Brutzeit der Vögel durchzuführen d.h. zwischen Anfang August bis Mitte März.²¹

Massnahmen zur Minderung von Kollisionen

Da Greifvögel gezielt frisch bearbeitete Flächen zur Nahrungssuche aufsuchen, sollen die Flächen unter den WEA zwischen dem 1. März und 31. August nicht gemäht werden. Falls eine Schnittnutzung erfolgt, ist die WEA während drei Tagen abzuschalten. Da auch Misthaufen als Nahrungsquelle genutzt werden, sollen diese zudem nicht in der Nähe der WEA angelegt werden. Als Ersatz für die «Nahrungsfläche» im Bereich der WEA und als Ablenkfläche sollen möglichst attraktive Nahrungsflächen in der weiteren Umgebung aufgewertet werden (mind. in der Grösse der Lichtung bei WEA 1).

Zur Minderung der Kollisionsgefahr für die durchziehenden Kleinvögel soll ein automatisches Abstellsystem genutzt werden. Das System misst die Vogelzugintensität am Standort und passt die Betriebszeiten der WEA an. Als Schutzmassnahme für Greifvögel und Thermiksegler wird empfohlen das automatische Abstellsystem mit einem akustischen Signal auszurüsten, dass Vögel vor der WEA warnt. Des Weiteren ist

29 Windenergieprojekt Oberegg, AI – Ornithologische Untersuchungen – Entwurf, ARNAL, 03.11.2016

Auf eine permanente Beleuchtung der Anlagen in der Nacht ist, soweit dies aus sicherheitstechnischen Aspekten (vgl. Vorgaben BAZL) möglich ist, zu verzichten. Wenn aufgrund des Luftfahrtgesetzes eine Beleuchtung notwendig sein sollte, soll dies möglichst durch Blinklichter (z.B. Befuerung) erfolgen.

Da nicht abgeschätzt werden kann, wie viele Vögel effektiv kollidieren werden, ist gemäss Arnal ein Monitoring (Suche nach Kollisionsopfern) von mind. 3 Jahren durchzuführen. Bei nachweislichen Kollisionen, sind (je nach Anzahl Kollisionsopfer und Arten) entsprechende Massnahmen zu definieren.²¹

Dies könnten beispielsweise sein:

Temporäre Abstellzeiten festlegen:

- Von den häufigsten Arten (Mäusebussard, Rotmilan und Wespenbussard) lässt sich nur der Wespenbussard-Zug zeitlich eingrenzen. Dieser findet hauptsächlich Ende August bis Anfangs September statt. Um Kollisionen während des Hauptzeit des Wespenbussard-Zuges zu vermeiden, wäre daher zu prüfen, die WEA während dieser Zeit (25.08.-05.09. bzw. gemäss jährlicher Überwachung) an Tagen mit guten Thermikbedingungen abzustellen.
- Zugzeiten von Rotmilan und Mäusebussard lassen sich nicht eingrenzen und damit wahrscheinlich keine verhältnismässigen Abstellzeiten definieren. Insbesondere ist aber nach Schlechtwetterperioden mit einem verstärkten Zugaufkommen zu rechnen. Es ist zu erwarten, dass das automatische Abstellsystem insbesondere in Nächten nach Schlechtwetterperioden auf die Zugstärke reagiert. Wenn dieses jeweils abstellt, und am nächsten Tag Thermikbedingungen (Sonneneinstrahlung) herrschen, ist die Abstellzeit auf den darauffolgenden Tag zu verlängern (z.B. 1-2 Tage nach Schlechtwetterperioden WEA abschalten).
- Auf- oder Nachrüstung der Anlage mit künftig neu entwickelter Vogelschutztechnik.²¹

Gemäss den durch ARNAL vorgeschlagenen Schutzmassnahmen wurde die Ertragsminderung für die vorgeschlagenen Abschaltungen der WEA berechnet. Die Tab. 64 zeigt, dass die Abschaltung während jeweils dem 25. August und 05. September eine Ertragsminderung der jährlichen Netto Energieproduktion einer WEA von 1.98% erbringt. Um weitere Ertragsminderungen pro Schnittnutzung von jeweils 0.77% der jährlichen Netto Energieproduktion einer WEA zu verhindern, wird eine Beweidung der Flächen (wie bisher) vorgezogen.

Die Ertragsminderung durch Vogelschutzmassnahmen wird auf rund 3% geschätzt. 2% für die Periode vom 28.08-5.09 und 1% für bisher nicht genau definierte Abschaltungen. Unter der Annahme, dass das Grundstück wie bis anhin beweidet wird und keine Schnittnutzung notwendig ist.

Massnahme für Wespenbussard-Zug: Abschaltung der E-126 vom 25.08-05.09			
	25.-31.08.	01.-05.09	Total 28.8-5.9
Verlust pro WEA durch Abschaltung [kWh]	69'726	95'789	165'515
Minderung der jährlichen Netto Energieproduktion einer WEA durch Schutzmassnahme Wespenbussard-Zug [%]			1.98
Massnahme für Greifvögel: Abschaltung der WEA während 3 Tagen bei Schnittnutzung			
Durchschnittlicher Verlust pro Monat und pro WEA bei dreitägiger Abschaltung (wegen Schnittnutzung) [kWh]	64'351		
Minderung der jährlichen Netto Energieproduktion pro Monat und pro WEA bei dreitägiger Abschaltung der WEA (wegen Schnittnutzung) [%]	0.77		

Tab. 64 Einschätzung der Ertragsminderung durch Abschaltungen der WEA als Schutzmassnahme für Vögel

Zur Berechnung der Ertragsminderung wurden die Messdaten des Messmasts vom 01.08.2015-31.07.2016 nach Bereinigung der Vereisungsperioden verwendet. Die Windmessdaten gemessen auf 99m wurden auf Nabenhöhe 135m extrapoliert.

12.4 Schattenwurf

Die Festsetzung des Standorts Oberegg als Windpark im kantonalen Richtplan bedingt eine Machbarkeitsstudie (MBS)³⁰, die unter anderem Nachweis des Schattenwurfs in einer Schattenwurfstudie vorschreibt.

Dabei soll während des Betriebs:

- Beschattungsdauer eines Objekts von 8 Stunden pro Jahr nicht überschritten werden.
- Der Immissionsrichtwert für die tägliche Beschattungsdauer soll maximal 30 Minuten betragen

Bei der Berechnung der Schattenwurfimmissionen wird zunächst von stets wolkenlosem Himmel ausgegangen. Zudem wird ein für die Bewegung des Rotors ausreichendem Wind aus der Richtung des Azimut Winkels der Sonne angenommen, wobei die Rotorfläche den grösstmöglichen Schatten wirft. Des Weiteren wird von einer ständigen Verfügbarkeit der WEA ausgegangen. Weiterhin bleibt die Lichtbrechung in der Atmosphäre, die sogenannte Refraktion, unberücksichtigt. Die so ermittelte "astronomisch maximal mögliche Beschattungsdauer" wird auch als „Worst Case" bezeichnet.

In der Realität aber scheint weder die Sonne jeden Tag, noch windet es ununterbrochen. Die E-126 EP4 läuft erst ab einer Windgeschwindigkeit von 3 m/s auf der Nabenhöhe an. Durch Benützung der Winddaten aus der Mastmessungen während Juli 2015 bis August 2016 können die effektiven Betriebsstunden der WEAs, welche einen Schattenwurf erst ermöglichen, berechnet werden. Die Sonnenscheindauer an der Referenzstation Säntis erlaubt die Schätzung der Anzahl Stunden pro Monat, während die Schatten entstehen können. Auch die Windrichtung spielt eine Rolle. Der Schattenwurf ist am stärksten, wenn der Rotor senkrecht zu der imaginären Linie steht, die den Schattenrezeptor und die Sonne verbindet. WindPRO benützt diese Daten um die sogenannten "Expected" (in der Realität zu erwartenden) Immissionen zu berechnen.

Die Schattenwurfstudie wurde mit der WindPRO Software der Firma EMD³¹ erstellt. Datengrundlagen waren:

- Swisstopo DHM25 Modell³²
- Grundlagenkarte³³ des Bezirkes Oberegg
- Anlagendaten Enercon E-126 und
- eine Liste der 36 bewohnten Gebäude um den Windpark, erstellt durch den Auftraggeber
- Anzahl Betriebsstunden während der Auswertungsperiode von 01.08.2015 – 31.07.2016 (Windgeschwindigkeit => 3 m/s auf Nabenhöhe, aufgrund Messungen mit 99m Windmessmast)
- Monatsmittel der Sonnenscheindauer auf Säntis während 01.08.2015 – 31.07.2016

Gemäss der Schattenwurfstudie³⁴ wären während der Auswertungsperiode 01.08.2015 – 31.07.2016 14 Rezeptoren (R7-R18, R28 und R36) mehr als 30 h pro Jahr und mehrere Rezeptoren über 30 Minuten pro Tag dem Schattenwurf ausgesetzt gewesen (Worst Case).

Um den Grenzwert für die maximal effektive Beschattungsdauer von 8 Stunden pro Jahr und den täglichen Immissionsrichtwert von 30 Minuten nicht zu überschreiten, müssen folgende Massnahmen getroffen werden:

- Beide Windenergieanlagen werden mit Schattendektoren / Schattenwurfmodul ausgerüstet.
- Für das Baugesuch wird eine vom Geometer beglaubigte Liste erstellt, die alle Gebäude innerhalb des betroffenen Gebiets enthält, wo die Grenzwerte der Schattenwurfdauer von 30 h/Jahr überschritten werden. Diese Liste enthält Angaben zu Grundeigentümern und Nutzung im Hinblick auf schutzwürdige Innen- und Aussenräume.
- Für die Inbetriebnahme der Anlagen werden die nachfolgenden Angaben für alle betroffenen Gebäude eingereicht:

30 Pflichtenheft Machbarkeitsstudie Windenergieprojekt Oberegg, AI

31 EMD International A/S, Niels Jernes Vej 10, 9220 Aalborg Ø, Denmark

32 Interwind, Lizenznummer 5701239215 / 000010, 2013

33 www.geoportal.ch

34 Schattenwurfstudie Windenergieprojekt Oberegg, AI, Interwind AG, März 2017

Katastrnummer, Grundeigentümer, Katasterplan, Gebäudeorientierung, Raumnutzung mit Fenstern, Balkone, Terrassen, Aussensitzplätze, Koordinaten und Dimensionen aller Fenster, Terrassen und Gartensitzplätze. Sobald die Anlagen stehen, werden deren Sichtbarkeit berücksichtigt, denn Bäume, Gebäude andere Hindernisse können die Sicht auf die Rotorenverdecken. Damit entfällt der Schattenwurf auf die schutzwürdigen Räume.

- Ausserdem wird der Nachweis erbracht, dass diese Liste mit den obengenannten Angaben zu den schutzwürdigen Gebäuden und Rezeptoren im Schattenwurfmodul jeder Anlage hinterlegt ist und in die Anlagensteuerung eingebunden.
- Der Farbton der Rotorblätter der WEA E-126 soll folgendermassen gewählt werden: Beschichtung Farbton RAL 7038, dessen Glanzgrad max. 30 ± 10 Glanzeinheiten beträgt. Messungen an ENERCON Rotorblättern ergaben 5 bis 15 Glanzeinheiten und liegen damit deutlich unter dem Maximalwert (gemessen im 60° -Winkel nach DIN EN ISO 2813)

Aufgrund der zu erwartenden Betriebsstunden und Sonnenscheindauer werden die Ertragsverminderungen durch Abschaltungen für Begrenzung der Schattenwurfimmissionen vorsichtig auf 1.5 % geschätzt.

Der Schattenwurfkarten für den Worst Case und Expected sind in Abb. 59 dargestellt.

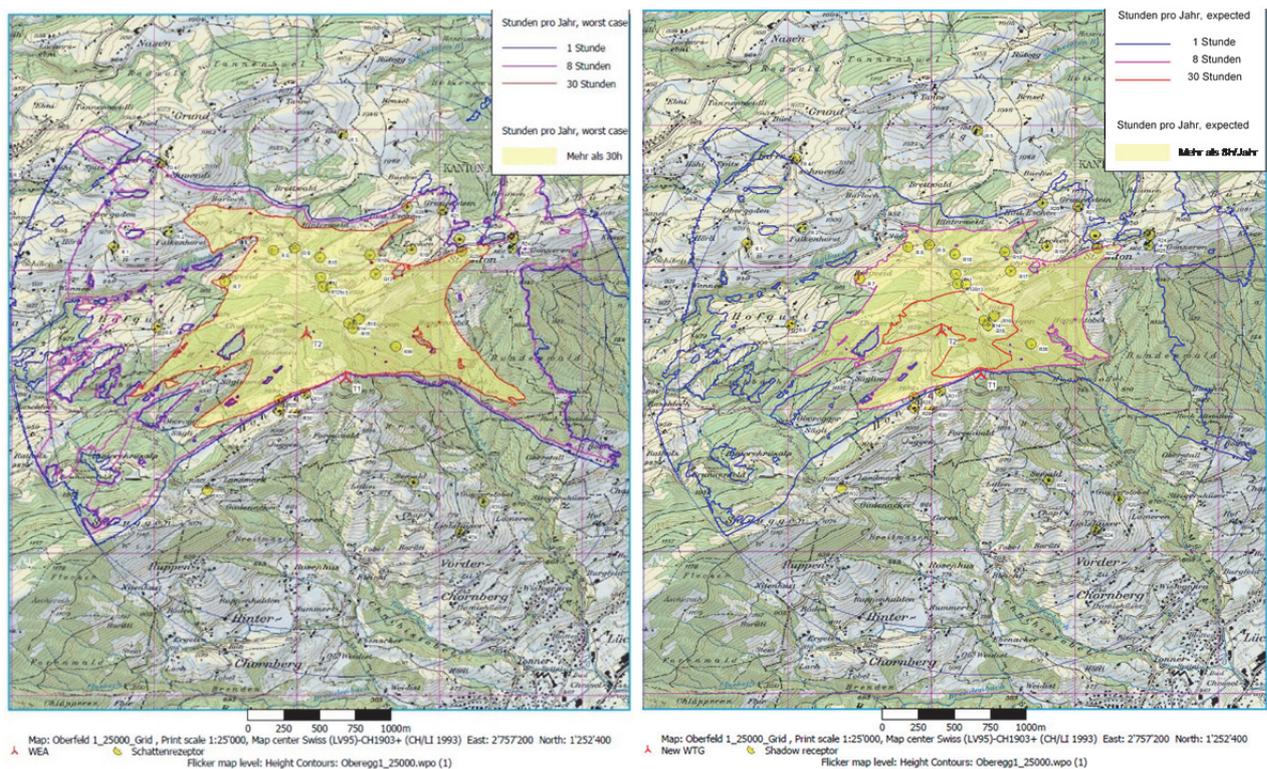


Abb. 59 Schattenwurf Karten 2006 – 2017, Worst Case (links) und Expected (rechts)

Unter Disco-Effekt versteht man die Reflexion von Lichtstrahlen an einem Rotorflügel. Um solche Lichtreflexe zu vermeiden, werden die Enercon Rotorblätter mit einem matten Grauton EC-F2 (RAL 7038) beschichtet, dessen Glanzgrad max. 30 ± 10 Glanzeinheiten beträgt. Messungen an ENERCON Rotorblättern ergaben 5 bis 15 Glanzeinheiten und liegen damit deutlich unter dem Maximalwert (gemessen im 60° -Winkel nach DIN EN ISO 2813)³⁵.

35 Farbgebung_von_ENERCON_Windenergieanlagen_D0185200-0b

12.5 Risikoanalyse Eisschlag

Eiswurf von Windenergieanlagen stellt auch für die Öffentlichkeit ein Sicherheitsrisiko dar und erfordert besondere Schutzmassnahmen. Insbesondere wird die Gefährdung für die Juggenstrasse (Kantonstrasse) untersucht. Der Kanton AI legt fest, dass bei Wahrscheinlichkeit für Vereisung an mehreren Tagen im Jahr nachfolgende Schutzmassnahmen erforderlich sind: Abstand zu gefährdeten Objekten als Richtwert (1.5-mal Nabenhöhe + Durchmesser), betriebliche und technische Massnahmen gegen Eiswurf (De-Icing-Systeme, Anti-Icing-Massnahmen, Sensorik zur Eiserkennung und automatische Abschaltung).

In einer ausführlichen Studie³⁶ geht die Firma F2E am Standort Oberfeld von einer Vereisungshäufigkeit von 9.6%, entsprechend 34.9 Vereisungstagen pro Jahr aus. (Im 5.5, Vereisung (Icing) aufgeführter 7.4 % betrifft nur die Auswertungsperiode). Aufgrund der Vereisungshäufigkeit, Windverhältnisse und des vorgesehenen WEA Modells E-126 mit 135m Nabenhöhe hat F2E folgendes berechnet:

- Die Anzahl der insgesamt am Standort zu unterstellenden Eisstücke ergibt sich aus der Anzahl der Eisstücke pro Vereisungsereignis und der Anzahl der Vereisungstage. Für die WEA ist konservativ davon auszugehen, dass es an allen Vereisungstagen zu einer vollständigen Vereisung der WEA kommt. Im aktuellen Entwurf der internationalen Richtlinie für WEA³⁷ wird für den Vereisungslastfall die insgesamt zu berücksichtigende Eismasse abhängig von der Blattgeometrie definiert. Unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Masse der Eisstücke lässt sich daraus eine Anzahl Eisstücke pro Vereisung ableiten. Die Anzahl ist dabei unabhängig davon, ob ein Risiko durch Eisfall oder Eiswurf betrachtet wird, und ergibt im vorliegenden Fall 120.1 Eisstücke pro Vereisung. Damit ergeben sich bei 34.9 Vereisungsfallen insgesamt 4'191 Eisstücke pro Jahr.
- Tab. 63 listet die maximal erreichte Flugweite der Bruchstücke bezogen auf den Fusspunkt der WEA auf. Die Häufigkeitsverteilung der Flugweiten für die WEAs sind in Abb. 60 aufgeführt, Trefferhäufigkeiten in Abb. 61.

WEA	Maximale Flugweite [m]	Maximale Flugweite / (Nabenhöhe + Rotordurchmesser)
WEA 1	574.3	2.192
WEA 2	358.7	1.369

Tab. 65 Maximale Flugweite der betrachteten Eisstücke am Standort Oberfeld in Meter und mal Nabenhöhe+Rotor Ø

Die Flugweiten erreichen einen Maximalwert vom 2.192-fachen aus Nabenhohe plus Rotordurchmesser der WEA. Sie liegen damit über dem bei pauschaler Betrachtung³⁸ geforderten konservativen Abstand vom 1.5-fachen aus Nabenhohe plus Rotordurchmesser der WEA.

36 Gutachten zu Risiken durch Eiswurf und Eisfall am Standort Oberfeld, Ref. Nr. F2E-2017-WND-028 Revision 1, F2E Fluid & Energy Engineering GmbH & C. KG, Borsteler Chaussee 178, 22453 Hamburg, 20.03.2017

37 International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1 Ed. 4, Wind turbines - Part 1: Design requirements; 88/521/CD Committee Draft, 22.10.2015.

38 Bengt Tammelin et. al.; Wind Energy Production in Cold climates; Meteorological No.41, Finnish Meteorological Institute, Helsinki, Finland, February 2000.

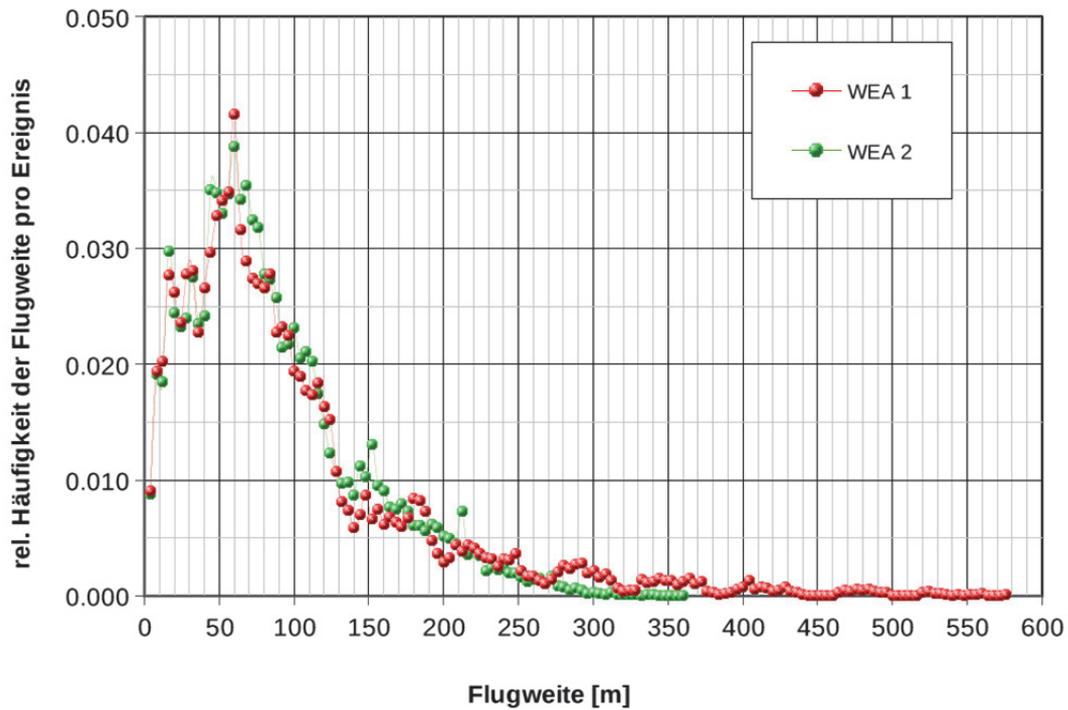


Abb. 60 Häufigkeitsverteilung der Flugweiten von Eisstücken für die betrachteten WEA

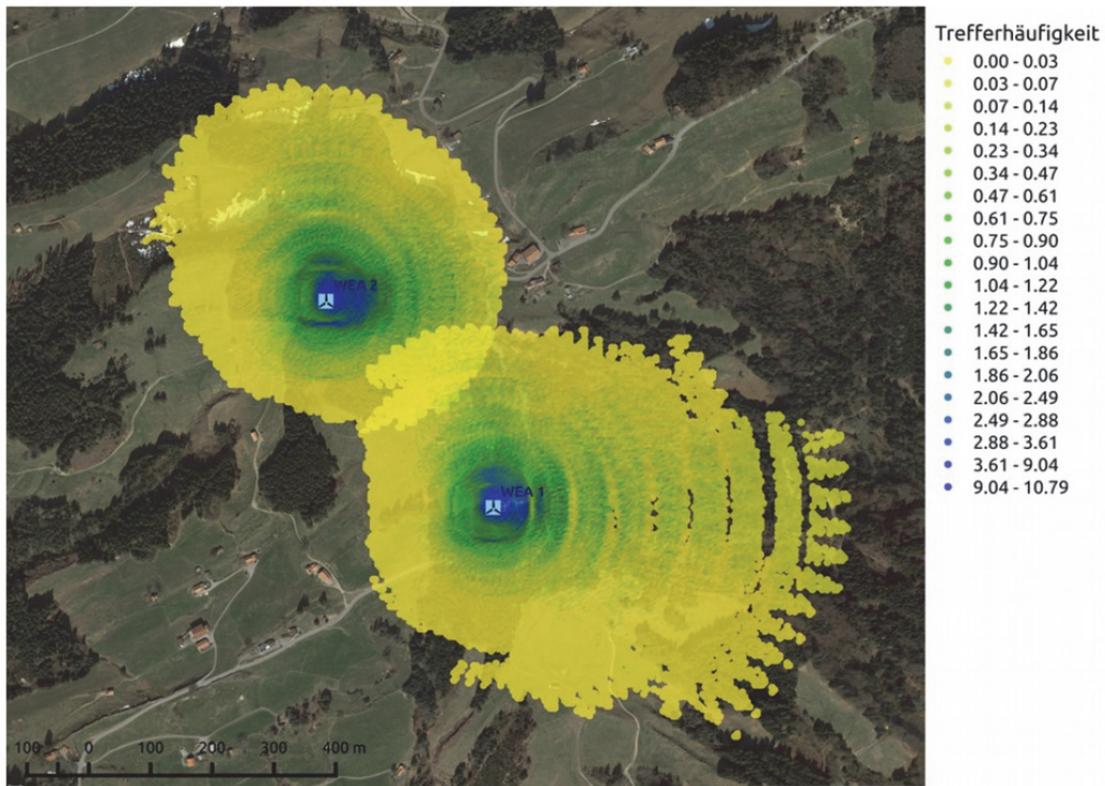


Abb. 61 Trefferhäufigkeiten von Eisstücken pro Rasterfläche (16 m²) und Jahr in der Umgebung der WEA 1 und 2 am Standort Oberfeld

Diese Flächen betreffen die Kantonsstrasse östlich und südlich des Standortes, sowie die Wanderwege nördlich und östlich (Abb. 62).



Abb. 62 WEAs und Schutzobjekte, blau Kantonsstrasse, orange Wanderwege

WEA	Schutzobjekt	Sachschäden pro Jahr	Personenschäden pro Jahr
WEA 1	Kantonsstrasse Honeggstrasse/Haggenstrasse	$1.52 \cdot 10^{-5}$ (einmal in 65 000 Jahren)	$8.64 \cdot 10^{-6}$ (einmal in 115 000 Jahren)
	Wanderwege	---	$2.56 \cdot 10^{-7}$ (einmal in 3.9 Mio. Jahren)
WEA 2	Kantonsstrasse Honeggstrasse/Haggenstrasse	$1.96 \cdot 10^{-6}$ (einmal in 510 000 Jahren)	$1.12 \cdot 10^{-6}$ (einmal in 896 000 Jahren)
	Wanderwege	---	$4.55 \cdot 10^{-7}$ (einmal in 2.1 Mio. Jahren)

Tab. 66 Risiko für Sach- bzw. Personenschäden am Standort Oberegg, AI

Dieses Gefahrenpotential setzt voraus, dass die Anlagen nebst dem Eiserkennungssystem der Firma Enercon³⁹ und Blattheizung- und Enteisungssystemen⁴⁰ mit einem Eisdetektionssystem⁴¹ ausgerüstet werden müssen. Der Eisdetektor - Sensor wird auf der Gondel installiert und kann Eisansatz auf Nabenhöhe auch während der Stillstandzeiten der WEA registrieren.

Unter diesen Voraussetzungen fasst die Studie abschliessend zusammen,

- dass aufgrund der vorhandenen Systeme zur Eiserkennung keine Gefährdung durch Eiswurf von den betrachteten WEA zu unterstellen ist
- und dass festgestellt werden kann, dass sich für die betrachteten WEA bezüglich der Schutzobjekte keine Gefährdung durch Eisfall ergibt.

39 Enercon Dokument D0154407-3_#_ger_#_TB_Eiserkennung_Leistungskurvenverfahren

40 Enercon Dokument D0441885-0_#_de_#_ENERCON Blattheizung

41 Enercon Dokument D0154408-2, Technische Beschreibung Eiserkennung Labko-Sensor

12.6 Vereinbarkeit mit der Flugsicherheit

12.6.1 VBS

Stellungnahme: 2017

Stellungnahme des VBS zur Ausführung des Projektes mit zwei E-126 MP4 Anlagen mit 135m Nabenhöhe und 127m Rotordurchmesser steht noch aus⁴².

Stellungnahme: 1. Mai 2015

Die Luftwaffe führt in dem angegebenen Gebiet regelmässig Tag- und Nachtflüge durch, insbesondere in der Nähe des Flugplatzes St. Gallen – Altenrhein, des Helikopterlandeplatzes Trogen und der Landesgrenze. Bei schlechtem Wetter, bei Trainingsflügen, bei Rettungseinsätzen oder bei anderen hoheitlichen Aufgaben wird dabei auch tiefer als die aufgeführten Maximalhöhen geflogen.

Massnahmen:

Damit die Flugsicherheit gewährleistet bleibt, müssen die einzelnen Windenergieanlagen in geeigneter Weise markiert, sowie in den Lufthinderniskarten eingetragen werden.

Weiter muss es im Fall einer aussergewöhnlichen Lage möglich sein, den Betrieb einzelner Windenergieanlagen auf Verlangen des VBS zeitweise einzustellen, auch kurzfristig (< 5 Minuten ab Feststellen des Ereignisses bis zum Stillstand).

Die Tag- und Nacht-Markierung der Anlagen wird von BAZL vorgeschrieben.

Es ist möglich auf Verlangen des VBS die Anlagen zeitweise und kurzfristig abzustellen. Die ENERCON Windenergieanlage kann durch manuellen Eingriff oder automatisch durch die Steuerung angehalten werden. Ein manueller Eingriff erfolgt über das Fernüberwachungssystem ENERCON SCADA⁴³. Auf Wunsch des Betreibers kann die Überwachung der Windenergieanlagen von einer anderen Stelle übernommen werden.

Um zeitliche Verzögerungen ab Feststellen des Ereignisses bis zum Stillstand zu vermeiden, sollte dem VBS der direkte Zugang gewährt werden. Details sind während der Bauphase mit dem VBS zu vereinbaren.

12.6.2 Skyguide

Gemäss Stellungnahme der skyguide⁴⁴

- Unabhängig des verwendeten Materials der Windturbine haben die Analysen ergeben, dass die zu erwarteten Störungen des Primärradars Zürich Holberg und des VDF Altenrhein als tolerierbar eingestuft werden.
- Die Auswirkungen auf Instrumentenflugverfahren (Instrument Flight Rules, IFR) sind hingegen erheblich.

Um mit den Flugverfahren von skyguide kompatibel zu sein darf die Maximalhöhe des Luffahrt Hindernisses (Rotorspitze) 1193 Meter über Meer nicht überschreiten. Dies erlaubt eine Maximalhöhe von 84m hohen Windturbinen.

Um eine Kompatibilität zwischen dem Projekt mit 200 m hohen Turbinen am entsprechenden Standort mit den Flugverfahren zu erreichen, könnte eine mögliche Änderung der betroffenen Instrumentenflugverfahren auf Anfrage und zu Lasten des Projektentwicklers in einer Detailstudie zur Lösungsfindung vertieft abgeklärt werden.

Die erwähnte Detailstudie steht noch aus.

42 E-Mail General Sekretariat VBS 7. Februar 2017 15:21

43 Technische Beschreibung, ENERCON Windenergieanlage, E-126 EP4, Kapitel 6 Anlagensteuerung, Kapitel 7 Fernüberwachung

44 Stellungnahme zu möglichen Betriebsstörungen der flugsicherungstechnischen Anlagen und Flugverfahren, Standort / analysiertes Projekt: Oberegg (AI), skyguide 24.01.2017

12.6.3 BAZL

Das BAZL stellt seine luftfahrtrechtliche Nebenbewilligung mit integrierten Auflagen erst aus, wenn die Projekte eine gewisse Baureife erreicht haben. Idealerweise geschieht dies zum Zeitpunkt der Einreichung des Baugesuchs an die Bewilligungsbehörde. Erste Anhaltspunkte für Tag- und Nachtmarkierungen der Windenergieanlagen sind in der BAZL Richtlinie AD I-006 D, Luftfahrthindernisse⁴⁵ zu finden.

Gemäss dieser Richtlinie sind für Anlagen mit einer Gesamthöhe ≥ 150 m folgende Markierungen vorgesehen:

- **Tagesmarkierung:**
Rotes Band auf Rotorblättern Bandbreite 7 m

- **Nachtmarkierung / Befeuerung:**
Gondel: 1x HL Hochleistung (Typ B, min 100'000 cd), 2x ML Mittelleistung (Typ B, min 86 cd), (ML und HL Feuer sind blinkend)

Mast: je 4 x Befeuerung NL (Niederleistung) mit mind. 10 Cd am Mast im Abstand von 45 m (+/- 7 m); nicht blinkend.

BAZL kann je nach Standort und Stellungnahmen, bzw. Studien andere Markierungen vorschreiben, oder weitere Auflagen verfügen.

NB: Die BAZL Richtlinie zu Luftfahrthindernissen wird zurzeit überarbeitet. Unter anderem wird eine Befeuerung mit kombinierten Rot/Infrarot-Leuchten erwogen.

Gemäss Arnal UVB Hauptdokument soll

- wenn möglich LED-Licht verwendet werden.
- Die Befeuerung der beiden WEA synchronisiert werden.
- Die Stärke der Beleuchtung soll sich – wenn möglich – automatisch der Sichtweite anpassen.
- Wenn möglich soll die Befeuerung nach unten abgeschirmt werden.

12.7 Vereinbarkeit mit den Wetterradaren

Mit Bezug auf internationale Richtlinien der World Meteorological Organization fordert die Behörde einen Anlagenschutzbereich von 20 Kilometern, welcher sich in zwei Kreiszone gliedert. Der nähere Umkreis von fünf Kilometern um die Wetterradarstandorte ist von WEA frei zu halten. In der entfernteren Kreiszone (Radius 5-20 Kilometer) gelten für WEA Höhenbeschränkungen. Die dem Standort Honegg nächstgelegenen Wetterradare der Schweiz befinden sich auf dem Albis und Weissfluhgipfel, beide weit ausserhalb des 20 km Schutzbereiches.



Abb. 63 Standorte der Wetterradare von MeteoSchweiz.

45 Richtlinie Luftfahrthindernisse - Bundesamt für Zivilluftfahrt, 15.04.2013, Anhang 11. Windenergieanlage

Auf die Anfrage vom 4. Februar 2015 nimmt das Bundesamt für Meteorologie und Klimatologie MeteoSchweiz am 20. Februar 2015 Stellung:

„Unsere Analysen haben ergeben, dass unabhängig der Materialverwendung mögliche Störungen des Betriebes unserer meteorologischen Instrumente durch die zusätzlich projektierten Windanlagen / Windturbinen gleich Null oder sehr gering sind. Demzufolge haben wir, als Bundesamt für Meteorologie- und Klimatologie MeteoSchweiz, zu den oben erwähnten Projekten keine Vorbehalte".
Diese Aussage wurde am 22. Februar 2017 von MeteoSchweiz noch einmal bestätigt⁴⁶.

12.8 Erschliessung (räumlich und elektrisch)

Eine ausführliche Fahrtwegprüfung von der Schweizer Grenze bis zum Standort wurde am 17.05.2016 durchgeführt und in einem Streckenprüfungsbericht dargestellt. Notwendige temporäre Massnahmen sind dokumentiert^{47, 48}. Bis zur Grenze der Parzelle 547 sind keine baulichen Änderungen an der bestehenden Strasseninfrastruktur notwendig.

Innerhalb der Parzelle 547 muss der bestehende Waldweg ausgebaut werden. Entsprechende Änderungen wurden mit der Eigentümerin Rhode Kronberg und Firma Enercon abgestimmt, damit die Ausbauten sowohl die Anforderungen für die Erschliessung des Grundstückes für Schwertransporte, als auch für eine bessere Bewirtschaftung des Waldes genügen.

12.8.1 Erschliessbarkeit des Grundstückes für Schwertransporte

Transport von der Schweizergrenze bis Oberfeld

Am 17. Mai 2016 führte die Firma SETREO GmbH eine ausführliche Streckenerkundung für das Windenergieprojekt Oberegg durch. Als einzig mögliche der überprüften Zufahrtstrecken bleibt Auhafen-Basel-Au-Berneck-Reute-Oberegg-St. Anton-Oberfeld. Dabei ist zu beachten:

- In Berneck wird links der Hauptstrasse auf der Parzelle Nr.128 Musterplatz (angrenzend an Fussballplatz Au) der Ortsgemeinde Berneck ein temporärer Umladeplatz errichtet. Eine Bewilligung⁴⁹ der Ortsgemeinde Berneck für die Nutzung des Umladeplatzes liegt vor.
- Der Transport der Rotorblätter und der obersten Turnelemente ab dem Umladeplatz wird mit Selbstfahrern bewerkstelligt (Strecke ca. 12.6 km). Fahrzeugtyp „Goldhofer FTV 300“ oder ähnlich.
- Langtransporte >40 t/ und >23.5m müssen ab Berneck mit SPMT (Selbstfahrer) gefahren werden.
- Langtransporte bis 40 t/bis 26m können direkt durchfahren.
- Im Kreisel beim Grenzübergang Au müssen Schilder vorübergehend mobil gestellt werden.
- Verkehrsinseln müssen vorübergehend befahrbar gestaltet werden.
- In den Ortsteilen Berneck und Oberegg werden zeitlich beschränkte Halteverbote aufgestellt.
- Bei der Einmündung der St. Antonstrasse – Dorfstrasse überschwenken die Rotorblätter die Häuser.

Die Anlagen können also mit minimalen temporären Massnahmen bis zur Grenze der Parzelle 547 (Eigentümer Rhode Kornberg) transportiert werden.

Von St. Antonstrasse bis Anlagen Positionen

Der bestehende, zur Waldbewirtschaftung benützte Weg auf der Parzelle 547 verbindet auch die zukünftigen Standorte der zwei Anlagen. Die letzten ca. 150 m, bevor der Weg in die St. Antonstrasse mündet, ist sehr steil und eng. Was auch die Bewirtschaftung des Waldes beeinträchtigt. Der Weg ist für Schwertransporte dieser Grössenordnung nicht geeignet. Im Gespräch mit Rhode Kornberg (Eigentümerin der Parzelle 547) haben die Firmen Enercon und Herrsche Ingenieure mehrere Varianten für die Installation der Anlagen und die dafür notwendige Zuwegung und Kranstellflächen studiert. Am Schluss wurde diejenige Variante gewählt, die am wenigsten Erdbewegungen und Eingriffe in die Natur / Wald verursacht.

46 Schreiben MeteoSchweiz, 6605 Locarno – Monti, 22.02.2017

47 W-10310 Oberfeld, Streckenerkundung für den Windpark «Oberfeld» CH-9413 Oberegg, Enercon E-115 133m BF/147m BF oder Enercon E-126 135m BF, Aufnahmestichtag: 17.05.2016, SETREO GmbH 26.05.2016, Am Eulenstein 8, D-77704 Oberkirch

48 W-10310 Projekt Oberfeld, ANLAGE 1 – nur gültig mit Hauptbericht, SETREO GmbH 26.05.2016

49 Schreiben Ortsgemeinde Berneck, Umschlagplatz Musterplatz, Parzelle 128 (zw. Fussballplatz Au und Fa. AP Systems) 12.09.2016

12.8.2 Stromeinspeisemöglichkeit

EVU-Beratung AG, 9403 Goldach untersuchte die Stromeinspeisemöglichkeiten. Der Windpark wird am nächstgelegenen Einspeisepunkt, der Trafostation Haggen, ans Netz angeschlossen. Dieser liegt in Luftlinie ca. 200m von der Anlage T2 und 450 m von der Anlage T2 entfernt. Es liegen zwei Trasse Varianten vor, die sich kostenmässig nicht gross unterscheiden.

Gemäss EVU -Beratung AG hält die Anlage die Starkstrom-, Leitungs- und NIS Verordnung ein.

Die Rodung des Trasses erfolgt im Zusammenhang mit dem Bau der neuen Waldstrasse Oberfeld.

12.9 Weitere Schutz- und Nutzungsinteressen

Gemäss Hinweis des UVEK im Genehmigungsentscheid ist die Auflistung im kantonalen Richtplan unter dem Punkt ‚Weitere Schutz- und Nutzungsinteressen‘ der Abstimmungsanweisung 4 nicht abschliessend. Es sind alle raumrelevanten Interessen in einer Interessenabwägung einzubeziehen, insbesondere auch diejenigen bezüglich Landschaft und Wald. Entsprechend haben sich je ein Kapitel dem Wald und der Landschaft zu widmen.

Diese Themen sind im UVB Hauptdokument⁵⁰ und diesem Dokument zugrundeliegenden Studien eingehend behandelt. Gemäss Absatz 2.4 Gesamtbeurteilung dieses Dokuments kann es davon ausgegangen werden, dass für die meisten Umweltbereiche die Umweltverträglichkeit unter Einhaltung der formulierten Vermeidungs-, Minderungs- und Ausgleichs- / Ersatzmassnahmen gegeben ist.

Für eine definitive Beurteilung des Umweltbereichs Grundwasser sind vorgängig weitere Abklärungen notwendig. Im Bereich Landschaft ist zur Beseitigung allfälliger Schutzzielkonflikte der Nutzungsplan entsprechend anzupassen.

12.10 Vereinbarkeit mit Richtfunk

Um alle technischen No-Go's zu überprüfen, wurde das Projekt beim BAKOM angemeldet. Bei Befragung der zivilen Kommunikationsanbieter zum geplanten Windenergieprojekt meldete sich Swisscom⁵¹, dass T1 die Funkstrecke SATN – SAEN (St. Anton-Säntis) stört.

Im weiteren Gespräch mit Swisscom wurde folgende Lösung erarbeitet:

- Die Richtfunkstrecke Säntis SAEN <-> St.Anton SATN wird aufgehoben.
- und wird ersetzt durch Säntis SAEN <-> St.Gallen Nord SGAN (dieser Standort ist beim Wildpark Peter und Paul) <-> St. Anton SATN

Swisscom sagt⁵² "Betreffend den Umzug der ZUF Strecke SAEN-SATN auf SAEN-SGAN haben wir nun die Zahlen:

Einmaliger Preis

- | | |
|--|---------------|
| - SBC Installation, Ab- und Aufbau, Transport, Engineering, etc. | CHF 32'000.00 |
| - SRG Engineering und Konzession | CHF 3'900.00 |

Der Betriebspreis bleibt gleich."

Andere Zivilanbieter haben sich nicht gemeldet. Daraus wird geschlossen, dass der Windpark Oberegg nicht mit Richtfunk im Konflikt steht.

50 WINDENERGIEPROJEKT OBEREGG, AI, UVB HAUPTDOKUMENT, Arnal Büro für Natur und Landschaft AG, 9100 Herisau

51 Swisscom Broadcast AG, Tössfeldstrasse 37, 8406 Winterthur

52 E-Mail Swisscom 28.02.2017

RF- Störung Swisscom / ZUF SATN Projekte Oberfeld Generelle Situation

Swisscom Broadcast SA
Chla / 20.08.2015

Standort SATN
SRG: SATN-SAEN
SATN-HOKA
SATN-RTHI
SATN-SGAN
SCS: no
Stationen mit LOS:
KROB
SCGA
ZWIP DTA
TIER DTA

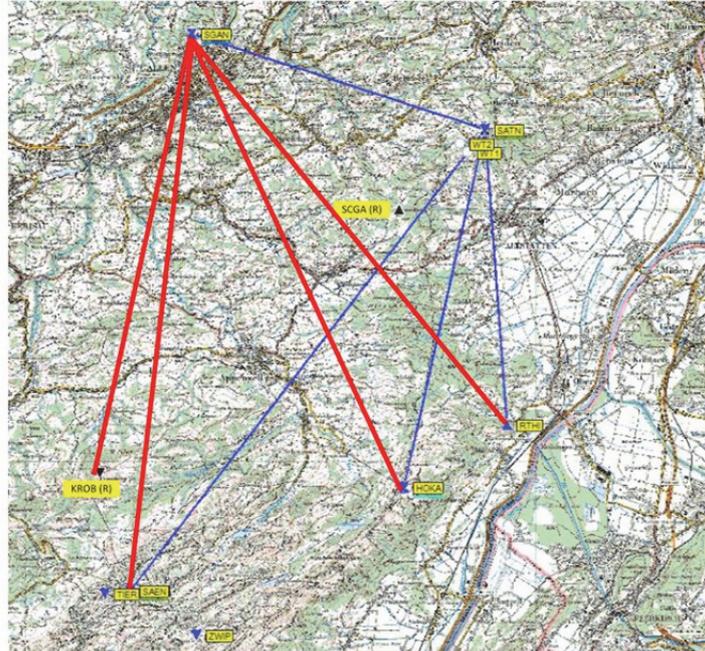


Abb. 64 Von Swisscom vorgeschlagene Richtfunkstrecke SGAN – SAEN (bestehende Strecken Blau, neue Strecken Rot)

Bemerkung: Der Umzug St.Anton SATN nach St.Gallen Nord SGAN bedarf einer Baubewilligung für SGAN.

12.11 Risikoanalyse Brand⁵³

Brände sind vor allem bei Windkraftanlagen bekannt, welche die Rotordrehungen über ein Getriebe auf einen schnell drehenden Generator übertragen. Das Getriebeöl oder der Generator können überhitzen und sich entzünden. Demgegenüber ist die Gefahr eines Brandes in einer getriebelosen Windkraftanlage geringer, weil sie mit einer tiefen Drehzahl kaum eine Überhitzung des Generators zulässt. Weitere Brandursachen können sein: Blitzschlag, Vibrationen, elektrische Störungen, fehlerhafte Unterhaltsarbeiten⁵⁴.

Gemäss den Informationen der Suisse-Eole - Vereinigung zur Förderung der Windenergie in der Schweiz waren in Österreich und Deutschland Ende 2015 27'150 Windkraftanlagen mit einer Nennleistung von 44'060 mW in Betrieb. Davon gerieten in den letzten 11 Jahren 29 Anlagen in Brand. Das sind 0.1% in 11 Jahren oder ca. 0.01% pro Jahr.

Gemäss einer im Jahr 2014 veröffentlichten Studie (Imperial College London, 2014) als erste Brandursache wurde der Blitzeinschlag genannt, dann elektrische Betriebsstörung, mechanisches Fehlverhalten und Fehler beim Unterhalt der Anlagen. Seit 2002 hat der Anteil an Brandfällen von Windkraftanlagen im Verhältnis zu den neu dazu gebauten Anlagen markant abgenommen. Laut telefonischer Auskunft der Firma Enercon gab es bislang bei den Windkraftanlagen vom Typ Enercon E-92 und grösser (E-101, E-103, E-115, E-126 und E-141) bisher weltweit keinen einzigen Brandfall, der das Äussere der Windkraftanlage betroffen hätte.

Die Wahrscheinlichkeit für einen Blitzeinschlag im Gebiet von Oberegg beträgt gemäss der langjährigen Blitzkarte der MeteoSchweiz 1.2 - 1.3 Blitzeinschläge pro Quadratkilometer und pro Jahr (Quelle: Blitzkarte

53 Risikoanalyse Brand (Brand- und Blitzschlag-Risiko bei Windkraftanlagen), Dr. Bruno Dürr, Sunergy GmbH, 9. März 2017

54 Aus Kapitel 5.8 Brandschutz, Sicherheit von Windkraftanlagen in der Schweiz, Hauptbericht, Bundesamtes für Energie, DIS-Projekt Nr.: 100532, 2005

MeteoSchweiz 2000 – 2010). Im Vergleich dazu beträgt die Blitzeinschlag-Wahrscheinlichkeit für den Windpark Mont Soleil im Jura etwa 1.5 - 1.7 Blitzeinschläge pro Quadratkilometer und pro Jahr.

Gemäss der Risikoanalyse vom BFE für Windkraftanlagen kann ein Brandrisiko zwischen 0.01 % und 0.06 % als „extrem unwahrscheinlich“ eingestuft werden. Ein Brand einer Windkraftanlage hat jedoch potentiell kritische Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit eines Windprojekts, da Gondel und Rotoren einer Windkraftanlage durch einen Brand komplett zerstört werden können mit entsprechenden grossen Folgekosten für den Wiederaufbau der Anlage und Ertragsverlusten durch den langen Betriebsunterbruch.

Massnahmen

Die Anlagenelektronik der geplanten Windkraftanlagen Enercon E-126 sind durch ein integriertes Blitz- und Brandschutzsystem standardmässig vor Blitzeinschlag und Überhitzung geschützt. Die Enercon E-126 ist eine getriebelose Anlage, also es gibt kein Getriebeöl in der Gondel, das sich entzünden könnte. Zudem werden in der gesamten Windkraftanlage nichtbrennbare oder nur schwer entflammbare Materialien eingesetzt. Für weitere technische Vorsorgemassnahmen siehe „Technische Beschreibung für Brandschutz E-126“, „Flucht- und Rettungsplan“ und „Automatisches Gondellöschsystem“.

Da die Gefahr eines Waldbrandes ein zusätzliches Projektrisiko darstellt, wird der Einbau eines automatischen Gondellöschsystems für die Windkraftanlage T2 (Waldstandort) dringend empfohlen.

Aufgrund der heutzutage geringen Zusatzkosten für ein automatisches Gondellöschsystem im Verhältnis zu den vermiedenen potentiellen Kosten im Brandfall wird zudem empfohlen, ein automatisches Gondellöschsystem auch für die Windkraftanlage T1 einzusetzen.

12.12 Kennzahlen⁵⁵

Ausgangslage

Die mit den beiden Anlagen erzeugte elektrische Energie wird gemäss geltender Gesetzgebung (Energiegesetz/Energieverordnung) während während 20 Jahren mit einer Kostendeckenden Einspeisevergütung gefördert.

Wird im Mai 2017 das Referendum gegen die Energiepolitik 2050 des Bundes abgelehnt, werden die Förderbedingungen angepasst, unter anderem soll die Förderung für Windenergieanlagen auf 15 Jahre begrenzt werden und es wird ein Direktvermarktungsmodell für die erzeugte Energie eingeführt. Projekte, die eine Zustimmung der Swissgrid «dem Grundsatz» nach haben und bis Ende 2017 eine Projektfortschrittsmeldung einreichen, zu der auch das Pflichtenheft zur UVP gehört, fallen unter eine Übergangsbestimmung und erhalten weiterhin 20 Jahre Förderung, wie bisher.

Ergebnisse

Das Investitionsvolumen beläuft sich für beide Windenergieanlagen auf rund 19 Mio. CHF. Der grösste Kostenblock sind die beiden Windenergieanlagen und die Fundamente (total rund 13.5 Mio. CHF). Rund 5.5 Mio. CHF entfallen auf Zuwegung, Bereitstellung der Bau- und Rüstplätze, Netzanschluss, Baukostenfinanzierung, Projektentwicklung- und -leitung. Es kann davon ausgegangen werden, dass vom gesamten Investitionsvolumen rund 6 -7 Mio. CHF regional vergeben werden kann.

Die Appenzeller Wind AG hat sich öffentlich dazu bekannt, dass sich Einwohnerinnen und Einwohner der Region an der Appenzeller Wind AG, die Eigentümerin der beiden Anlagen sein wird und die betreibt, beteiligen können. Das Beteiligungsmodell soll über Ausgabe von Aktien und Partizipationsscheinen in Höhe von voraussichtlich 7.5 Mio. CHF realisiert werden. In der gesamten Betriebszeit wird von einer Dividendenrendite von 5% ausgegangen.

Von den jährlichen Betriebskosten fliessen rund 200'000 CHF direkt lokalen oder regionalen Unternehmen oder Personen zu für Pacht, Geschäftsführung/Verwaltung, Revision, Unterhaltsarbeiten usw. an. In der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Appenzeller Wind AG nicht quantifiziert, aber nicht zu unterschätzen, sind

55 Appenzeller Wind AG, Dr. Valentin Gerig, 11. März 2017

Erträge der lokalen und regionalen Gastronomie während der Bauphase (z.B. ausländische Mitarbeitende des Turbinenherstellers Enercon) oder Besucher in der Betriebsphase.

Gemäss Businessplan generiert die Appenzeller Wind AG über die Betriebsdauer von 25 Jahren ein Steuervolumen von rund 1.5 Mio. CHF.

Die Einspeisevergütung beträgt nach geltender Rechtsgrundlage 21.5 Rp./kWh und ab dem 6. Betriebsjahr 13.5 Rp./kWh, wobei darin in MWST enthalten ist. Netto sind im Businessplan der Appenzeller Wind AG somit KEV-Vergütung in Höhe von 19.78 Rp./kWh für die ersten 5 Jahre eingeplant und 12.42 Rp./kWh vom 6. bis zum 20. Betriebsjahr. Es wird davon ausgegangen, dass diese Vergütung auch beim Wechsel in ein Direktvermarktungsmodell erreicht werden. In den letzten 5 Jahre der 25 jährigen Betriebszeit wird die erzeugte elektrische Energie im Markt verwertet, dazu wurde eine Marktpreisannahme getroffen.

Massnahmen

Einreichen Zwischenbericht gemäss Energieverordnung vor 1.1.2018

Angaben über die erwarteten Gesamtkosten, die Gestehungskosten pro kWh und die geplante Produktionsmenge werden als Resultate publiziert.

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1	Windenergieprojekt Oberegg, AI - Überschreitungswahrscheinlichkeiten der Nettoerträge	6
Abb. 2	Windenergie Standort Honegg (Kantonaler Richtplan AI, Teil Energie Objektblätter / Karten, 04. September 2015, Objektblatt E 6, Seite 9).....	10
Abb. 3	Standort Windenergieprojekt Oberegg, AI.....	11
Abb. 4	Windenergie Standort Honegg und Landschaftsschutzzone, Karte 1:25'000.....	12
Abb. 5	Windenergie Standort Honegg, Karte 1:25'000 mit Landschaftsschutzzone und Abstand zu bewohnten Gebäuden.	12
Abb. 6	Position der Windmessung. Rote Linien A-A und B-B zeigen den Verlauf der Geländeprofile in Abb. 7. Die Energierose zeigt die energetischen Hauptwindrichtungen Westen und Süden (Swiss alti3D/DHM25, map.geo.admin.ch)	13
Abb. 7	Oben das Höhenprofil, mit 2-facher Überhöhung, von West nach Ost und unten von Süd nach Nord, rote Linien markieren die Position und Höhe des Windmessmastes (Swiss alti3D/DHM25, map.geo.admin.ch).....	13
Abb. 8	SpiDAR Wind LIDAR, Standort	14
Abb. 9	Provisorischen Positionen der zwei geplanten WEA und Lage des Messmasts während der Windmessung am Standort (Google-Earth)	15
Abb. 10	Garaventa DQT Element, Länge 200 cm, Achsabstand Stützelemente 50 cm	15
Abb. 11	Mastfuss	16
Abb. 12	Windmessmast am Standort, mit Markierungen gemäss BAZL, Blickrichtung Süden.....	17
Abb. 13	Flugwarnleuchte (links), Windmessmast am Standort, Blickrichtung Südosten (rechts).....	17
Abb. 14	99m Windmessmast auf dem Oberfeld, 9413 Oberegg, AI.....	19
Abb. 15	Messmast, Datenverfügbarkeit während der Messperiode.....	19
Abb. 16	Oberfeld, Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeit (rote Linien= extrapolierte Werte 119m, 135m, 149m).....	21
Abb. 17	Oberfeld, Frequenzverteilung der Windgeschwindigkeiten auf 99m Höhe über Boden (Windographer).....	22
Abb. 18	Oberfeld, Frequenzverteilung der Windgeschwindigkeiten auf 60m Höhe über Boden (Windographer).....	22
Abb. 19	Messmast, Tagesmittelwerte der Windgeschwindigkeiten (oben), Temperatur und relative Feuchte (unten) auf 99m Höhe.....	24
Abb. 20	Standort, Mittelwerte der relativen Feuchte und Temperatur während den Vereisungsperioden (Horizontalachse, Nr. Vereisungssequenz).	26
Abb. 21	Standort, Vereisungsperiode vom 14.02-21.02.2016. Relative Feuchte (Humidity) >80%, Temperatur < 2°C	26
Abb. 22	Standort, Tagesgang der Windgeschwindigkeiten während den Messungen.....	27
Abb. 23	Standort, Höhenprofil während der Auswertungsperiode, ohne Korrektur der Vereisungsperioden (grün= Messwerte auf 40m, 60m, 80m, 90m, 99m)	28
Abb. 24	Standort, Höhenprofil während der Auswertungsperiode, mit Korrektur der Vereisungsperioden (grün= Messwerte auf 40m, 60m, 80m, 90m, 99m)	28
Abb. 25	Windrose Standort, Auswertungsperiode 01.08.2015-31.07.2016, Häufigkeit der Windrichtungen ..	29
Abb. 26	Windrose Standort, Mittlere Windgeschwindigkeit für verschiedene Höhen und Windrichtungen, Auswertungsperiode 01.08.2015-31.07.2016	29
Abb. 27	Windrosen Standort, Häufigkeit des Energieaufkommens auf verschiedenen Höhen, Auswertungsperiode 01.08.2015-31.07.2016	30
Abb. 28	Standort, Höhenprofil der Turbulenzintensität (I_{ref}) während der Auswertungsperiode (grün= Messwerte auf 40m, 60m, 80m, 99m).....	31
Abb. 29	Standort, Turbulenzintensitätsrose auf 99m Höhe während der Auswertungsperiode	31
Abb. 30	Standort, Turbulenzintensität (I_{rep}) versus Windgeschwindigkeit während der Auswertungsperiode. Vergleich der Messwerte mit den Windgeschwindigkeitsklassen (rote gestrichelte Linie 15 m/s).33	33
Abb. 31	Schematische Darstellung der MCP-Methode zur Berechnung der Langzeit Ressourcen Oberegg anhand Messdaten und Referenzdaten	37
Abb. 32	Die Referenzpunkte MERRA, MERRA-2 und Referenzstation Säntis in der Nähe des Standorts Windenergie Oberegg, AI	38

Abb. 33	Daten Verfügbarkeit der MERRA Daten (schwarz/rot) und Überlappung mit Oberegg Daten(blau/grün).....	39
Abb. 34	Jahresmittel der Windgeschwindigkeit am MERRA Gitterpunkt.....	39
Abb. 35	Langzeit Windrose und -geschwindigkeit auf 50 m am MERRA Gitterpunkt	39
Abb. 36	Schematische Darstellung der MCP-Methode zur Berechnung der Langzeit Ressourcen Oberegg anhand MERRA-Daten und Messdaten Oberfeld	40
Abb. 37	Oberegg, Langzeitverteilung der Windgeschwindigkeiten nach Windrichtung	40
Abb. 38	Oberegg, Langzeit Frequenzverteilung der Windgeschwindigkeiten in Oberegg	41
Abb. 39	Oberegg (blauer Punkt), digitales Höhenmodell (links) und Rauigkeitsmodell (rechts).....	42
Abb. 40	Für die Simulationen benützte horizontales Gitter (links) und vertikales Gitter (rechts)	43
Abb. 41	Vergleich des von WindSim berechneten Höhenprofils (rote Linie) mit gemessenen Werten (blaue Punkte)	44
Abb. 42	Oberegg, Langzeit Windgeschwindigkeitskarte auf 135m über Boden	47
Abb. 43	Bezirk Oberegg, vorgesehene Anlagenpositionen T1 und T2, sowie Position des Windmessmastes	48
Abb. 44	Oberegg CFD Analyse, Überschreitungswahrscheinlichkeiten der Nettoerträge P50, P75 und P90	52
Abb. 45	Referenzstation Säntis, Monatsmittelwerte der Langzeitdaten (10 Jahre) und die von 2015-2016 korrelieren zu 82%.....	53
Abb. 46	Referenzstation Säntis, Langzeit Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeit 2006-2016 zeigen keinen Trend (R^2 0.002).....	54
Abb. 47	Säntis und Oberfeld, Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeiten im Vergleich.....	55
Abb. 48	Säntis und Oberfeld, Korrelation der Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeiten, $R=90\%$	55
Abb. 49	Bild: Säntis und Oberfeld, Tagesmittelwerte der Windgeschwindigkeiten während der Messperiode, Zeitreihe	56
Abb. 50	Säntis und Oberfeld, Korrelation der Tagesmittelwerte der Windgeschwindigkeiten, $R= 68\%$	56
Abb. 51	Oberegg Monte-Carlo-Simulation, Überschreitungswahrscheinlichkeiten der Jahreserträge P50, P75 und P90, jeweils eine Enercon Anlage an der Position des Windmessmastes	60
Abb. 52	Durchschnittliche mittlere Windgeschwindigkeit auf 125m Höhe am Standort im Windatlas Schweiz	62
Abb. 53	Windrose mit Windgeschwindigkeitsverteilung pro Windsektor auf 125m über Boden am Standort (Windatlas Schweiz, links) und aufgrund Messungen prognostizierte Langzeit Windrose auf 135m (rechts).....	62
Abb. 54	Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit, Langzeitdaten am Standort, Windatlas Schweiz (blau) versus Prognose gemäss Windmessungen am Standort (rot)	63
Abb. 55	Übersicht lärmexponierte Gebäude resp. Empfangspunkte EP (schwarz umkreist) im näheren Umkreis der WEA (rote Sterne).....	67
Abb. 56	Windgeschwindigkeitsabhängiger Schallpegel der zwei untersuchten Windturbinen-Modelle E-115 und E-126 mit TES. 95% P_n Schalleistungspegel bei 95% der Nennleistung der Anlage.	68
Abb. 57	TES Trailing Edge Serrations / Hinterkantenkamm (oben) an einem Rotorblatt. Aerodynamischer Schall ohne (unten links) und mit TES (unten rechts), blauer Pfeil Bewegungsrichtung des Rotorblatts	69
Abb. 58	Schalleistungspegel und Produktion der E-126 bei drei Betriebsmodi 0, I und II	69
Abb. 59	Schattenwurf Karten 2006 – 2017, Worst Case (links) und Expected (rechts).....	76
Abb. 60	Häufigkeitsverteilung der Flugweiten von Eisstücken für die betrachteten WEA.....	78
Abb. 61	Trefferhäufigkeiten von Eisstücken pro Rasterfläche (16 m ²) und Jahr in der Umgebung der WEA 1 und 2 am Standort Oberfeld	78
Abb. 62	WEAs und Schutzobjekte, blau Kantonsstrasse, orange Wanderwege.....	79
Abb. 63	Standorte der Wetterradare von MeteoSchweiz.	81
Abb. 64	Von Swisscom vorgeschlagene Richtfunkstrecke SGAN – SAEN (bestehende Strecken Blau, neue Strecken Rot).....	84

Tabellenverzeichnis

Tab. 1	Gemessene, auf Nabenhöhen extrapolierte und langjährige Mittelwerte der Windgeschwindigkeiten	5
Tab. 2	Auswahlkriterien für Standorte der Windenergieanlagen, Kanton Appenzell AI und AR.....	9
Tab. 3	Messstandort des SpiDAR Wind LIDAR	14
Tab. 4	Koordinaten des Windmessmasts.....	15
Tab. 5	Umschreibung der Sensoren und der aufgezeichneten Parameter.....	18
Tab. 6	Datenaufnahme und Kontrolle, für den Standort.....	20
Tab. 7	Oberfeld, Messresultate 01.08.2015 – 31.07.2016 (gelb = extrapolierte Werte)	20
Tab. 8	Gemessene Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeit auf unterschiedlichen Höhen (gelb = extrapolierte Werte, *Anemometer beheizt)	21
Tab. 9	Für den Energieertrag massgebende Weibullparameter A und k (gelb = extrapolierte Werte)	23
Tab. 10	Standort, Vereisungswahrscheinlichkeit während der Auswertungsperiode.....	25
Tab. 11	Standort, Vereisungsperioden während der Auswertungsperiode	25
Tab. 12	Standort, Turbulenzintensität aller Windgeschwindigkeitsklassen während der Auswertungsperiode.....	30
Tab. 13	IEC, Parameter für Windgeschwindigkeitsklassen.....	32
Tab. 14	Standort, Turbulenzintensität der 15 m/s Windgeschwindigkeitsklasse während der Auswertungsperiode.....	32
Tab. 15	Standort, Mittelwerte, Maxima und Minima während der Messperiode	33
Tab. 16	Zusammenstellung der Offerten unterschiedlicher Turbinenhersteller nach technischen Eigenschaften, bzw. Inhalt der Offerten (A = Österreich, ?, ?? = nicht genauer definiert).....	35
Tab. 17	Zusammenstellung der offerierten Anlagen nach erwarteten Erträgen (rot = keine Blattheizung)	35
Tab. 18	Bewertungskriterien, Hersteller Offerten	36
Tab. 19	Resultate der Bewertung der Offerten der Turbinenhersteller	36
Tab. 20	Korrelation der Referenzdaten Säntis, MERRA und MERRA-2 zum Standort Oberegg, AI	38
Tab. 21	Langzeit Windparameter auf 50 m am MERRA-Gitterpunkt (Sensor No.).....	39
Tab. 22	Standort, Langzeit Windparameter auf 99m.....	41
Tab. 23	Oberegg, Langzeit Windparameter auf 99m, nach Windsektoren	41
Tab. 24	Geoinformation des digitalen Höhenmodells.....	42
Tab. 25	Koordinaten und Ausdehnung des digitalen Höhenmodells.....	42
Tab. 26	Rauigkeitslängen für das digitale Rauigkeitsmodell.....	42
Tab. 27	Koordinaten und Ausdehnung des verfeinerten Gitters um WEAs	43
Tab. 28	Koordinaten und Ausdehnung des Gitters des Simulationsgebiets	43
Tab. 29	Randbedingungen und physikalische Parameter der Simulationen im digitalen Modell	44
Tab. 30	Vergleich der mit WindSim modellierten Werte mit den am Windmessmast Oberegg gemessenen Werten	45
Tab. 31	Vergleich der mit WindSim modellierten Werte mit den mit dem LIDAR gemessenen Werten	45
Tab. 32	Langzeitwindressourcen an den Anlagenpositionen auf 135 und 149 m Höhe	47
Tab. 33	Oberegg, vorgesehene Anlagen Modelle für Ertragsberechnungen mit WindSim.....	48
Tab. 34	Oberegg, vorgesehene Anlagenkoordinaten und Abstände.....	48
Tab. 35	Oberegg, Bruttostromproduktion mit zwei E-115 / 3.0 MW mit TES, 135m Nabenhöhe	49
Tab. 36	Oberegg, Bruttostromproduktion mit zwei E-115 / 3.0 MW mit TES, 149 m Nabenhöhe	49
Tab. 37	Oberegg, Bruttostromproduktion mit zwei E-126 EP4 mit TES, 135m Nabenhöhe.....	49
Tab. 38	Oberegg, Ertragsminderungen.....	50
Tab. 39	Oberegg, Nettoproduktion (P50) mit zwei E-115 / 3.0 MW mit TES, 135m Nabenhöhe.....	50
Tab. 40	Oberegg, Nettoproduktion (P50) mit zwei E-115 / 3.0 MW mit TES, 149 m Nabenhöhe.....	50
Tab. 41	Oberegg, Nettoproduktion (P50) mit zwei E-126 EP4 mit TES, 135m Nabenhöhe	51
Tab. 42	Oberegg, geschätzte Unsicherheiten in Berechnung der Windressourcen und Ertragsprognosen ..	51
Tab. 43	Standort der Referenzstation Säntis für das Windenergieprojekt Oberegg (CH1903/LV03).....	53
Tab. 44	Datenaufnahme und Kontrolle für die Referenzstation Säntis	54
Tab. 45	Extremwerte der Windgeschwindigkeit und Temperatur auf Säntis, auf 10 m Höhe gemessen ...	57

Tab. 46	Korrelation der Windgeschwindigkeit und Windrichtung Säntis versus Mastwerte Oberfeld.....	57
Tab. 47	Korrelation der Windgeschwindigkeit und Windrichtung Säntis versus Mastwerte Oberfeld.....	57
Tab. 48	Langjähriger Abgleich von Messdaten Oberfeld mit homogenisierter Windreihe Säntis	58
Tab. 49	Standort, langjährige Ertragsprognose, Enercon E-115 mit Nabenhöhe 135 und 149m	59
Tab. 50	Standort, langjährige Ertragsprognose, Enercon E-126 mit Nabenhöhe 135m	59
Tab. 51	Vergleich der Langzeit Windgeschwindigkeit und Jahreserträge (AEPs) für E-115, 135m Nabenhöhe	60
Tab. 52	Vergleich der Langzeit Windgeschwindigkeit und Jahreserträge (AEPs) für E-115, 149 m Nabenhöhe	60
Tab. 53	Vergleich der Langzeit Windgeschwindigkeit und Jahreserträge (AEPs) für E-126, 135m Nabenhöhe	61
Tab. 54	Vergleich der Langzeit Windgeschwindigkeit und Jahreserträge (AEP Brutto) für E-115.....	61
Tab. 55	Langzeitdaten der Windrose mit Windgeschwindigkeitsverteilung pro Windsektor am Standort (Windatlas Schweiz).....	63
Tab. 56	Daten zur Windrichtungsunabhängigen Frequenz-Verteilung am Standort gemäss Windatlas Schweiz und gemäss Messungen	64
Tab. 57	Gemessene, auf Nabenhöhen extrapolierte und Langzeit-Mittelwerte der Windgeschwindigkeiten.	65
Tab. 58	Belastungsgrenzwerte für Industrie- und Gewerbelärm (LSV, Anhang 6, 2, S. 33).....	66
Tab. 59	Lärmbelastung (Beurteilungspegel) durch WEA und Planungswert Tag; Pegelkorrektur K3 = 4 dB.	67
Tab. 60	Lärmbelastung (Beurteilungspegel) durch WEA und Planungswert Nacht; Pegelkorrektur K3 = 4 dB.	67
Tab. 61	Nettoenergieertrag bei einer Anlaufgeschwindigkeit von 3 m/s für Enercon E-126	71
Tab. 62	Nettoenergieertrag pro WEA bei einer erhöhten Anlaufgeschwindigkeit von 3.8 m/s als Schutz für Fledermäuse für Enercon E-126	72
Tab. 63	Vergleich der Netto Energieproduktion von Enercon E-126 bei einer Anlaufgeschwindigkeit von 3 m/s und 3.8 m/s und Ermittlung der Ertragsminderung durch diese Fledermausschutzmassnahme während den Nächten vom 15.03.-31.10.	73
Tab. 64	Einschätzung der Ertragsminderung durch Abschaltungen der WEA als Schutzmassnahme für Vögel	74
Tab. 65	Maximale Flugweite der betrachteten Eisstücke am Standort Oberfeld in Meter und mal Nabenhöhe+Rotor Ø	77
Tab. 66	Risiko für Sach- bzw. Personenschäden am Standort Oberegg, AI.....	79

Anhangsverzeichnis

Anhang I	Projekt Windmessung Oberfeld (Oberegg AI) Schlussgutachten - Bericht nach 3 Monaten LIDAR-Windmessung	93
Anhang II	Abnahmeprotokoll, Windmessmast Oberfeld.....	111
Anhang III	Kalibrationszertifikate der verwendeten Anemometer	113
1)	100m_AW Thies FC SN03155256_WindGuard	113
2)	90m_AW NRGIceFree3 SN48578-3_SOH.....	117
3)	80m_AW ThiesFC SN03155257_WindGuard	119
4)	60m_AW ThiesFC SN03155258_WindGuard	123
5)	40m_AW ThiesFC SN03155259_WindGuard	127
Anhang IV	Software, Daten und Methoden	131
1)	Windographer	131
2)	Prognos	131
3)	WindPRO.....	131
4)	WindSim	131
5)	Monte-Carlo-Simulation.....	131
6)	Windmessdaten Oberfeld	132
7)	Meteoschweiz Station Säntis.....	132
8)	MERRA, MERRA-2	132
9)	MCP (Measure-Correlate-Predict) -Methode	132
Anhang V	Leistungswerte und Schalleistungspegel der WEAs.....	133
1)	Leistungswerte Enercon E-115 / 3000 kW mit TES	133
2)	Schalleistungspegel Enercon E-115 / 3000 kW mit TES.....	134
3)	Leistungswerte Enercon E-126 EP4 / 4200 kW mit TES	135
4)	Schalleistungspegel Enercon E-126 EP4 / 4200 kW mit TES	136
Anhang VI	Terzbandpegel Enercon E-126-EP4.....	137
Anhang VII	Schätzung der Ertragsverminderungen	139
1)	Verfügbarkeit	139
	Anlagenverfügbarkeit	139
	Verfügbarkeit der Windpark Infrastruktur	139
	Verfügbarkeit des Stromnetzes	139
2)	Elektrischer Wirkungsgrad.....	139
	Elektrische Übertragungsverluste	140
	Windparkverbrauch	140
3)	Leistung der Turbine.....	140
	Allgemeine Leistungskurvenanpassung	140
	Standortspezifische Leistungskurvenanpassung (Site specific power curve)	140
	Hohe-Windhysterese.....	140
4)	Umweltbedingungen.....	141
	Degeneration der Rotorblätter	141
	Vereisung	141
	Extreme Wetterbedingungen	141
	Site Access (Erreichbarkeit des Standortes).....	141
	Baumwachstum.....	142
5)	Umweltauflagen	142
6)	Betriebseinschränkungen	142
	Sektor Management.....	142
	Netz Einschränkungen.....	142
7)	Unvorhergesehene Auflagen.....	142

Anhang VIII	Analyse der Unsicherheiten	143
1)	Windgruppe	143
	Windmessung	143
	Langzeitdaten.....	143
	Strömungsmodell	144
	Jährliche Variabilität	144
2)	Energiegruppe	144
	Leistung.....	144
	Ertragsminderung.....	144
3)	Gesamtunsicherheit.....	145
Anhang IX	Theorie Weibull-Verteilung	146

Anhang I Projekt Windmessung Oberfeld (Oberegg AI) Schlussgutachten - Bericht nach 3 Monaten LIDAR- Windmessung



Projekt Windmessung Oberfeld (Oberegg AI)

Schlussgutachten – Bericht nach 3 Monaten LIDAR-Windmessung

Auftraggeber:
IG Appenzeller Naturstrom Genossenschaft
c/o Werner Geiger
Wiesstrasse 13
9413 Oberegg



Inhaltsverzeichnis

1 Zusammenfassung.....	3
1.1 Empfehlungen.....	3
2 LIDAR-Windmessung Oberfeld.....	3
2.1 Messstandort und Instrumentierung.....	3
2.2 SpiDAR Windmessinstrument.....	6
2.3 Datenverfügbarkeit.....	6
3 Eingangsdaten und Unsicherheit Ertragsschätzung.....	7
3.1 Kenndaten von Windkraftanlagen.....	7
3.2 Unsicherheit der Schätzung des langjährigen Nettostromertrags.....	7
3.3 Korrektur mit Referenzwindreihe St. Gallen der MeteoSchweiz.....	8
4 Resultate.....	10
4.1 SpiDAR-Windmessung Oberfeld.....	10
5 Standorteignung, Windertrag und Stromgestehungskosten.....	13
5.1 Windpotential Oberfeld.....	13
5.2 Stromgestehungskosten.....	15
6 Anhang.....	16
6.1 Fachbegriffe.....	16
6.2 Referenzen.....	17
6.3 Visualisierung der Anlagen.....	17



1 Zusammenfassung

Es wurde eine 3-monatige LIDAR-Windmessung mit dem SpiDAR-Windmessinstrument vom September 2014 bis Anfang Dezember 2014 auf dem Oberfeld in der Gemeinde Oberegg AI durchgeführt.

Für eine Nabenhöhe von 138 Metern über Grund liegt die geschätzte mittlere langjährige Windgeschwindigkeit bei 6.56 m/s und die mittlere Bruttowindleistung bei 359 Wm⁻². Als Referenzanlage wurde die getriebelose Windkraftanlage Enercon E-115 verwendet mit 3 MW Nennleistung. Bei einem angenommen Anlagenverlust von 10 % liegt der geschätzte Windstromertrag im Durchschnitt bei 7.316 GWh oder 7.316 Mio. Kilowattstunden pro Jahr. Mit einer Wahrscheinlichkeit von 50% liegt der langjährige Stromertrag pro Jahr im Bereich zwischen 6.6 GWh und 8.4 GWh. Dies entspricht 2'200 - 2'800 Volllaststunden pro Jahr. Diese Erträge und Volllaststunden sind mit den besten bisher realisierten Standorten in der Schweiz im Unterwallis bei Martigny vergleichbar.

1.1 Empfehlungen

1. Abklärung von weiteren Killerkriterien (sogenannte no-go Kriterien), vor allem Radaranlagen von Skyguide, Radaranlagen der Armee oder Wetterradar von MeteoSchweiz, No-Go's aus Sicht der Raumplanung auch wegen der Nähe zum Kanton St. Gallen
2. Abklärung der Projektvorfinanzierung, z.B. Kontakt mit greenwatt, ADEV, SAK, etc. Zusammenarbeit mit Kanton AR abklären bezüglich Suruggen (gemeinsame Projektfinanzierung?)
3. Abklärung von maximal erlaubter Bauhöhe in Appenzell Innerrhoden für Festlegung der maximalen Nabenhöhe und für maximale Messhöhe der Turmwindmessung (siehe Punkt 5.)
4. Offerten einholen für professionelle Windprojektbegleitung (z.B. Emch&Berger, CSD-Ingenieure, ADEV, Calandawind, etc.)
5. Offerten einholen für Turmwindmessung mit einer Höhe von mindestens ¾ der maximalen Nabenhöhe, welche aufgrund der erlaubten Gesamthöhe der Anlage noch realisiert werden kann
6. 1-jährige Turmwindmessung auf dem Oberfeld nach MEASNET-Richtlinien (falls notwendig mit Untersuchung der Avifauna (Fledermäuse, Vögel)) und Abgleich mit Referenzwindmessung MeteoSchweiz

2 LIDAR-Windmessung Oberfeld

2.1 Messstandort und Instrumentierung

Die Abbildung 1 zeigt links das SpiDAR-Windlidar und rechts den Installateur und verschiedene Helfer bei der Montage des SpiDAR am 2. September 2014. Neben der Messung der Windgeschwindigkeit und der Windrichtung auf 10 verschiedenen Messhöhen (30m, 50m, 70m, 95m, 120m, 140m, 150m, 160m, 180m und 200m) wurden am Boden auch die Lufttemperatur, die Luftfeuchte und der barometrische Luftdruck gemessen. Das SpiDAR kann auch Perioden mit Niederschlag erkennen.

Der Messstandort Oberfeld liegt auf einer schmalen Nagelfluhrippe, welche rund 10m – 15m höher liegt als das



umliegende Gelände (siehe Abbildung 1, unten). Richtung Nordwesten befindet sich eine grosse und relativ ebene Wiese, welche ideal wäre für eine spätere Mastwindmessung. Der gewählte Standort für die SpiDAR-Messung tangierte auch die Bewirtschaftung durch den Pächter nicht.



Abbildung 1: LIDAR-Windmessung Oberfeld mit Messgerät „SpiDAR“ (links). Auf der rechten Seite Gruppenbild mit Monteur Mehmet von der Firma Interwind (2.v.r) mit Unterstützung durch Peter Baldauf (IG Naturstrom), Thomas Bischofberger (Bezirksverwaltung Oberegg), Werner Geiger (IG Naturstrom) und Dr. Bruno Dürr (von links). Unten befindet sich das komplette Panorama mit den 4 Himmelsrichtungen aufgenommen am Standort des SpiDAR.

Tabelle 1 fasst die Angaben für den Messstandort und die Referenzstation St. Gallen zusammen.

Standort	CH-Koordinaten	Höhe m ü.M.	Auswertungsperiode	Betreiber / Auftraggeber
Oberfeld	757'318 / 252'305	1122	02.09.2014 – 30.11.2014	Interwind / IG Naturstrom
St. Gallen	747'861 / 254'586	786	Jan. 1981 – Nov. 2014	MeteoSchweiz

Tabelle 1: Angaben zur Windmessung Oberfeld (Oberegg AI) und zur Referenz-Windstation St. Gallen der MeteoSchweiz.

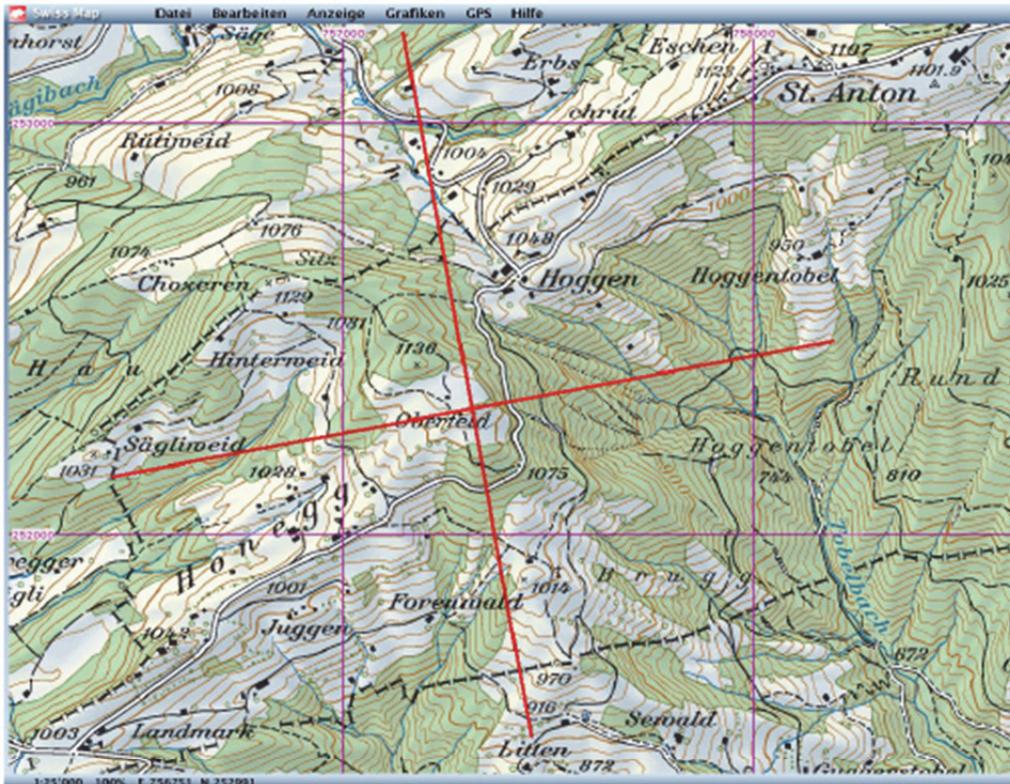


Abbildung 2: Standort der Windmessung Oberegg-Oberfeld. Rote Linien zeigen den Verlauf der Geländeprofile in Abbildung 3. Die Hauptwindrichtung verläuft von Süd-Südost nach Nord-Nordwest (SwissMap, LKVIS 1.2.6).

Abbildung 2 zeigt den Kartenausschnitt und die Spur der Geländeprofile entlang der Hauptwindrichtung (SSO - NNW) und senkrecht dazu. Die Hauptwindrichtung stammt aus Richtung Rheintal (siehe auch Windrose in Abb. 4).

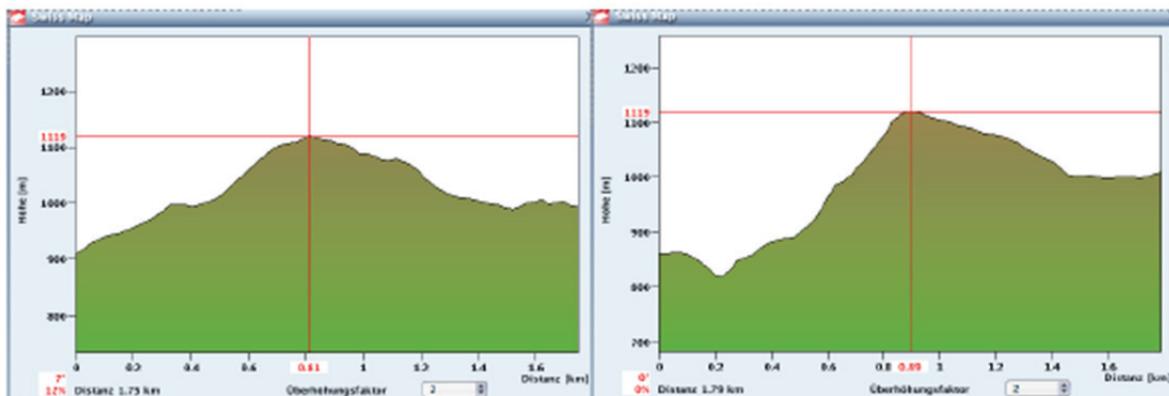


Abbildung 3: Links das Höhenprofil Süd-Nord und rechts Ost-West der LIDAR-Windmessung Oberfeld mit 2-facher Überhöhung. Rote Linien markieren die Position und Höhe der LIDAR-Windmessung (SwissMap, LKVIS 1.2.6).

Die Höhenprofile in Abbildung 3 zeigen, dass das Oberfeld für beide Hauptwindrichtungen (aus Süd-Südost und aus West-Südwest) den höchsten Punkt entlang des Profils darstellt. Somit wird das Oberfeld durch keine Geländeerhebungen in der näheren Umgebung negativ beeinflusst.



2.2 SpiDAR Windmessinstrument

Das neuartige LIDAR-Messinstrument SpiDAR der Firma Pentalum zeichnet sich durch ein bisher einzigartiges Preis-Leistungsverhältnis im Vergleich zu den bisher eingesetzten LIDAR-Instrumenten ZephIR und Windcube aus. Das in der Messkampagne eingesetzte SpiDAR ist im Besitz der Calandwind AG, welche die zur Zeit einzige Grosswindanlage der Ostschweiz in Haldenstein bei Chur betreibt. Verschiedene Vergleichsmessungen auch in komplexerem Gelände haben die hohe Genauigkeit der Windgeschwindigkeits- und Windrichtungsmessung erwiesen. Weniger klar ist zur Zeit noch die Qualität der Messung der Turbulenzintensität (TI), sodass im vorliegenden Bericht generell für alle Messhöhen ein Sicherheitszuschlag von 3 % für die Messung der TI bei einer Windgeschwindigkeit von 15 m/s hinzugerechnet wird.

2.3 Datenverfügbarkeit

Die Methode der Windmessung mit einem unsichtbaren Infrarotlichtstrahl (LIDAR) hat prinzipiell ein Problem bei Regenwetter mit Niederschlag und Nebel. Während der Messperiode zeigten rund 17.6% aller Zehnminutemesswerte Niederschlag an. Auf Empfehlung des Betreibers der SpiDAR-Windmessung, Interwind, wurde für die Auswertung der Messdaten ein Niveau von 16% als Minimum für den Qualitätsflag („Quality control“ – QC) der SpiDAR-Messung angenommen. Die im Bericht verwendete Verfügbarkeit (siehe Tabelle 2) ist fett markiert.

Messhöhe	30m	50m	70m	95m	120m	140m	150m	160m	180m	200m
Verfügbarkeit (%)	80.76	76.48	75.99	72.76	69.31	66.86	65.97	61.55	54.65	54.71
Verfügbarkeit ohne Niederschlag (%)	98.05	92.85	92.26	88.34	84.14	81.17	80.09	74.72	66.35	66.42
Anteil QC = 0 (%)	12.46	15.31	15.96	17.51	19.23	19.74	19.78	22.76	26.25	24.16
Anteil QC > 0 (%)	87.54	84.69	84.04	82.49	80.77	80.26	80.22	77.24	73.75	75.84

Tabelle 2: Datenverfügbarkeit in Prozent (Messdaten mit genügend hohem Qualitätsflag (QC)), Datenverfügbarkeit für Messungen ohne Niederschlag in %, Prozentsatz der Messdaten, welche mit Sicherheit nicht verwendet werden können (QC = 0) und Prozentsatz mit QC grösser Null.

Die Datenverfügbarkeit liegt bereits auf einer Messhöhe von 30 Meter über Grund unterhalb der von den internationalen Normen geforderten 85% und nimmt sukzessive ab bis zu einer Quote von etwas mehr als 54% aller möglichen Zeitpunkte auf einer Höhe von 200 Metern. Wenn nur Messdaten ohne Niederschlag verwendet würden, wäre die Datenverfügbarkeit bis auf eine Höhe von 100m innerhalb der Vorgaben. Wenn nur die Messungen mit einem Qualitätsflag gleich Null nicht berücksichtigt würden, würden sich die Datenverfügbarkeiten auf 87% auf 30m und 74% auf 180m erhöhen. Für einen häufigeren Einsatz des SpiDAR im komplexen Gelände muss die Datenverfügbarkeit also in Zukunft noch deutlich verbessert werden. Zum heutigen Zeitpunkt sind LIDAR-Windmessungen alleine noch nicht ausreichend für eine Evaluation des Windpotentials an einem bestimmten Standort. Das bedeutet, dass weiterhin Turmwindmessungen von den Windanlagenherstellern und von den Kreditgebern (Banken) vorausgesetzt werden, was bei den immer grösseren Nabenhöhen eine grosse technische und wirtschaftliche Herausforderung im Alpenraum ist.

Für den Vergleich mit der Referenzwindreihe von St. Gallen wurden nur diejenigen Zeitpunkte berücksichtigt, für welche gültige Messwerte vorhanden waren, sodass der Einfluss der Datenlücken auf den Abgleich mit der Referenzwindreihe entsprechend korrekt berücksichtigt wird.



3 Eingangsdaten und Unsicherheit Ertragsschätzung

Für das vorliegende Gutachten wurden folgende Datenquellen benutzt (siehe Tabelle 1):

1. 10-Minutenmittelwerte der LIDAR-Windmessung SpiDAR auf dem Oberfeld (Oberegg AI)
2. 10-Minutenmittelwerte der Meteoparameter (Temperatur, Feuchte, Luftdruck) auf dem Oberfeld
3. Langjährige Reihe der 10-Minutenmittelwerte der Windstärke der MeteoSchweiz-Station St. Gallen von Januar 1981 – November 2014

3.1 Kenndaten von Windkraftanlagen

Für die Berechnung des langjährigen Nettostromertrags an den beiden Messstandorten wurden die Leistungskennlinien von 5 grossen Windkraftanlagen (WKA) verwendet, welche eine Nennleistung zwischen 2000 kW bis maximal 3000 kW aufweisen (siehe Tabelle 3). Der Rotorfläche gibt an, welche Fläche die Rotorblätter während einer Umdrehung überstreichen. Bei den grössten Anlagen ist es bereits mehr als 1 Hektare! Die Flächenspezifische Leistung gibt an, bei welcher minimalen Windleistung die Anlage die Nennleistung erreicht. Je tiefer dieser Wert, desto geeigneter ist die Anlage für Schwachwindregionen. Die Anlagen der Firma Enercon zeigen generell die höchste Abschaltgeschwindigkeit. Alle Anlagen sind für Gebiete mit geringerem Windaufkommen geeignet, speziell die Anlagen mit P_F kleiner 300 W/m². Alle Anlagen mit Ausnahme derjenigen von Vestas zeichnen sich dadurch aus, dass sie kein Getriebe benötigen, und daher wartungsarm sind. Die Auswahl eines geeigneten WKA-Typs aufgrund der gemessenen Wind- und Turbulenzverhältnisse am Standort wird durch den Hersteller vorgenommen.

Windkraftanlage (WKA)	Nennleistung Kilowatt (kW)	Rotorfläche (m ²)	Flächenspezifische Leistung P_F (W/m ²)	Abschaltgeschwindigkeit (m/s km/h)
Enercon E-92	2'300	6'648	354	34 122
Leitwind 104	2'000	8'495	236	25 90
Siemens SWT-113	2'300	10'029	230	25 90
Enercon E-115	3'000	10'516	285	34 122
Vestas V-112	3'000	9'852	312	25 90

Tabelle 3: Übersicht Windkraftanlagen für Jahresertrags- und Volllaststundenvergleich (siehe Abbildung 7).

3.2 Unsicherheit der Schätzung des langjährigen Nettostromertrags

Die vorliegende Auswertung berücksichtigt die folgenden 8 Hauptfehlerquellen, welche einen Einfluss auf die Berechnung des Jahresstromertrags 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 SpiDAR-Windmessung wird eine **Unsicherheit von ± 10 %** angenommen.



2. Abweichung der realen von der angenommenen Messhöhe. **Unsicherheit: ± 5 Meter.**
3. Systematische Abweichung der gemessenen mittleren Rauigkeitslänge z_0 vom tatsächlichen Wert auf dem Niveau der Nabenhöhe. **Unsicherheit: ± 50 %.**
4. Systematische Abweichung der realen Leistungskennlinie einer WKA von den Herstellerangaben. **Unsicherheit: ± 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: ± 4 %.**
6. Bruchstellen in der langjährigen Referenzreihe der Bruttowindleistung der MeteoSchweiz aufgrund von Instrumenten- oder Standortwechseln. **Unsicherheit: ± 6 %.**
7. Bruchstellen in der langjährigen Referenzreihe der Nennwindleistung der MeteoSchweiz aufgrund von Instrumenten- oder Standortwechseln. **Unsicherheit: ± 4 %.**
8. Unsicherheit bei der Bestimmung des monatlichen Korrelationskoeffizienten c der Bruttowindleistung an der Mess- und der Referenzstation (siehe Kap. 3.3): **Unsicherheit: ± 10 %.**

Mit Hilfe der sogenannten Monte-Carlo Methode wurde für eine grosse Zahl (10'000) von zufälligen Kombinationen der 8 oben genannten Fehlerquellen der Nettostromertrag berechnet, um zu bestimmen, mit welcher Wahrscheinlichkeit ein gewisser langjähriger Nettostromertrag der Windkraftanlage überschritten wird. Die zufälligen Kombinationen wurden mit einem Zufallszahlengenerator erstellt. **Üblicherweise wird angegeben, welcher Nettostromertrag mit einer Wahrscheinlichkeit von 75 % (Ep_{75}), 50 % (Ep_{50}) oder von 25 % (Ep_{25}) überschritten wird.**

Eine Überschreitungswahrscheinlichkeit von 50 % entspricht dem durchschnittlichen Stromertrag als Resultat aus der Monte-Carlo Simulation. Dieser Wert kann etwas abweichen vom sogenannten **Erwartungswert**, welcher dem durchschnittlichen jährlichen Nettostromertrag (inklusive aller Anlagenverluste) entspricht, 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 dem 75 %- und dem 25 %-Wert, und desto unsicherer die tatsächliche Position des langjährigen durchschnittlichen Stromertrags.**

3.3 Korrektur mit Referenzwindreihe St. Gallen 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 und mindestens auf $\frac{1}{3}$ der geplanten Nabenhöhe 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 Bruttowindleistung (WL) 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 mittlere tägliche Bruttowindleistung 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 Windleistung WL'' klimatologisch mit Hilfe der langjährigen Referenzmessstation zu korrigieren:

$$WL' = \frac{WL''}{(c \cdot (r_m - 1)) + 1}$$

Der monatliche Korrekturfaktor r_m ist das Verhältnis der aus den Messdaten an der

Referenzstation geschätzten Windleistung für einen bestimmten Monat zum langjährigen Mittelwert der Windleistung für diesen Monat an der Referenzstation für die vorgegebene Nabenhöhe.

Um aus den Monaterträgen der Messperiode auf den jährlichen Nettostromertrag schliessen zu können, muss bekannt sein, wie viel prozentual jeder Monat im langjährigen Mittel zum Jahrestotal auf der vorgegebenen Nabenhöhe am gegebenen Standort beiträgt. Dies wird als relativer Jahresgang der mittleren Windleistung bezeichnet. Hier wird jedoch anstelle der mittleren Windleistung der relative Jahresgang der mittleren monatlichen Anlagenleistung (AL_i) der betreffenden Windkraftanlage verwendet. Da diese Information aufgrund der kurzen Messperiode am Standort meist fehlt, wird grossteils auf den langjährigen Jahresgang an der Referenzstation in der Nähe 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

$$AL \text{ mit: } AL = r_j \cdot \overline{AL'} \text{ und } r_j = \sum_{i=1}^3 \left(\frac{100}{12} \right) / \sum (AL_i).$$

Die Tabelle 4 fasst die monatlichen Korrelationskoeffizienten c , die Korrekturfaktoren r_m , und den jährlichen Korrekturfaktor r_j bezüglich der Referenzstation St. Gallen zusammen. Der durchschnittliche Korrelationskoeffizient zwischen der LIDAR-Windmessung Oberfeld und St. Gallen beträgt nur gerade 0.637, was im Vergleich zu anderen Standorten ein geringer Wert ist. Dies bedeutet, dass es im Raum Ostschweiz und auch im gesamten Messnetz der MeteoSchweiz keine langjährige Referenzstation gibt, wo sich das Windaufkommen mehr oder weniger gleich verhält wie auf dem Oberfeld. Der Mittelwert für r_m über die 3 Monate beträgt 1.26, d.h. die 3-monatige Messperiode wies gegenüber dem langjährigen Durchschnitt ein Windenergiedefizit von 26 % auf! Da die 3 Monate September, Oktober und November in der Summe unterdurchschnittlich zum Jahresertrag beitragen (Durchschnittsmonat hat ein Gewicht von 100 % / 12 Monate = 8.33 % pro Monat), muss die mittlere Anlagenleistung mit dem Faktor r_j um rund 17 % nach oben korrigiert werden.

Monat / Jahr	LIDAR-Windmessung Oberfeld (Oberegg AI)		
	September 2014	Oktober 2014	November 2014
Korrelationskoeffizient c	0.598	0.754	0.268
Korrekturfaktor r_m	1.3919	1.2437	1.1398
Rel. Jahresgang AL_i St. Gallen (%)	5.25	7.06	9.05
Korrekturfaktor r_j	1.1712		

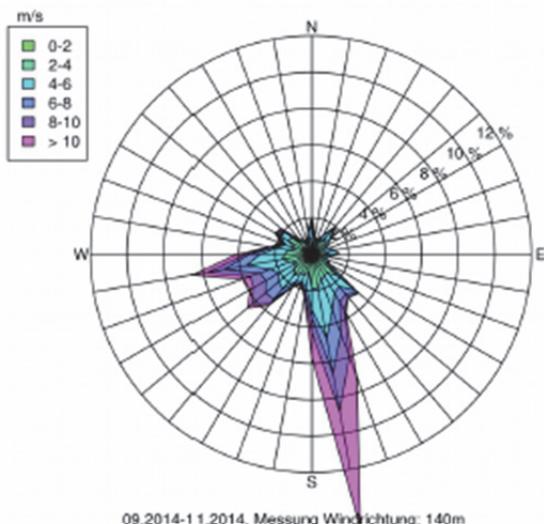
Tabelle 4: Korrelationskoeffizient c und Korrekturfaktor r_m für die monatliche klimatologische Korrektur der Bruttowindleistung für eine Nabenhöhe von 138 Meter im Vergleich zur Referenzstation St.Gallen der MeteoSchweiz. Die durchschnittliche korrigierte Anlagenleistung über die 3 Monate Messung wird mit dem Korrekturfaktor r_j auf die mittlere jährliche Anlagenleistung auf der Nabenhöhe von 138m gebracht.



4 Resultate

4.1 SpiDAR-Windmessung Oberfeld

Windrose (Mittel: 5.54 m/s) Oberegg-Oberfeld SpiDAR 1122m ü.M



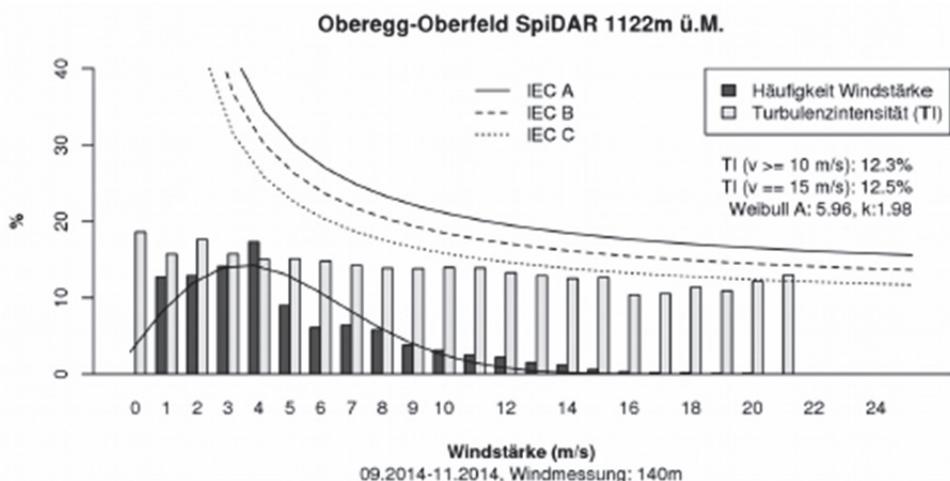
09.2014-11.2014, Messung Windrichtung: 140m

Abbildung 4: Prozentuale Häufigkeit, woher der Wind mit welcher Windstärke bläst und Mittelwert der Windgeschwindigkeit während der Messperiode.

Die verschiedenen Windgeschwindigkeiten auf 140m über Grund. Die häufigste Windklassen ist diejenige zwischen 4-5 m/s. Es treten jedoch auch verhältnismässig häufig hohe Windgeschwindigkeiten von 7 - 16 m/s auf.

Die farbigen Flächen in Abbildung 4 zeigen, woher der Wind bläst mit welcher Stärke und wie häufig. Die Winde traten während der Messperiode mehrheitlich aus Süden (170°) aus Richtung dem St. Galler Rheintal auf. Laut Windrose gibt es 2 Hauptwindrichtungen, welche die Windrose klar dominieren: die stärksten und häufigsten Winde treten aus Richtung Süden auf (Föhn und Bergwind). Genau im rechten Winkel dazu existiert ein zweites Windmaximum aus Richtung West-Südwesten, wobei sich diese Westrichtung weiter unterteilt in Winde aus Richtung 260° (Westwind) und aus 230° (Südwestwind). Die Winde aus Nord- und Ostrichtung treten deutlich seltener und schwächer auf. Die Föhnwinde und Bergwinde erreichen sehr häufig Windgeschwindigkeiten von mehr als 6 m/s. Und auch die Winde aus westlicher Richtung sind häufig stärker als 6 m/s.

Die Abbildung 5 zeigt die prozentuale Häufigkeit



09.2014-11.2014, Windmessung: 140m

Abbildung 5: Prozentuale Häufigkeit verschiedener Windgeschwindigkeiten mit anliegender Kurve der Weibullverteilung und mittlere Turbulenzintensität (%) pro Windklasse mit Angabe der Normwerte nach IEC 64000-1 auf 140m über Grund für die SpiDAR-Windmessung Oberfeld.



Die Verteilung der verschiedenen Windgeschwindigkeiten lässt sich durch die sogenannte Weibull-Kurve eher schlecht beschreiben, was für eine 3-monatige Messung jedoch typisch ist. Die Turbulenzintensität bewegt sich meist im Bereich zwischen 10% und 15% und liegt somit innerhalb der entsprechenden Normen. Wie früher bereits im Kapitel 2.2 erwähnt, wird für TI bei 15 m/s ein Sicherheitszuschlag von 3 % angenommen, sodass der Wert für 15 m/s bei 15.5 % statt 12.5 % liegt.

Die Abbildung 6 zeigt den Verlauf der Zunahme der Windleistung mit der Messhöhe für die 3 Messmonate getrennt. Die Zunahme ist für den Bereich unterhalb von 95m Höhe leicht unterdurchschnittlich (Punkte 50m und 70m liegen leicht unter der Gerade) und oberhalb von 95m eher überdurchschnittlich. Aber insgesamt ist die Zunahme mit der Messhöhe regelmässig und zeigt keine Unregelmässigkeiten aufgrund von Geländeeinflüssen.

Bruttowindleistung (WL) Oberegg-Oberfeld SpiDAR 1122m ü.M.

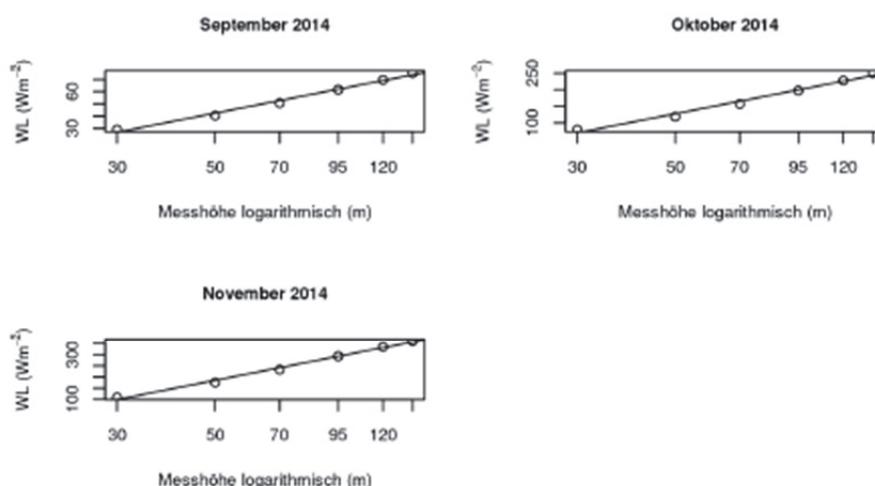
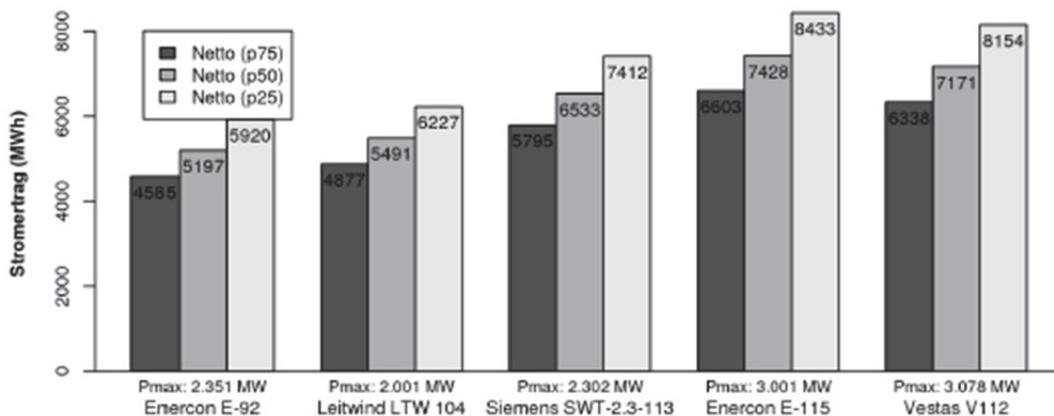


Abbildung 6: Gemessene Zunahme der Bruttowindleistung (WL) mit der Höhe über Grund über dem Oberfeld in logarithmischer Darstellung. Oberhalb von 95m nimmt die Windenergie mit der Höhe etwas stärker zu.

Die Abbildung 7 zeigt den mutmasslichen durchschnittlichen Stromertrag der 5 untersuchten WKA und die 3 Stufen der Überschreitungswahrscheinlichkeiten (75%, 50% und 25%) für eine Nabenhöhe von 138 Metern über Grund. Beispielsweise bedeutet die Zahl 75%, dass mit einer Wahrscheinlichkeit von 75% der langjährige Mittelwert über dem angegebenen Wert liegt. Der absolut höchste Stromertrag kann mit der neuen Anlage der Firma Enercon E-115 erzielt werden mit 7.4 Millionen Kilowattstunden oder 7.4 GWh pro Jahr. Etwas geringer ist der Stromertrag Vestas V-112. Ein Anlage dieses Typs ist seit Februar 2013 in Haldenstein bei Chur im Einsatz und soll dort ca. 4.5 GWh pro Jahr produzieren. Der Unterschied des Erwartungswerts (50%) zum 75 % und zum 25 %-Wert beträgt je etwa ± 12 %. Dank der Nähe zur Referenzstation St. Gallen ist die Unsicherheit der Ertragschätzung trotz nur 3 Monaten Messung relativ gering. Bei den Volllaststunden können je nach Anlage und mit einer Wahrscheinlichkeit von 50 % Werte zwischen 2'200 Stunden und 2'800 Stunden erwartet werden. Diese Werte sind für Schweizer Verhältnisse sehr gut und sind eigentlich nur noch bei den Anlagen im Unterwallis bei Collonges und bei Martigny vergleichbar hoch.

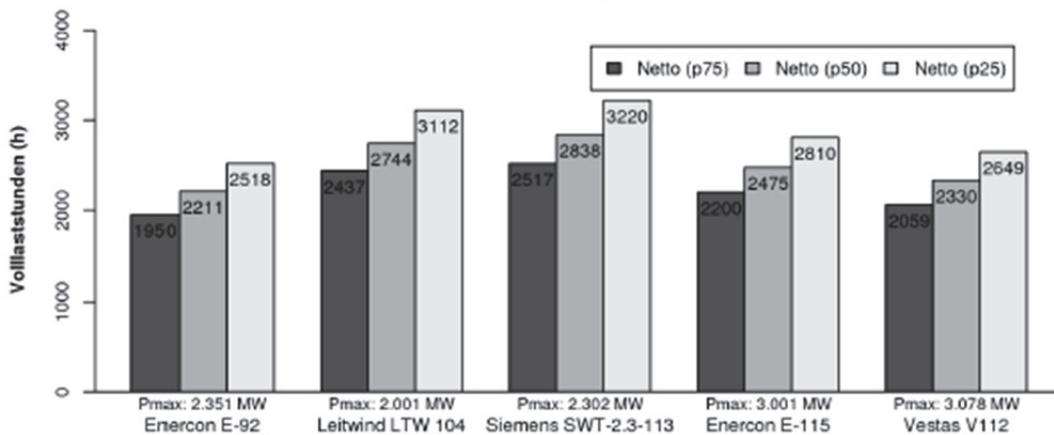


Jährlicher Stromertrag Oberegg-Oberfeld SpiDAR 1122m ü.M.



Windkraftanlage
09.2014-11.2014, Nabe: 138m, z0=0.82m, Verluste: 10%, Ref.-Station: St.Gallen Sunergy GmbH, 28.01.15

Jährliche Volllaststunden Oberegg-Oberfeld SpiDAR 1122m ü.M.



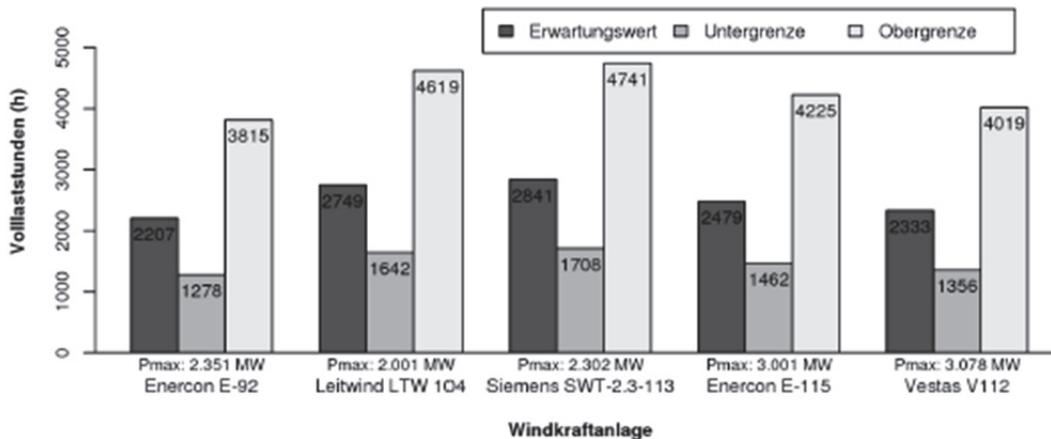
Windkraftanlage
09.2014-11.2014, Nabe: 138m, z0=0.82m, Verluste: 10%, Ref.-Station: St.Gallen Sunergy GmbH, 28.01.15

Abbildung 7: Schätzung langjähriger Nettostromertrag (oben) und Volllaststunden (unten) für 5 verschiedene WKA mit 138m Nabenhöhe für das Oberfeld (Oberegg AI).

Abbildung 8 zeigt noch zum Vergleich die Bandbreite zwischen dem schlechtesten und besten anzunehmenden Fall berechnet aus den Extremwerten der 8 möglichen Hauptfehlerquellen (siehe Kap. 3.2). Im schlechtesten, aber auch extrem unwahrscheinlichen Fall, ist nur noch mit knapp 1'500 Volllaststunden für die E-115 zu rechnen im langjährigen Mittel. Die Gestehungskosten für den schlechtesten Fall (Untergrenze) sind in Tabelle 7 aufgeführt.



Jährliche Volllaststunden Oberegg-Oberfeld SpiDAR 1122m ü.M.



09.2014-11.2014, Nabe: 138m, z0=0.82m, Verluste: 10%, Ref.-Station: St.Gallen Sunergy GmbH, 28.01.15

Abbildung 8: Schätzung langjährige mittlere Volllaststunden mit dem schlechtesten (Untergrenze) und besten (Obergrenze) Fall für 5 verschiedene WKA mit 138m Nabenhöhe für das Oberfeld (Oberegg AI).

Zusammengefasst unterstreichen die bisherigen Ausführungen die aussergewöhnlich gute Lage des Oberfeld:

1. Der Standort liegt in der direkten Verlängerung einer der wenigen direkten Verbindungen zwischen der Alpennord- und Alpensüdseite über den Splügenpass via Alpenrheintal Richtung Alpenvorland.
2. Der Standort befindet sich aber gleichzeitig auch im Bereich der Zone der stärksten Umströmung der Alpen. Das heisst, dass die Luft, welche die hohen Alpen nicht zu überfliessen vermag, die Tendenz hat die Alpen entlang der Voralpen zu umfliessen. Dieser Umstand führt auch zu den grossen Windpotentialen im Jura und im Allgäu (z.B. in Wildpoldsried).
3. Der Standort liegt mit etwas mehr als 1'100m ü.M. meist über dem grossen Kaltluftsee des Schweizerischen Mittellandes, welcher sich im Winterhalbjahr oft vom Genfersee über das gesamte Mittelland bis zum Bodensee und bis hinein in die grossen Alpentäler wie das Rheintal erstreckt. Die Obergrenze dieses grossen Kaltluftsees befindet sich typischerweise auf 900m – 1000m ü.M., was etwa der Höhe des östlichen Juras entspricht, welcher als Barriere für den Abfluss der kalten Luft Richtung Oberrheingraben wirkt. Die im Winter häufig zugeführte und relativ warme Atlantikluft hat somit die Tendenz das Mittelland zu überfliessen. Das Oberfeld ragt dank seiner Höhenlage in diese Zone hinein.

5 Standorteignung, Windertrag und Stromgestehungskosten

5.1 Windpotential Oberfeld

Die Tabelle 5 fasst die Ergebnisse der Windmessung Oberfeld auf verschiedenen Messhöhen zusammen (siehe Tabelle 1). \bar{T} höher als ca. 19% bedeutet, dass die IEC-Richtlinien für Windkraftanlagen überschritten werden. Die Grenzwerte für die Turbulenzintensität (\bar{T}) werden also auf allen Höhen trotz Sicherheitszuschlag eingehalten. Die Windgeschwindigkeit nimmt mit der Höhe kontinuierlich zu. Der Faktor k der Weibull-Verteilung mit einem Wert nahe 2 zeigt an, dass die hohen Windgeschwindigkeiten im Verhältnis zu den tiefen Geschwindigkeiten nicht



übervertreten sind, wie es sonst oft in den Föhngebieten der Fall ist. Das bedeutet, dass hohe Windgeschwindigkeiten auch häufig bei anderen Wetterlagen als bei Föhn auf dem Oberfeld auftreten.

Stationsname	Messhöhe m	\bar{v} m/s	\bar{v}_{max} m/s	Weibull A m/s	Weibull k	\bar{T}_I ($v = 15$ m/s) %
Oberfeld	30	3.92	15.30	4.49	2.12	17.5
Oberfeld	50	4.41	17.27	4.92	2.01	16.2
Oberfeld	70	4.77	17.98	5.21	1.98	15.5
Oberfeld	95	5.12	19.91	5.50	1.98	14.4
Oberfeld	120	5.35	20.35	5.67	1.99	15.7
Oberfeld	140	5.52	21.03	5.76	2.03	15.7
Oberfeld	150	5.58	21.58	5.80	2.04	15.9
Oberfeld	160	5.65	20.74	5.87	2.05	15.9
Oberfeld	180	5.81	21.54	5.95	2.14	15.9
Oberfeld	200	5.97	21.99	6.07	2.21	16.7

Tabelle 5: Ergebnisse der Windmessung Oberfeld (siehe Tabelle 1). Messhöhe: Höhe des Windmessers, \bar{v} : Mittelwert der Windgeschwindigkeit, \bar{v}_{max} : das höchste 10-Minutenmittel, A und k: Faktoren der Weibull-Verteilung, \bar{T}_I : mittlere Turbulenzintensität für Windgeschwindigkeiten von 15 – 16 m/s korrigiert durch die Addition von 3 % als Sicherheitszuschlag.

Die Tabelle 6 fasst die Ergebnisse auf 3 verschiedenen Nabenhöhen auf dem Oberfeld zusammen. Die Zunahme des Stromertrags pro Meter Zunahme der Nabenhöhe schwächt sich oberhalb von 119 Metern ab. Somit ist die Frage der richtigen Turmhöhe auch eine Frage der Mehrkosten für einen höheren Turm inklusive der erhöhten Montagekosten. Die Produktion des Windstroms erfolgt mehrheitlich im Winterhalbjahr von Oktober bis März. Die Anzahl der Betriebsstunden dürfte sich im Bereich von 75 % - 80 % der Jahresstunden bewegen, ein hervorragender Wert für die Schweiz.

Nabenhöhe m	\bar{v} m/s	\bar{P}_S W/m ²	Windpotential kWh/m ² /a	Winteranteil %	Produktion h/a	Ertrag MWh/a	Volllast h	Ertragszunahme %/m
98	6.03	275	2414	56.3	6550	6513	2170	-
119	6.33	320	2804	56.0	6750	6982	2326	0.34
138	6.56	359	3147	55.7	6900	7316	2438	0.25

Tabelle 6: Ergebnisse der geschätzten langjährigen Mittelwerte auf 3 verschiedenen Nabenhöhen auf dem Oberfeld (Oberegg AI). \bar{v} : Mittelwert der Windgeschwindigkeit, \bar{P}_S : mittlere Bruttowindleistung, Winteranteil: Anteil Produktion Oktober – März an Jahresproduktion. Produktion ist die ungefähre Anzahl Stunden pro Jahr, wo die WKA Strom produzieren würde (Betriebsstunden), und Ertrag die Schätzung für den jährlichen Stromertrag für die Enercon E-115 mit 3'000 kW Nennleistung (10 % Anlagenverluste inklusive). Die Volllaststunden geben an, wie viele Stunden die Anlage mit voller Leistung laufen müsste, um den jährlichen Stromertrag zu produzieren. Die Ertragszunahme mit der Höhe relativ zur nächsttieferen Nabenhöhe wird gewichtet mit der Differenz der Nabenhöhe zur nächsttieferen Nabenhöhe in Metern (m).



Das Windaufkommen ist von Jahr zu Jahr grösseren natürlichen Witterungsschwankungen unterworfen. Es wurde für die Referenzstation St. Gallen untersucht, wie der Jahresstromertrag von Jahr zu Jahr variiert hätte für eine E-115 mit 138m Nabenhöhe. Für die Hälfte (50 %) aller 34 untersuchten Jahre hätte sich der Jahresstromertrag zwischen 91.5 % (p_{75}) und 107.3 % (p_{25}) vom langjährigen Mittelwert bewegt.

5.2 Stromgestehungskosten

Für die Berechnung der Stromgestehungskosten einer Enercon E-115 mit 138 Meter Nabenhöhe auf dem Oberfeld wurden zwei gegensätzliche Modelle angenommen:

1. Eine konventionelle Finanzierung 100% via Bank und einer Verzinsung von 4%.
2. Eine Finanzierung über ein Bürgerbeteiligungsmodell ohne Verzinsung des Kapitals und mit linearer Abschreibung der Anlagekosten über die Nutzungsdauer.

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 € = 1.05 CHF, beinhaltet grobe Schätzung der Netzanschlusskosten an den nächsten Trafo, Abschätzung Ausbaurbeiten an den Zufahrtsstrassen und die Kosten für Windmessung / UVP-Verfahren, etc. (insgesamt 900'000.-), Unvorhergesehenes: 100'000.-)
- Die Betriebs- und Unterhaltskosten werden mit 100'000.- jährlich angenommen (1.365 Rp. pro kWh Stromertrag der Anlage, entspricht Vollwartungsvertrag EPK I von Enercon)
- Beinhaltet keine Mehrwertsteuer

Alle Angaben zur E-115 wurden aus einer Richtofferte der Firma Enercon vom November 2012 entnommen und können von den aktuellen Kosten entsprechend abweichen. Die Tabelle 7 fasst die mittleren Stromgestehungskosten (Energiekosten) und die durchschnittliche Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) über 20 Jahre zusammen.

	Stromgestehungskosten (Rp./kWh)	Gestehungskosten Untergrenze (Rp./kWh)
100%-Bankdarlehen mit Verzinsung von 4%	8.4	13.3
Bürgerbeteiligung, lineare Abschreibung, zinslos	6.2	9.6
Durchschnittliche Vergütung KEV über 20 Jahre	20.3	21.5

Tabelle 7: Vergleich der Stromgestehungskosten für 2 verschiedene Finanzierungsvarianten über die Nutzungsdauer der Windkraftanlage: links auf der Basis des durchschnittlichen jährlichen Stromertrags einer Enercon E-115 von 7'316 MWh pro Jahr (siehe Tabelle 6) und rechts im schlechtesten Fall (siehe Abbildung 8).

Eine übliche Finanzierungsvariante mit 100%-Fremdfinanzierung und Verzinsung dieses Kapitals führt zu Stromgestehungskosten von rund 8.4 Rp./kWh (13.3 Rp./kWh im schlechtesten Fall), was weit unterhalb des aktuellen mittleren KEV-Einspeisetarifs von 20.3 Rp./kWh (21.5 Rp./kWh im schlechtesten Fall) gemittelt über 20 Jahre liegt. Die Energiekosten für ein reines Bürgerbeteiligungsmodell ohne Verzinsung liegen sogar im Bereich von 6.2 Rp./kWh (9.6 Rp./kWh im schlechtesten Fall).



Für den KEV-Einspeisetarif muss man einschränken, dass schlussendlich derjenige **KEV-Vergütungssatz** ausbezahlt wird, der zum Zeitpunkt der **Inbetriebnahme der Windanlage** gilt! Aktuell sind beim Bundesamt für Energie bereits Bestrebungen im Gange die Vergütungssätze nach unten anzupassen wegen dem Wegfall der Untergrenze für den Schweizer Franken gegenüber dem Euro. Der Stromimport aus dem EU-Raum ist jetzt noch billiger geworden.

Die oben genannte Schätzung der Investitionskosten ist jedoch noch mit erheblichen Unsicherheiten behaftet bezüglich den tatsächlichen Kosten der notwendigen Ausbauten an der Zufahrt und an der Stromleitung. Eine wirtschaftliche Nutzung der Windkraft erscheint auf dem Oberfeld jedoch als sehr attraktiv. Es sind bei den Kosten für die Zufahrt und Stromleitung weitere Einsparungseffekte bei den Erschliessungskosten (Strasse, Stromleitung) zu erwarten, wenn 2 oder sogar 3 Windanlagen (zusammen mit den Chozeren) realisiert würden.

6 Anhang

6.1 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 TI:	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 Gesamtverlust einer WKA wurde hier zu 10 % 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

6.2 Referenzen

- [Energieverordnung \(EnV\), Anhang 1.3 \(Anschlussbedingungen für Windenergie\)](#)
- [Richtlinie kostendeckende Einspeisevergütung \(KEV\), Art. 7a EnG, Windenergie Anhang 1.3 EnV](#)

6.3 Visualisierung der Anlagen



Abbildung 9: Fotomontage des Windparks Oberfeld mit 2 Anlagen vom Typ Enercon. Blickrichtung von Nord-Nordosten von St. Anton her.

Die Fotomontage in Abbildung 9 zeigt den Blick aus nord-nordöstlicher Richtung vom St. Anton her auf den möglichen Windpark Oberfeld mit 2 Anlagen vom Typ Enercon. Im Hintergrund links im Bild ist das Säntismassiv zu erkennen. Der Messstandort mit dem SpiDAR befand sich knapp rechts von der Anlage links im Bild.

Anhang II Abnahmeprotokoll, Windmessmast Oberfeld

Installation and Commissioning Certificate			
Wind Measurement Station Oberfeld			
Commissioning Date:			16.07.2015
Site Name	Oberfeld	Region: 9413 Oberegg	Station ID: 16
Coordinates	System / Zone: CH-LV03 N 252'310 E 757'245 Z 1'110		
Datalogger Type	Ammonit Meteo-40M	Serial No.	D152013
Anemometer 1	S11100 Thies FC Advanced		
Height:	100.78 m		
Serial / Calibration No.:	03 15 5256	1511662	
Slope / Offset	0.04611 (m/s)(1/s) + 0.2384 (m/s)		
Orientation (° from N)	208°		
Anemometer 2	NRG IceFree 3		
Height:	90.5 m		
Serial / Calibration No.:	48578-3	15.02.04498	
Slope / Offset	0.60665 (m/s)(1/s) + 0.69114 (m/s)		
Orientation (° from N)	208°		
Anemometer 3	S11100 Thies FC Advanced		
Height:	80.8 m		
Serial / Calibration No.:	03 15 5257	1511661	
Slope / Offset	0.04613 (m/s)(1/s) + 0.2420 (m/s)		
Orientation (° from N)	208°		
Anemometer 4	S11100 Thies FC Advanced		
Height:	61.5 m		
Serial / Calibration No.:	03 15 5258	1511660	
Slope / Offset	0.04604(m/s)(1/s) + 0.2709 (m/s)		
Orientation (° from N)	208°		
Anemometer 5	S11100 Thies FC Advanced		
Height (Bottom):	41.6 m		
Serial / Calibration No.:	03 15 5259	1511659	
Slope / Offset	0.04614 (m/s)(1/s) + 0.2535 (m/s)		
Orientation (° from N)	208°		
Vane 1	S21110 Thies Windvane FC TMR		
Height:	96.8 m		
Serial / Calibration No.:	03 15 0192	N/A	
Slope	N/A		
Orientation (° from N)	208°		

Vane 2	NRG IceFree3 Vane		Vane 3	S21110 Thies Windvane FC TMR	
Height:	90.3 m		Height:	75.8 m	
Serial / Calibration No.:	32507	N/A	Serial / Calibration No.:	03 15 0193	N/A
Slope / Offset	1 / - 62°		Slope / Offset	0.3515625 / 208°	
Orientation (° from N)	28°		Orientation (° from N)	208°	
Temp/Hum Sensor Up	S52100 Active Temp/RH KP		Temp/Hum Sensor Down	S52100 Active Temp/RH KP	
Height:	99 m		Height:	10 m	
Serial / Calibration No.:	148453	N/A	Serial / Calibration No.:	148477	N/A
Slope / Offset	100 / - 30		Slope / Offset	100 / - 30	
Orientation (° from N)	0°		Orientation (° from N)	0°	
Precipitation	--		Air Pressure	Ammonit S31100M (AB 60)	
Height:			Height:	4 m	
Serial / Certificate No.:			Serial / Calibration No.:	B15-0042	--
Calibr. Nr:			Slope / Offset	60 / 800	
Orientation (° from N)			Offset (° from N)	180°	
Obstruction Light	AV-OL-ILAB-12-RIR		Remarks:		
Mounting Height	99 m		- Start of Measurement :	2015-07-16 16:07:27 (UTC)	
Surface orientation			- Direction (°) of Traverses (WVanes)	208 ° / 28 °	
Model	Rot / Infrarot		- Direction (°) of mast on ground	N/A	
Serial No.	516 305		- Assumed main wind direction	S - W	
	--		- Local contact person	Peter Baldauf	
			(Name, Phone):	078 740 07 25	
			Supervision:	Mehmet Hanagasioglu	
For the Customer					
Name:	Peter Baldauf		Date / Signature:	16.07.2015	16:00
Installation Team			Revision (Sensor	22.07.2015	00:00
Mehmet Hanagasioglu	Supervisor, Interwind AG, 8053 Zürich		Orientations in Logger)		
Kurt Mägli	Bauleiter, Interwind AG, 8053 Zürich				
Phlipp Schleiss	Team Leader, Arnold				

Anhang III Kalibrationszertifikate der verwendeten Anemometer

1) 100m_AW Thies FC SN03155256_WindGuard

Deutsche WindGuard
Wind Tunnel Services GmbH, Varel

DEUTSCHE
WINDGUARD

accredited by the / akkreditiert durch die

Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH



as calibration laboratory in the / als Kalibrierlaboratorium im

Deutsche
Akkreditierungsstelle
D-K-15140-01-00

Deutschen Kalibrierdienst

DKD

Calibration certificate
Kalibrierschein

Calibration mark
Kalibrierzeichen

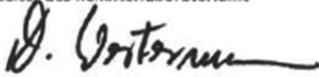
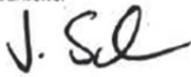
1511662
D-K-
15140-01-00
03/2015

Object <i>Gegenstand</i>	Cup Anemometer
Manufacturer <i>Hersteller</i>	Thies Klima D-37083 Göttingen
Type <i>Typ</i>	4.3351.10.000
Serial number <i>Fabrikat/Serien-Nr.</i>	03155256
Customer <i>Auftraggeber</i>	Ammonit Measurement GmbH D-10997 Berlin
Order No. <i>Auftragsnummer</i>	L 23256
Project No. <i>Projektnummer</i>	VT150157
Number of pages <i>Anzahl der Seiten</i>	4
Date of Calibration <i>Datum der Kalibrierung</i>	31.03.2015

This calibration certificate documents the traceability to national standards, which realize the units of measurement according to the International System of Units (SI).
The DAkkS is signatory to the multilateral agreements of the European co-operation for Accreditation (EA) and of the International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) for the mutual recognition of calibration certificates. The user is obliged to have the object recalibrated at appropriate intervals.
Dieser Kalibrierschein dokumentiert die Rückführung auf nationale Normale zur Darstellung der Einheiten in Übereinstimmung mit dem Internationalen Einheitensystem (SI). Die DAkkS ist Unterzeichner der multilateralen Übereinkommen der European co-operation for Accreditation (EA) und der International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) zur gegenseitigen Anerkennung der Kalibrierscheine. Für die Einhaltung einer angemessenen Frist zur Wiederholung der Kalibrierung ist der Benutzer verantwortlich.

This calibration certificate may not be reproduced other than in full except with the permission of both the German Accreditation Body and the issuing laboratory. Calibration certificates without signature are not valid. This calibration certificate has been generated electronically.

Dieser Kalibrierschein darf nur vollständig und unverändert weiterverbreitet werden. Auszüge oder Änderungen bedürfen der Genehmigung sowohl der Deutschen Akkreditierungsstelle als auch des ausstellenden Kalibrierlaboratoriums. Kalibrierscheine ohne Unterschrift haben keine Gültigkeit. Dieser Kalibrierschein wurde elektronisch erzeugt.

Date <i>Datum</i>	Head of the calibration laboratory <i>Leiter des Kalibrierlaboratoriums</i>	Person in charge <i>Bearbeiter</i>
31.03.2015	 Dipl. Phys. Dieter Westermann	 Janick Suhr, B. Sc.

1511662
D-K-
15140-01-00
03/2015

Calibration object <i>Kalibriergegenstand</i>	Cup Anemometer										
Calibration procedure <i>Kalibrierverfahren</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Deutsche WindGuard Wind Tunnel Services: Calibration of anemometers; Version 1.0 (2014) <p>Based on following standards:</p> <ul style="list-style-type: none"> • MEASNET: Anemometer calibration procedure • IEC 61400-12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines • IEC 61400-12-2: Power performance of electricity producing wind turbines based on nacelle anemometry • ISO 3966: Measurement of fluid in closed conduits • ISO 16622: Meteorology - Sonic anemometers/thermometers 										
Place of calibration <i>Ort der Kalibrierung</i>	Windtunnel of Deutsche WindGuard WindTunnel Servies GmbH, Varel										
Test conditions <i>Messbedingungen</i>	<table> <tr> <td>wind tunnel area</td> <td>10000 cm²</td> </tr> <tr> <td>anemometer frontal area</td> <td>230 cm²</td> </tr> <tr> <td>diameter of mounting pipe</td> <td>34 mm</td> </tr> <tr> <td>blockage ratio ¹⁾</td> <td>0.023 [-]</td> </tr> <tr> <td>software version</td> <td>7.64</td> </tr> </table> <p>¹⁾ Due to the special construction of the test section no blockage correction is necessary.</p>	wind tunnel area	10000 cm ²	anemometer frontal area	230 cm ²	diameter of mounting pipe	34 mm	blockage ratio ¹⁾	0.023 [-]	software version	7.64
wind tunnel area	10000 cm ²										
anemometer frontal area	230 cm ²										
diameter of mounting pipe	34 mm										
blockage ratio ¹⁾	0.023 [-]										
software version	7.64										
Ambient conditions <i>Umgebungsbedingungen</i>	<table> <tr> <td>air temperature</td> <td>22.3 °C ± 0.1 °C</td> </tr> <tr> <td>air pressure</td> <td>986.8 hPa ± 0.3 hPa</td> </tr> <tr> <td>relative air humidity</td> <td>36.1 % ± 2.0 %</td> </tr> </table>	air temperature	22.3 °C ± 0.1 °C	air pressure	986.8 hPa ± 0.3 hPa	relative air humidity	36.1 % ± 2.0 %				
air temperature	22.3 °C ± 0.1 °C										
air pressure	986.8 hPa ± 0.3 hPa										
relative air humidity	36.1 % ± 2.0 %										
Measurement uncertainty <i>Messunsicherheit</i>	<p>The expanded uncertainty assigned to the measurement results is obtained by multiplying the standard uncertainty by the coverage factor k = 2. It has been determined in accordance with DAkkS-DKD-3. The value of the measurand lies within the assigned range of values with a probability of 95%.</p> <p>The reference flow speed measurement is traceable to the German NMI (Physikalisch-Technische Bundesanstalt) standard for flow speed. It is realized by using a PTB owned and calibrated Laser Doppler Anemometer (Standard Uncertainty 0.2 %, k=2)</p>										
Latest accreditation <i>Letzte Akkreditierung</i>	04/2014										
Additional remarks <i>Zusätzliche Anmerkungen</i>	-										

1511662
D-K-
15140-01-00
03/2015

Calibration result
Kalibrierergebnis

Sensor out Hz	Tunnel speed m/s	Uncertainty (k=2) m/s
82.888	4.037	0.050
126.406	6.083	0.050
174.028	8.256	0.051
218.797	10.300	0.051
263.466	12.360	0.052
305.875	14.330	0.052
347.624	16.284	0.050
326.342	15.302	0.052
282.253	13.249	0.052
239.455	11.286	0.052
193.444	9.187	0.051
150.613	7.205	0.051
106.974	5.178	0.050

File: 1511662

Linear regression analysis	Slope	0.04611 (m/s)/(Hz) ±0.00007 (m/s)/(Hz)
	Offset	0.2384 m/s ±0.015 m/s
	Standard error (Y)	0.015 m/s
	Correlation coefficient	0.999989

Remarks The calibrated sensor complies with the demanded linearity of MEASNET



1511662
D-K- 15140-01-00
03/2015

Graphical representation of the result
Grafische Darstellung des Ergebnisses

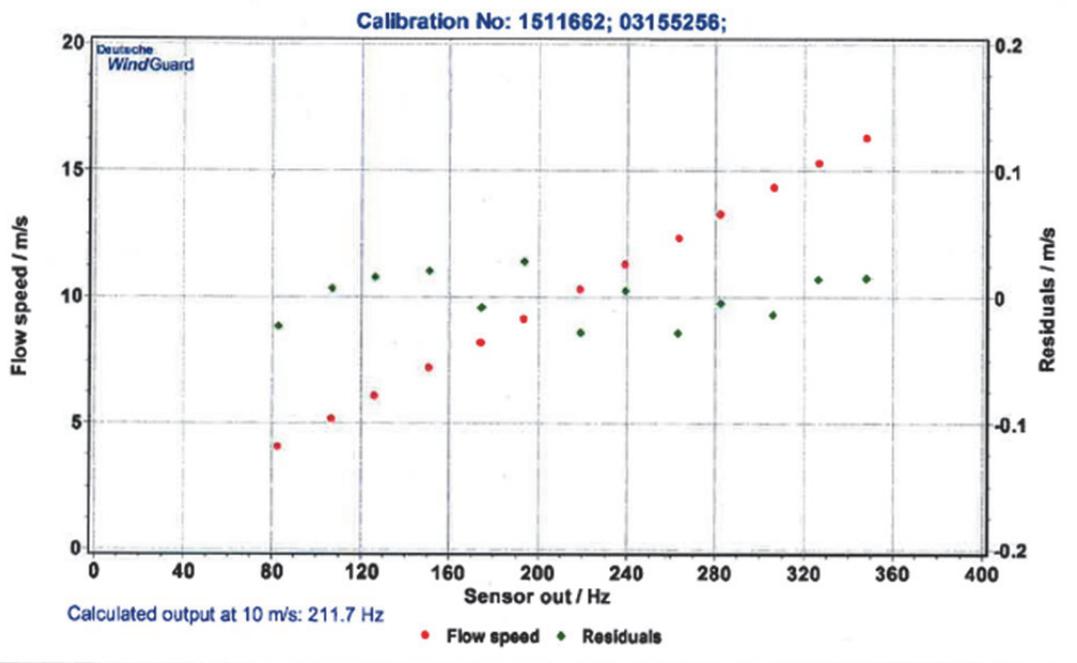


Photo of the measurement setup
Foto des Messaufbaus



Remark: The proportions of the set-up may not be true to scale due to imaging geometry.

2) 90m_AW NRGIceFree3 SN48578-3_SOH

Svend Ole Hansen ApS

SCT. JØRGENS ALLÉ 5C · DK-1615 KØBENHAVN V · DENMARK
TEL: (+45) 33 25 38 38 · WWW.SOHANSEN.DK



WIND
ENGINEERING
FLUID
DYNAMICS

CERTIFICATE FOR CALIBRATION OF CUP ANEMOMETER

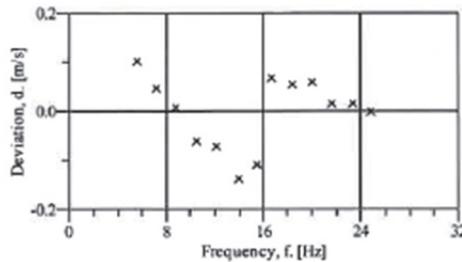
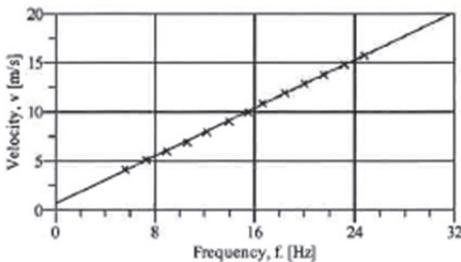
Certificate number: 15.02.04498 **Date of issue:** July 2, 2015
Type: NRG Icefree 3 **Serial number:** 48578-3
Manufacturer: Renewable NRG Systems, Inc., 110 Riggs Road, Hinesburg, VT 05461, USA
Client: Interwind Ltd, Buchzelweg 5, 8053 Zurich, Switzerland

Anemometer received: June 26, 2015 **Anemometer calibrated:** July 1, 2015
Calibrated by: ke **Procedure:** MEASNET, referring to IEC 61400-12-1
Certificate prepared by: cea **Approved by:** Calibration engineer, sme

Calibration equation obtained: $v \text{ [m/s]} = 0.60665 \cdot f \text{ [Hz]} + 0.69114$
Standard uncertainty, slope: 0.00585 **Standard uncertainty, offset:** 0.08415
Covariance: -0.0001922 (m/s)²/Hz **Coefficient of correlation:** $\rho = 0.999812$
Absolute maximum deviation: -0.138 m/s at 9.020 m/s

Barometric pressure: 1024.0 hPa **Relative humidity:** 30.7%

Succession	Velocity pressure, q, [Pa]	Temperature in wind tunnel [°C]	Temperature in control room [°C]	Wind velocity, v, [m/s]	Frequency, f, [Hz]	Deviation, d, [m/s]	Uncertainty u_c (k=2) [m/s]
2	10.05	31.3	25.8	4.152	5.5344	0.104	0.021
4	15.21	31.2	25.8	5.107	7.2016	0.047	0.025
6	21.48	31.1	25.8	6.069	8.8496	0.009	0.029
8	28.90	31.0	25.7	7.039	10.5627	-0.060	0.033
10	37.37	30.9	25.7	8.003	12.1700	-0.071	0.037
12	47.48	30.9	25.7	9.020	13.9570	-0.138	0.042
13-last	57.82	30.9	25.7	9.953	15.4443	-0.107	0.046
11	68.98	30.9	25.7	10.872	16.6699	0.068	0.050
9	82.79	31.0	25.7	11.912	18.4041	0.056	0.055
7	96.40	31.0	25.7	12.855	19.9511	0.060	0.059
5	110.95	31.1	25.8	13.793	21.5710	0.016	0.064
3	128.06	31.2	25.8	14.821	23.2640	0.017	0.068
1-first	144.62	31.4	25.9	15.757	24.8361	-0.001	0.073



EQUIPMENT USED

Serial number	Description
-	Boundary layer wind tunnel.
1256	Control cup anemometer.
-	Mounting tube, D = 25 mm
t3	PT100 temperature sensor, wind tunnel.
t4	PT100 temperature sensor, control room.
1501197	PPC500 Furness pressure manometer
Z0420014	HMW71U Humidity transmitter
U4220037	PTB100AVaisala analogue barometer.
PS1	Pitot tube
HB2835279	Computer Board. 16 bit A/D data acquisition board.
-	PC dedicated to data acquisition.

Traceable calibrations of the equipment are carried out by external accredited institutions: Furness (PPC500) and Exova Metech. A real-time analysis module within the data acquisition software detects pulse frequency.

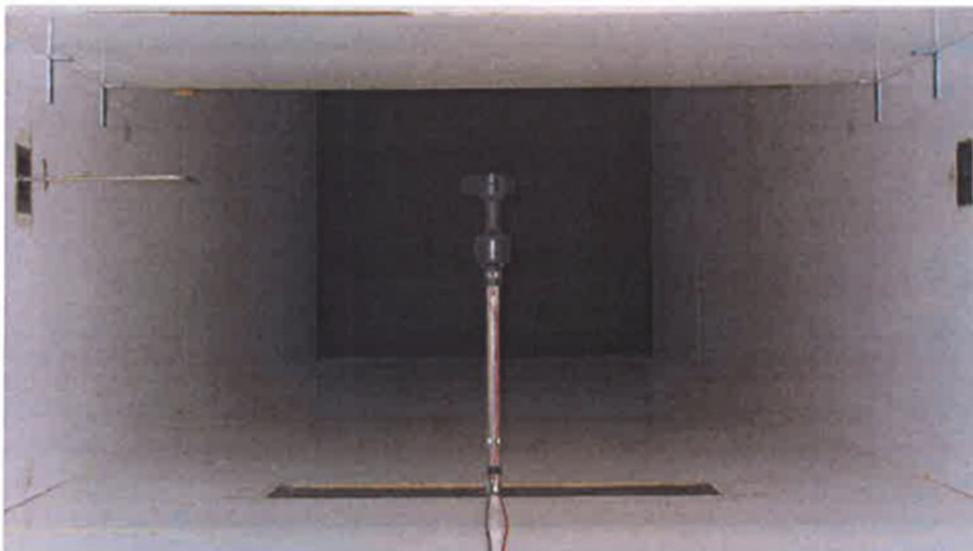


Photo of the wind tunnel setup (hxb = 0.85x1.75 m). The shown anemometer is of the same type as the calibrated one.

UNCERTAINTIES

The documented uncertainty is the total combined uncertainty at 95% confidence level ($k=2$) in accordance with EA-4/02. The uncertainty at 10 m/s comply with the requirements in the MEASNET procedure that prescribes an absolute uncertainty less than 0.1 m/s at a mean wind velocity of 10 m/s, that is 1%. See Document 97.00.004 "MEASNET - Test report on the calibration campaign" for further details.

Certificate number: 15.02.04498

3) 80m_AW ThiesFC SN03155257_WindGuard

**Deutsche WindGuard
Wind Tunnel Services GmbH, Varel**



accredited by the / akkreditiert durch die

Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH

as calibration laboratory in the / als Kalibrierlaboratorium im

Deutschen Kalibrierdienst



Deutsche
Akkreditierungsstelle
D-K-15140-01-00

Calibration certificate
Kalibrierschein

Calibration mark
Kalibrierzeichen

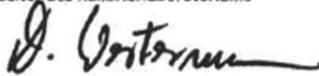
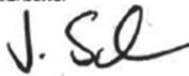
1511661
D-K-
15140-01-00
03/2015

Object <i>Gegenstand</i>	Cup Anemometer
Manufacturer <i>Hersteller</i>	Thies Clima D-37083 Göttingen
Type <i>Typ</i>	4.3351.10.000
Serial number <i>Fabrikat/Serien-Nr.</i>	03155257
Customer <i>Auftraggeber</i>	Ammonit Measurement GmbH D-10997 Berlin
Order No. <i>Auftragsnummer</i>	L 23256
Project No. <i>Projektnummer</i>	VT150157
Number of pages <i>Anzahl der Seiten</i>	4
Date of Calibration <i>Datum der Kalibrierung</i>	31.03.2015

This calibration certificate documents the traceability to national standards, which realize the units of measurement according to the International System of Units (SI).
The DAkkS is signatory to the multilateral agreements of the European co-operation for Accreditation (EA) and of the International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) for the mutual recognition of calibration certificates. The user is obliged to have the object recalibrated at appropriate intervals.
*Dieser Kalibrierschein dokumentiert die Rückführung auf nationale Normale zur Darstellung der Einheiten in Übereinstimmung mit dem Internationalen Einheitensystem (SI).
Die DAkkS ist Unterzeichner der multilateralen Übereinkommen der European co-operation for Accreditation (EA) und der International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) zur gegenseitigen Anerkennung der Kalibrierscheine. Für die Einhaltung einer angemessenen Frist zur Wiederholung der Kalibrierung ist der Benutzer verantwortlich.*

This calibration certificate may not be reproduced other than in full except with the permission of both the German Accreditation Body and the issuing laboratory. Calibration certificates without signature are not valid. This calibration certificate has been generated electronically.

Dieser Kalibrierschein darf nur vollständig und unverändert weiterverbreitet werden. Auszüge oder Änderungen bedürfen der Genehmigung sowohl der Deutschen Akkreditierungsstelle als auch des ausstellenden Kalibrierlaboratoriums. Kalibrierscheine ohne Unterschrift haben keine Gültigkeit. Dieser Kalibrierschein wurde elektronisch erzeugt.

Date Datum	Head of the calibration laboratory Leiter des Kalibrierlaboratoriums	Person in charge Bearbeiter
31.03.2015	 Dipl. Phys. Dieter Westermann	 Janick Suhr, B. Sc.

1511661
D-K- 15140-01-00
03/2015

Calibration object
Kalibriergegenstand

Cup Anemometer

Calibration procedure
Kalibrierverfahren

- Deutsche WindGuard Wind Tunnel Services: Calibration of anemometers; Version 1.0 (2014)
Based on following standards:
- MEASNET: Anemometer calibration procedure
- IEC 61400-12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines
- IEC 61400-12-2: Power performance of electricity producing wind turbines based on nacelle anemometry
- ISO 3966: Measurement of fluid in closed conduits
- ISO 16622: Meteorology - Sonic anemometers/thermometers

Place of calibration
Ort der Kalibrierung

Windtunnel of Deutsche WindGuard WindTunnel Servies GmbH, Varel

Test conditions
Messbedingungen

wind tunnel area	10000 cm ²
anemometer frontal area	230 cm ²
diameter of mounting pipe	34 mm
blockage ratio ¹⁾	0.023 [-]
software version	7.64

¹⁾ Due to the special construction of the test section no blockage correction is necessary.

Ambient conditions
Umgebungsbedingungen

air temperature	22.3 °C ± 0.1 °C
air pressure	985.9 hPa ± 0.3 hPa
relative air humidity	36.2 % ± 2.0 %

Measurement uncertainty
Messunsicherheit

The expanded uncertainty assigned to the measurement results is obtained by multiplying the standard uncertainty by the coverage factor $k = 2$. It has been determined in accordance with DAkkS-DKD-3. The value of the measurand lies within the assigned range of values with a probability of 95%.
The reference flow speed measurement is traceable to the German NMI (Physikalisch-Technische Bundesanstalt) standard for flow speed. It is realized by using a PTB owned and calibrated Laser Doppler Anemometer (Standard Uncertainty 0.2 %, $k=2$)

Latest accreditation
Letzte Akkreditierung

04/2014

Additional remarks
Zusätzliche Anmerkungen

-

1511661
D-K- 15140-01-00
03/2015

Calibration result
Kalibrierergebnis

Sensor out	Tunnel speed	Uncertainty (k=2)
Hz	m/s	m/s
82.291	4.037	0.050
126.375	6.082	0.050
174.085	8.252	0.051
218.871	10.324	0.051
263.365	12.356	0.052
305.328	14.334	0.052
347.790	16.280	0.050
326.333	15.313	0.053
281.949	13.263	0.052
239.543	11.286	0.052
193.686	9.184	0.051
150.679	7.203	0.051
106.796	5.174	0.050

File: 1511661

Linear regression analysis	Slope	0.04613 (m/s)/(Hz) \pm 0.00005 (m/s)/(Hz)
	Offset	0.2420 m/s \pm 0.012 m/s
	Standard error (Y)	0.013 m/s
	Correlation coefficient	0.999993

Remarks The calibrated sensor complies with the demanded linearity of MEASNET



1511661
D-K-
15140-01-00
03/2015

Graphical representation of the result
Grafische Darstellung des Ergebnisses

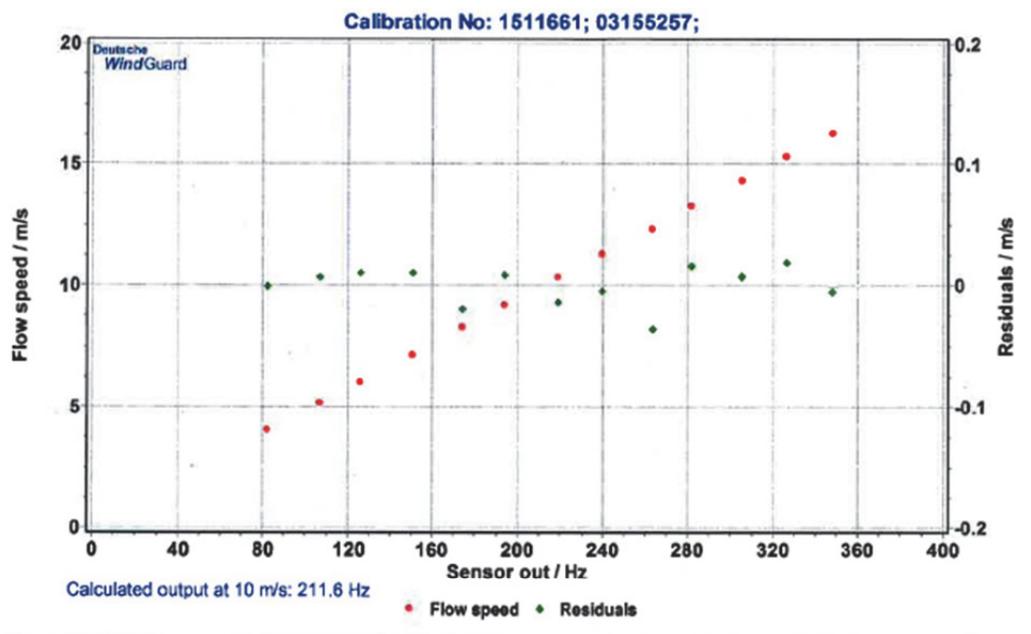


Photo of the measurement setup
Foto des Messaufbaus



Remark: The proportions of the set-up may not be true to scale due to imaging geometry.

4) 60m_AW ThiesFC SN03155258_WindGuard

**Deutsche WindGuard
Wind Tunnel Services GmbH, Varel**



accredited by the / akkreditiert durch die

Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH



as calibration laboratory in the / als Kalibrierlaboratorium im

Deutschen Kalibrierdienst



Deutsche
Akkreditierungsstelle
D-K-15140-01-00

Calibration certificate
Kalibrierschein

Calibration mark
Kalibrierzeichen

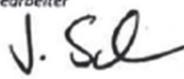
1511660
D-K-
15140-01-00
03/2015

Object <i>Gegenstand</i>	Cup Anemometer
Manufacturer <i>Hersteller</i>	Thies Clima D-37083 Göttingen
Type <i>Typ</i>	4.3351.10.000
Serial number <i>Fabrikat/Serien-Nr.</i>	03155258
Customer <i>Auftraggeber</i>	Ammonit Measurement GmbH D-10997 Berlin
Order No. <i>Auftragsnummer</i>	L 23256
Project No. <i>Projektnummer</i>	VT150157
Number of pages <i>Anzahl der Seiten</i>	4
Date of Calibration <i>Datum der Kalibrierung</i>	31.03.2015

This calibration certificate documents the traceability to national standards, which realize the units of measurement according to the International System of Units (SI).
The DAkkS is signatory to the multilateral agreements of the European co-operation for Accreditation (EA) and of the International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) for the mutual recognition of calibration certificates. The user is obliged to have the object recalibrated at appropriate intervals.
Dieser Kalibrierschein dokumentiert die Rückführung auf nationale Normale zur Darstellung der Einheiten in Übereinstimmung mit dem Internationalen Einheitensystem (SI). Die DAkkS ist Unterzeichner der multilateralen Übereinkommen der European co-operation for Accreditation (EA) und der International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) zur gegenseitigen Anerkennung der Kalibrierscheine. Für die Einhaltung einer angemessenen Frist zur Wiederholung der Kalibrierung ist der Benutzer verantwortlich.

This calibration certificate may not be reproduced other than in full except with the permission of both the German Accreditation Body and the issuing laboratory. Calibration certificates without signature are not valid. This calibration certificate has been generated electronically.

Dieser Kalibrierschein darf nur vollständig und unverändert weiterverbreitet werden. Auszüge oder Änderungen bedürfen der Genehmigung sowohl der Deutschen Akkreditierungsstelle als auch des ausstellenden Kalibrierlaboratoriums. Kalibrierscheine ohne Unterschrift haben keine Gültigkeit. Dieser Kalibrierschein wurde elektronisch erzeugt.

Date Datum	Head of the calibration laboratory Leiter des Kalibrierlaboratoriums	Person in charge Bearbeiter
31.03.2015	 Dipl. Phys. Dieter Westermann	 Janick Suhr, B. Sc.

Calibration object
Kalibriergegenstand

Cup Anemometer

Calibration procedure
Kalibrierverfahren

- Deutsche WindGuard Wind Tunnel Services: Calibration of anemometers; Version 1.0 (2014)
- Based on following standards:
- MEASNET: Anemometer calibration procedure
- IEC 61400-12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines
- IEC 61400-12-2: Power performance of electricity producing wind turbines based on nacelle anemometry
- ISO 3966: Measurement of fluid in closed conduits
- ISO 16622: Meteorology - Sonic anemometers/thermometers

Place of calibration
Ort der Kalibrierung

Windtunnel of Deutsche WindGuard WindTunnel Servies GmbH, Varel

Test conditions
Messbedingungen

wind tunnel area	10000 cm ²
anemometer frontal area	230 cm ²
diameter of mounting pipe	34 mm
blockage ratio ¹⁾	0.023 [-]
software version	7.64

¹⁾ Due to the special construction of the test section no blockage correction is necessary.

Ambient conditions
Umgebungsbedingungen

air temperature	22.2 °C ± 0.1 °C
air pressure	985.5 hPa ± 0.3 hPa
relative air humidity	36.3 % ± 2.0 %

Measurement uncertainty
Messunsicherheit

The expanded uncertainty assigned to the measurement results is obtained by multiplying the standard uncertainty by the coverage factor $k = 2$. It has been determined in accordance with DAkkS-DKD-3. The value of the measurand lies within the assigned range of values with a probability of 95%.
The reference flow speed measurement is traceable to the German NMI (Physikalisch-Technische Bundesanstalt) standard for flow speed. It is realized by using a PTB owned and calibrated Laser Doppler Anemometer (Standard Uncertainty 0.2 %, $k=2$)

Latest accreditation
Letzte Akkreditierung

04/2014

Additional remarks
Zusätzliche Anmerkungen

-

1511660
D-K-
15140-01-00
03/2015

Calibration result
Kalibrierergebnis

Sensor out Hz	Tunnel speed m/s	Uncertainty (k=2) m/s
82.544	4.046	0.050
126.455	6.091	0.051
173.524	8.253	0.051
218.411	10.333	0.051
262.839	12.369	0.051
304.793	14.330	0.052
348.084	16.273	0.050
326.967	15.311	0.053
282.054	13.255	0.052
239.241	11.294	0.051
193.370	9.202	0.051
150.819	7.223	0.051
106.636	5.183	0.050

File: 1511660

Linear regression analysis	Slope	0.04604 (m/s)/(Hz) ±0.00006 (m/s)/(Hz)
	Offset	0.2709 m/s ±0.013 m/s
	Standard error (Y)	0.013 m/s
	Correlation coefficient	0.999992

Remarks The calibrated sensor complies with the demanded linearity of MEASNET



1511660
D-K- 15140-01-00
03/2015

Graphical representation of the result
Grafische Darstellung des Ergebnisses

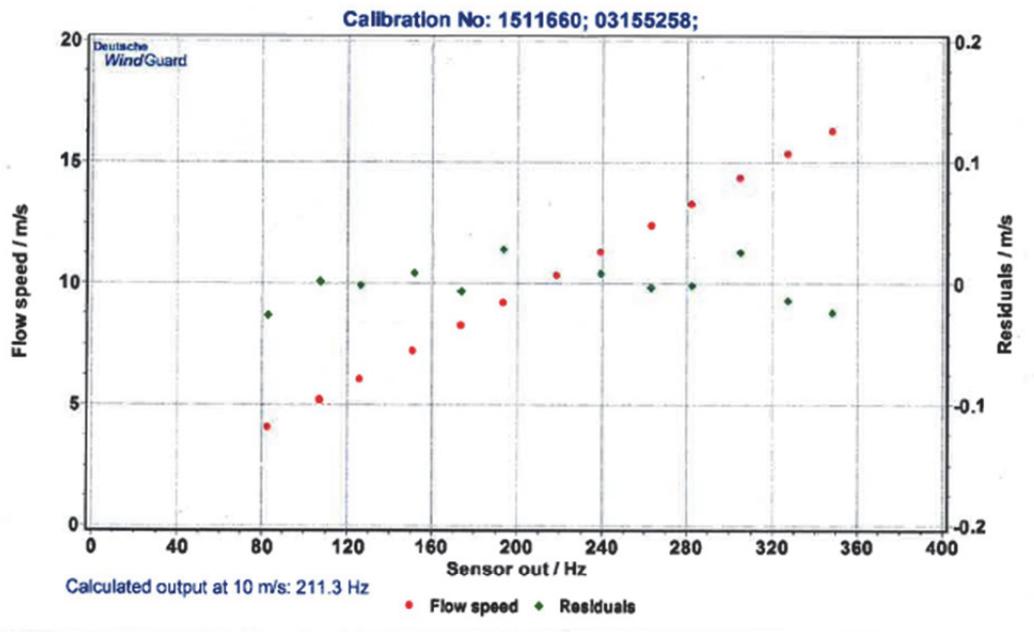


Photo of the measurement setup
Foto des Messaufbaus



Remark: The proportions of the set-up may not be true to scale due to imaging geometry.

5) 40m_AW ThiesFC SN03155259_WindGuard

**Deutsche WindGuard
Wind Tunnel Services GmbH, Varel**



accredited by the / akkreditiert durch die

Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH



as calibration laboratory in the / als Kalibrierlaboratorium im

Deutsche
Akkreditierungsstelle
D-K-15140-01-00

Deutschen Kalibrierdienst



Calibration certificate
Kalibrierschein

Calibration mark
Kalibrierzeichen

1511659
D-K-
15140-01-00
03/2015

Object <i>Gegenstand</i>	Cup Anemometer
Manufacturer <i>Hersteller</i>	Thies Clima D-37083 Göttingen
Type <i>Typ</i>	4.3351.10.000
Serial number <i>Fabrikat/Serien-Nr.</i>	03155259
Customer <i>Auftraggeber</i>	Ammonit Measurement GmbH D-10997 Berlin
Order No. <i>Auftragsnummer</i>	L 23256
Project No. <i>Projektnummer</i>	VT150157
Number of pages <i>Anzahl der Seiten</i>	4
Date of Calibration <i>Datum der Kalibrierung</i>	31.03.2015

This calibration certificate documents the traceability to national standards, which realize the units of measurement according to the International System of Units (SI).
The DAkkS is signatory to the multilateral agreements of the European co-operation for Accreditation (EA) and of the International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) for the mutual recognition of calibration certificates. The user is obliged to have the object recalibrated at appropriate intervals.
Dieser Kalibrierschein dokumentiert die Rückführung auf nationale Normale zur Darstellung der Einheiten in Übereinstimmung mit dem Internationalen Einheitensystem (SI). Die DAkkS ist Unterzeichner der multilateralen Übereinkommen der European co-operation for Accreditation (EA) und der International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) zur gegenseitigen Anerkennung der Kalibrierscheine. Für die Einhaltung einer angemessenen Frist zur Wiederholung der Kalibrierung ist der Benutzer verantwortlich.

This calibration certificate may not be reproduced other than in full except with the permission of both the German Accreditation Body and the issuing laboratory. Calibration certificates without signature are not valid. This calibration certificate has been generated electronically.

Dieser Kalibrierschein darf nur vollständig und unverändert weiterverbreitet werden. Auszüge oder Änderungen bedürfen der Genehmigung sowohl der Deutschen Akkreditierungsstelle als auch des ausstellenden Kalibrierlaboratoriums. Kalibrierscheine ohne Unterschrift haben keine Gültigkeit. Dieser Kalibrierschein wurde elektronisch erzeugt.

Date Datum	Head of the calibration laboratory Leiter des Kalibrierlaboratoriums	Person in charge Bearbeiter
31.03.2015	 Dipl. Phys. Dieter Westermann	 Janick Suhr, B. Sc.

Calibration object
Kalibriergegenstand

Cup Anemometer

Calibration procedure
Kalibrierverfahren

- Deutsche WindGuard Wind Tunnel Services: Calibration of anemometers; Version 1.0 (2014)
- Based on following standards:
- MEASNET: Anemometer calibration procedure
- IEC 61400-12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines
- IEC 61400-12-2: Power performance of electricity producing wind turbines based on nacelle anemometry
- ISO 3966: Measurement of fluid in closed conduits
- ISO 16622: Meteorology - Sonic anemometers/thermometers

Place of calibration
Ort der Kalibrierung

Windtunnel of Deutsche WindGuard WindTunnel Servies GmbH, Varel

Test conditions
Messbedingungen

wind tunnel area	10000 cm ²
anemometer frontal area	230 cm ²
diameter of mounting pipe	34 mm
blockage ratio ¹⁾	0.023 [-]
software version	7.64

¹⁾ Due to the special construction of the test section no blockage correction is necessary.

Ambient conditions
Umgebungsbedingungen

air temperature	22.2 °C ± 0.1 °C
air pressure	985.1 hPa ± 0.3 hPa
relative air humidity	36.4 % ± 2.0 %

Measurement uncertainty
Messunsicherheit

The expanded uncertainty assigned to the measurement results is obtained by multiplying the standard uncertainty by the coverage factor $k = 2$. It has been determined in accordance with DAkkS-DKD-3. The value of the measurand lies within the assigned range of values with a probability of 95%.
The reference flow speed measurement is traceable to the German NMI (Physikalisch-Technische Bundesanstalt) standard for flow speed. It is realized by using a PTB owned and calibrated Laser Doppler Anemometer (Standard Uncertainty 0.2 %, $k=2$)

Latest accreditation
Letzte Akkreditierung

04/2014

Additional remarks
Zusätzliche Anmerkungen

-

1511659
D-K-
15140-01-00
03/2015

Calibration result
Kalibrierergebnis

Sensor out Hz	Tunnel speed m/s	Uncertainty (k=2) m/s
82.338	4.041	0.050
126.678	6.086	0.050
173.687	8.250	0.051
218.058	10.315	0.051
263.195	12.359	0.052
305.060	14.336	0.053
347.100	16.286	0.050
326.777	15.301	0.052
281.077	13.247	0.052
238.646	11.291	0.051
193.707	9.196	0.051
150.663	7.219	0.051
106.288	5.177	0.050

File: 1511659

Linear regression analysis	Slope	0.04614 (m/s)/(Hz) ±0.00007 (m/s)/(Hz)
	Offset	0.2535 m/s ±0.017 m/s
	Standard error (Y)	0.017 m/s
	Correlation coefficient	0.999986

Remarks The calibrated sensor complies with the demanded linearity of MEASNET



1511659
D-K-
15140-01-00
03/2015

Graphical representation of the result
Grafische Darstellung des Ergebnises

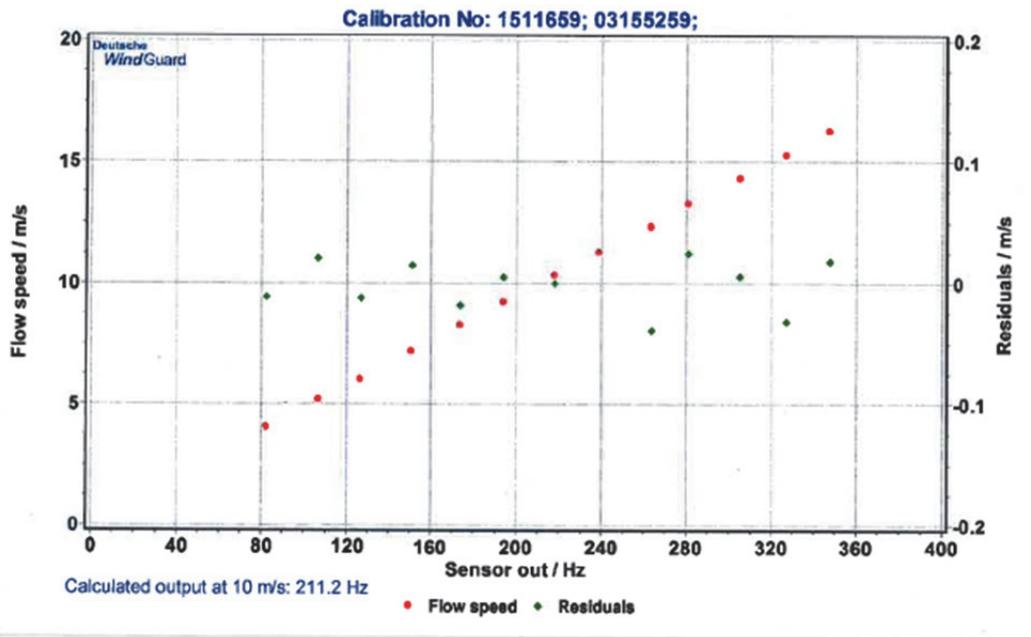


Photo of the measurement setup
Foto des Messaufbaus



Remark: The proportions of the set-up may not be true to scale due to imaging geometry.

Anhang IV Software, Daten und Methoden

1) Windographer

Windographer ist die branchenweit führende Software zur Analyse von Windressourcendaten, die von Messmasten, SODAR oder LIDAR gemessen werden. Es importiert praktisch jedes Datenformat, das allgemein in der Windenergieindustrie angetroffen wird, ermöglicht eine schnelle Qualitätskontrolle und statistische Analysen einschließlich MCP und exportiert alle Daten für Windströmungsmodelle, die der Windenergieindustrie gemeinsam sind⁵⁶.

2) Prognos

Prognos ist eine von Interwind entwickelte Software, die auf MS Excel basiert. Aufgrund der gemessenen Frequenzverteilung von Winddaten (Kurz- oder Langzeitdaten), generiert die Software eine Weibull-Verteilung und schätzt Weibull-Parameter A und k iterativ ab. Mit Hilfe der Weibull-Funktionen können Ertragsprognosen für unterschiedliche Höhen und Turbinentypen, unter Berücksichtigung des turbinenspezifischen Leistungsprofils und dem Standort entsprechender Luftdichte, berechnet werden. Topographie und Rauigkeit der Umgebung werden indirekt bei der Korrelation der Referenzdaten mit den gemessenen Daten berücksichtigt. Die Software erlaubt somit die Erstellung punktueller Ertragsprognosen am Messstandort. Energiedichtekarten oder sonstige Faktoren kann sie allerdings nicht darstellen. Diese Software dient einem schnellen Vergleich und einer schnellen Beurteilung verschiedener Modellen an einem Standort.

3) WindPRO

WindPRO ist ein modulbasiertes Softwarepaket, das für die Projektierung und Planung sowohl einzelner WEAs als auch großer Windparks geeignet ist. Das Softwarepaket *WindPRO* besteht aus mehreren Modulen mit jeweils spezifischem Verwendungszweck. Es gibt Module zum Beispiel für Umweltstudien (Schatten, Lärm, Sichtbarkeit) oder Ertragsschätzungen⁵⁷.

4) WindSim

WindSim nutzt die CFD (Computational Fluid Dynamics) -Technologie zur Analyse der Windströmungen über einem komplexen Terrain. Dadurch kann für jede Art von Gelände die Energieproduktion simuliert werden und Standorte für Windenergieanlagen besser evaluiert werden⁵⁸. *WindSim* verfügt im Aufbau über sechs Module, welche folgende Schritte beinhalten:

- Terrain: Generierung eines 3D-Geländemodells welches Rauigkeitslängen beinhaltet.
- Wind Fields: Erstellung der Winddatengrundlage, Simulation des Einflusses des Terrains auf Windverhältnisse.
- Objects: Einfügen der Turbinenstandorte und der Windmessungen.
- Results: Resultate der Simulation werden erzielt: Windgeschwindigkeit, Windrichtungen, Turbulenzen, vertikale Windprofile
- Wind Resources: Eine Windressourcenkarte wird erstellt, mittels Abwägung von dem simulierten Windfeld gegenüber den Messungen
- Energy (AEP): Berechnung der jährlichen Energieproduktion der einzelnen Windturbinen unter Einbezug der Verschattungsverluste, verschiedene Parklayouts können verglichen werden.

Für die CFD-Analyse wurden die Langzeitwerte der Windgeschwindigkeit anhand der MERRA und MERRA-2 Daten geschätzt.

5) Monte-Carlo-Simulation

Monte-Carlo-Simulation oder Monte-Carlo-Studie, auch MC-Simulation, ist ein Verfahren aus der Stochastik, bei dem eine sehr große Zahl gleichartiger Zufallsexperimente die Basis darstellt. Es wird dabei versucht,

⁵⁶ <https://www.awstruepower.com/products/software/windographer/>

⁵⁷ <http://www.emd.dk/windpro/>

⁵⁸ <https://www.windsim.com/>

analytisch nicht oder nur aufwendig lösbare Probleme mit Hilfe der Wahrscheinlichkeitstheorie numerisch zu lösen. Als Grundlage ist vor allem das Gesetz der grossen Zahlen zu sehen. Die Zufallsexperimente können entweder – etwa durch Würfeln – real durchgeführt werden oder in Computerberechnungen über Erzeugung geeigneter Zufallszahlen⁵⁹. Für die Monte-Carlo-Simulation wurden die Langzeitwerte der Windgeschwindigkeit anhand der Referenzstation Säntis geschätzt.

6) Windmessdaten Oberfeld

Die Grundlage der Berechnungen in diesem Bericht sind die am 99m hohen Messmast erhobene Windgeschwindigkeit und Windrichtungsdaten auf verschiedenen Messhöhen von 40 bis 100m, sowie Temperatur- und Feuchtedaten auf 10 und 100m Höhe. Die Messperiode dauerte 16.07.2015 – 15.08.2016.

LIDAR Messungen während September – Dezember 2015 bis 200m über Boden dienen der Kontrolle der CFD Modellierung.

7) Meteoschweiz Station Säntis

Säntis ist einer der 160 SwissMetNet Bodenstationen. An automatischen SwissMetNet Stationen werden kontinuierlich Temperatur, Luftfeuchtigkeit, Luftdruck, Sonneneinstrahlung, Niederschlagsmenge, Windrichtung und -geschwindigkeit erfasst⁶⁰. Diese Messstation liegt auf 2'502 m.ü.M. ist seit 30.11.2005 als SwissMetNet Station im Betrieb. Daten dieser Station wurden für die Monte-Carlo-Simulation und Prognose der Langzeitwindreihen benützt.

8) MERRA, MERRA-2

MODERN-ERA RETROSPECTIVE ANALYSIS FOR RESEARCH AND APPLICATIONS, NASA Goddard Space Flight Center Global Modelling and Assimilation Office.

MERRA Datensätze sind sogenannte Reanalyse Daten. Reanalyse sind über einen bestimmten Zeitraum zurückgerechnete, globale Modelldaten, die in die Beobachtungsdaten assimiliert werden. Die Daten decken für gewöhnlich einen langjährigen, klimatologisch relevanten Zeitraum von 1979 bis heute ab. Die MERRA-Reanalysedaten wurden von der NASA mit einer 6-stündlichen Assimilation von Beobachtungsdaten entwickelt. Die räumliche Auflösung beträgt $1/2^\circ$ in Nord-Süd-Richtung und $2/3^\circ$ in West-Ost-Richtung mit 72 vertikalen Schichten. Die Daten werden für jeden Gitterpunkt in stündlicher Auflösung zur Verfügung gestellt. Zeit Februar 2016 liegen die verbesserte 2. Version dieser Daten vor, die MERRA-2 genannt werden. Für die WindSim Auswertung wurden beide Datensätze berücksichtigt, deren nächstgelegene Gitterpunkte 17.8 bzw. 15.5 km NW des Standortes liegen.

9) MCP (Measure-Correlate-Predict) -Methode

«Die MCP-Methode geht von der Annahme aus, dass die zeitgleichen Messwerte am Planungsstandort und an der Referenzstation linear korreliert sind. Werden z.B. unter der Annahme des linearen Zusammenhangs die Stundenmittelwerte der Windgeschwindigkeit der Referenzstation als x-Komponente und die der Planungsstation als Y-Komponente des Wertepaares für die Windgeschwindigkeiten in ein kartesisches Koordinatenkreuz eingetragen, so kann eine Regressionsgrade durch alle aufgetragenen Punkte gelegt werden. Die Steigung dieser Graden ist ein Mass für das Verhältnis aus Windgeschwindigkeit am Planungsort und am Referenzstandort. Eine Korrelationsrechnung mit den Messwerten des Referenzstandortes und des Planungsstandortes ermöglicht eine statistische Einschätzung der Beziehungen der Windverhältnisse zwischen den zwei Standorten mittels des Korrelationskoeffizienten R^2 .»⁶¹

59 Wikipedia

60 <http://www.meteoschweiz.admin.ch/home/mess-und-prognosesysteme/bodenstationen/automatisches-messnetz.html?station=sae>

61 Gasch & Twele (2012), Windkraftanlagen: Grundlagen, Planung, Entwurf, Betrieb

Anhang V Leistungswerte und Schalleistungspegel der WEAs

1) Leistungswerte Enercon E-115 / 3000 kW mit TES

Für weitere Betriebsmodi mit reduzierter Leistung und Schalleistungspegel, siehe Enercon D0388624-2, 2015-12-01

Betriebsmodus 0 s

Berechnete Leistungswerte Betriebsmodus 0 s

Windgeschwindigkeit v in m/s	Leistung P in kW	c_p -Wert	c_t -Wert
0	0	0,00	0,00
1	0	0,00	0,00
2	3	0,06	1,18
3	49	0,28	0,96
4	155	0,38	0,88
5	339	0,42	0,88
6	628	0,45	0,90
7	1036	0,47	0,89
8	1549	0,47	0,84
9	2090	0,45	0,78
10	2580	0,40	0,73
11	2900	0,34	0,56
12	3000	0,27	0,40
13	3000	0,21	0,31
14	3000	0,17	0,24
15	3000	0,14	0,20
16	3000	0,11	0,16
17	3000	0,09	0,13
18	3000	0,08	0,11
19	3000	0,07	0,10
20	3000	0,06	0,09
21	3000	0,05	0,08
22	3000	0,04	0,07
23	3000	0,04	0,06
24	3000	0,03	0,05
25	3000	0,03	0,05

2) Schalleistungspegel Enercon E-115 / 3000 kW mit TES

Berechnete Schalleistungspegel Betriebsmodus 0 s

Im Modus 0 s wird die Windenergieanlage leistungsoptimiert mit optimaler Ertragsausbeute betrieben. Der höchste zu erwartende Schalleistungspegel liegt bei 105,0 dB(A) im Bereich der Nennleistung. Nach Erreichen der Nennleistung wird ein gleichbleibender Pegel garantiert.

Technische Daten

Parameter	Wert	Einheit
Nennleistung (P_n)	3000	kW
Nennwindgeschwindigkeit	12,0	m/s
minimale Betriebsdrehzahl	4,6	U/min
Solldrehzahl	12,8	U/min

Berechneter Schalleistungspegel in dB(A) bezogen auf die standardisierte Windgeschwindigkeit V_s in 10 m Höhe

v_s in 10 m Höhe	Nabenhöhen			
	92 m	122 m	135 m	149 m
5 m/s	100,6	101,2	101,5	101,8
6 m/s	103,5	104,0	104,2	104,2
7 m/s	104,7	104,8	104,8	104,9
8 m/s	105,0	105,0	105,0	105,0
9 m/s	105,0	105,0	105,0	105,0
10 m/s	105,0	105,0	105,0	105,0
95 % P_n	105,0	105,0	105,0	105,0

Berechneter Schalleistungspegel in dB(A) bezogen auf die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe

7 m/s	8 m/s	9 m/s	10 m/s	11 m/s	12 m/s	13 m/s	14 m/s	15 m/s
100,6	102,7	104,1	104,8	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0

3) Leistungswerte Enercon E-126 EP4 / 4200 kW mit TES

Für weitere Betriebsmodi mit reduzierter Leistung und Schallleistungspegel, Enercon D0387022-1, 2015-08-04.

Betriebsmodus 0 s

Berechnete Leistungswerte Betriebsmodus 0 s

Windgeschwindigkeit v in m/s	Leistung P in kW	c_p -Wert	c_t -Wert
0	0	0	0
1	0	0	0
2	0	0	0
3	58	0,28	0,83
4	185	0,37	0,75
5	400	0,41	0,72
6	745	0,44	0,72
7	1200	0,45	0,72
8	1790	0,45	0,72
9	2450	0,43	0,69
10	3120	0,40	0,65
11	3660	0,35	0,61
12	4000	0,30	0,46
13	4150	0,24	0,35
14	4200	0,20	0,27
15	4200	0,16	0,22
16	4200	0,13	0,18
17	4200	0,11	0,15
18	4200	0,09	0,13
19	4200	0,08	0,11
20	4200	0,07	0,09
21	4200	0,06	0,08
22	4200	0,05	0,07
23	4200	0,04	0,06
24	4200	0,04	0,06
25	4200	0,03	0,05

4) Schalleistungspegel Enercon E-126 EP4 / 4200 kW mit TES

Berechnete Schalleistungspegel Betriebsmodus 0 s

Im Modus 0 s wird die Windenergieanlage leistungsoptimiert mit optimaler Ertragsausbeute betrieben. Der höchste zu erwartende Schalleistungspegel liegt bei 105,0 dB(A) im Bereich der Nennleistung. Nach Erreichen der Nennleistung wird ein gleichbleibender Pegel garantiert.

Technische Daten

Parameter	Wert	Einheit
Nennleistung (P_n)	4200	kW
Nennwindgeschwindigkeit	14,0	m/s
minimale Betriebsdrehzahl	4,6	U/min
Solldrehzahl	11,6	U/min

Berechneter Schalleistungspegel in dB(A) bezogen auf die standardisierte Windgeschwindigkeit V_s in 10 m Höhe

v_s in 10 m Höhe	Nabenhöhe	
	135 m	144 m
5 m/s	101,1	101,2
6 m/s	103,2	103,3
7 m/s	104,3	104,3
8 m/s	104,8	104,8
9 m/s	105,0	105,0
10 m/s	105,0	105,0
95 % P_n	105,0	105,0

Berechneter Schalleistungspegel in dB(A) bezogen auf die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe

7 m/s	8 m/s	9 m/s	10 m/s	11 m/s	12 m/s	13 m/s	14 m/s	15 m/s
100,1	102,0	103,3	104,1	104,5	104,8	105,0	105,0	105,0

Anhang VI Terzbandpegel Enercon E-126-EP4

Aus Enercon Dokument D0423679-3_#_de_#_Terzbandpegel_E-126_EP4_4200_kW



Technical Information
One-Third Octave Band Level E-126 EP4 / 4200 kW

2 One-third octave band level HH 135 m

Hub height 135 m, based on wind speed v_{10} at a height of 10 m, one-third octave band level values in dB(A)						
One-third octave band level frequency in Hz	Wind speed at a height of 10 m in m/s					
	5	6	7	8	9	10
20	58.0	59.0	59.7	60.3	60.2	60.0
25	63.8	64.9	65.7	66.3	66.3	66.1
31.5	68.7	70.0	70.9	71.6	71.5	71.4
40	73.0	74.4	75.3	76.0	76.0	75.9
50	76.7	78.2	79.1	79.9	79.8	79.7
63	79.8	81.4	82.3	83.1	83.1	82.9
80	82.5	84.1	85.1	85.9	85.8	85.7
100	84.5	86.2	87.2	87.9	87.8	87.7
125	85.7	87.4	88.5	89.1	88.8	88.7
160	86.6	88.5	89.6	90.0	89.5	89.3
200	87.6	89.6	90.8	91.0	90.2	89.9
250	88.7	90.9	92.1	92.1	91.1	90.9
315	89.4	91.7	92.9	92.8	91.8	91.7
400	90.0	92.3	93.5	93.3	92.5	92.5
500	90.5	92.8	93.9	93.7	93.2	93.4
630	90.8	93.1	94.1	94.1	93.9	94.3
800	90.5	92.8	93.9	94.2	94.4	95.0
1000	90.3	92.5	93.6	94.3	95.0	95.6
1250	90.2	92.3	93.4	94.3	95.6	95.8
1600	89.9	91.9	92.9	94.1	95.5	95.3
2000	88.7	90.6	91.7	93.0	94.1	93.6
2500	86.8	88.7	89.8	91.3	91.8	91.1
3150	84.3	86.2	87.3	88.9	88.6	87.9
4000	80.6	82.6	83.7	85.2	84.3	83.5
5000	75.4	77.6	78.7	79.8	78.6	77.8
6300	67.5	69.8	70.9	71.8	70.5	69.5
8000	55.7	58.0	59.2	60.0	58.5	57.4
10000	40.7	43.0	44.2	45.0	43.5	42.4

Anhang VII Schätzung der Ertragsverminderungen

WindSim verwendet detaillierte Energieverlust Faktoren, um sicherzustellen, dass alle potenziellen Quellen von Energieverlust berücksichtigt werden. Fünf Quellen werden betrachtet, und im Detail unten beschrieben.

1. Verfügbarkeit
2. Elektrische Verluste
3. Leistung der Turbine
4. Umweltbedingungen
5. Umweltauflagen
6. Betriebseinschränkungen
7. Unvorhergesehene Auflagen

1) Verfügbarkeit

Windenergieanlage, Anlagen und das Stromnetz stehen nicht die ganze Zeit zur Verfügung. Schätzungen zur Verfügbarkeit während der Lebensdauer des Windparks werden anhand der nachfolgenden Kriterien gemacht.

Anlagenverfügbarkeit

Der Turbinenverfügbarkeitsverlust ist auf die Ausfallzeiten auf die routinemäßige Wartung, Störungen der Komponenten der Windturbine zurückzuführen. Der Verlust wird als Prozentsatz der potentiellen Energie des Windparks über den Berechnungszeitraum definiert. Die Routine Wartung variiert von Projekt zu Projekt, aber die typischen Werte liegen bei 60 Stunden pro Jahr, oder etwa 0.7% der Zeit. Die Verfügbarkeit der Turbine variiert auch im Laufe der Zeit und ist während des ersten Jahres typischerweise niedrig, da die Inbetriebnahme Phase Turbinenausfallzeiten und -anpassungen erfordert. Die Verfügbarkeit steigt im zweiten Jahr aufgrund des stabilen Betriebs drastisch. Verluste sind durch Betriebserfahrungen minderbar. Jedoch nehmen Sie mit dem Alter der Komponenten und deren Wartung oder Ersetzungen zu. Moderne Windenergieanlagen mit entsprechender Auslegung haben sehr hohe Verfügbarkeitsfaktoren, 50% der Windparks verfügen über eine Zeitverfügbarkeit von 97.1% oder mehr, 90% der Windparks sind 91.5% oder mehr und der Mittelwert 96.1%.

Dieses Projekt besteht aus 2 Anlagen. In der Regel garantieren Hersteller für Projekte mit 3 oder weniger Anlagen eine Verfügbarkeit von 95%. Deshalb wird es angenommen, dass die Anlagen im Durchschnitt während 5.0 % der Zeit nicht verfügbar sein werden. Dieser Wert wird auch die unerwarteten Ertragsminderungen durch folgenden zwei Faktoren decken.

Verfügbarkeit der Windpark Infrastruktur

In der Regel können Transformer und Infrastruktur Fehler weitere Ertragsminderungen verursachen. Es wird angenommen, dass die Windpark-Infrastruktur Schweizer Standards entsprechen und solche Ertragsminderungen (Erfahrungswert circa 0.2 %) vernachlässigbar sein werden.

Verfügbarkeit des Stromnetzes

Der Stromnetz-Verfügbarkeitsverlust definiert die unerwartete Nichtverfügbarkeit des Stromnetzes für den Windpark im Betrieb. Es ist typischerweise der Energieverlust aufgrund von Netzüberlastungen. Der Verlust wird als Prozentsatz der potentiellen Energie des Windparks über den Berechnungszeitraum definiert. In

Wiederum wird es angenommen, dass die Windpark-Infrastruktur Schweizer Standards entsprechen und solche Ertragsminderungen (Erfahrungswert circa 0.1 %) vernachlässigbar sein werden.

Der Gesamtverlust aufgrund der Verfügbarkeit wird dann auf 5.0 % geschätzt.

2) Elektrischer Wirkungsgrad

Es werden elektrische Verluste aufgrund der betrieblichen elektrischen Effizienz und des Windparkverbrauchs auftreten.

Elektrische Übertragungsverluste

Betriebsbedingter elektrischer Übertragungsverlust ist der Verlust zum Punkt der Ertragsmessung, einschliesslich Transformatoren, Sammelverdrahtung, Unterstation, Übertragung. Es treten elektrische Verluste auf, die zwischen den Niederspannungsklemmen der Windturbinen und dem Windpark Vernetzungspunkt auftreten, der sich üblicherweise innerhalb einer Windpark-Vermittlungsstation befindet. Dazu gehören die elektrischen Verluste, die beim Betrieb des Windparks auftreten und den gemessenen Energieertrag reduzieren. Sie wird als Prozentsatz der potentiellen Energie des Windparks über den Berechnungszeitraum definiert.

In diesem Projekt gibt es keine Unterstation und der Netzanschlusspunkt liegt in unmittelbarer Nähe des Projektes (Trafostation Haggen, in circa 400m Entfernung). Getriebelose Enercon Anlagen sind effizienter und weniger anfällig. Deshalb werden solche Verluste auf höchstens 2.0% geschätzt.

Windparkverbrauch

Windpark, einschliesslich Transformatoren und elektrische Geräte in Umspannwerken verbrauchen Leistung, wenn nicht in Betrieb. Sie wird als Prozentsatz der potentiellen Energie des Windparks über den Berechnungszeitraum definiert. Für den Großteil des Windparks wird er typischerweise als Betriebskosten des Windparks betrachtet, womit der Wert 100% beträgt. Manchmal wird sie jedoch als Verbrauch des Windparks betrachtet.

In diesem Projekt wird der Windpark Verbrauch als Teil der Betriebskosten betrachtet und Windparkverbrauch Verlust auf 0.0% geschätzt.

Der Gesamtverlust aufgrund des elektrischen Wirkungsgrades wird auf 2.0% geschätzt.

3) Leistung der Turbine

Leistungsverlust wird durch Turbinen, welche nicht im optimalen Betrieb gemäss Leistungskurve laufen, verursacht. Hinzu kommen Verluste durch Nachführung, Justierung und zu hohen Windgeschwindigkeiten.

Allgemeine Leistungskurvenanpassung

Für die Ertragsschätzung wird die Leistungskurve des Turbinenherstellers verwendet. Die Analyse erfolgt gemäss IEC-Standard. Für einige Modelle steht kein zuverlässiger Test zur Verfügung und eine Anpassung wird angewendet. Sie wird als Prozentsatz der potentiellen Energie des Windparks über den Berechnungszeitraum definiert.

Erfahrungsgemäss sind die Leistungskurven der Firma Enercon sind eher konservativ. Messungen durch dritte liefern oft bessere Resultate. Somit wird der allgemeine Leistungskurvenanpassungsverlust auf 0.0% geschätzt.

Standortspezifische Leistungskurvenanpassung (Site specific power curve)

Die Leistungskurve der Windenergieanlage basiert auf einer Leistungskurvenmessung, die auf einer einfachen Geländetestanlage durchgeführt wird. Im komplexen Gelände erlebt der Windpark unterschiedliche Strömungsverhältnisse wie Turbulenzintensität, Einströmwinkel und Luftdichte, die sich von denen des Prüfstandortes unterscheiden. Sie wird als Prozentsatz der potentiellen Energie des Windparks über den Berechnungszeitraum definiert.

In diesem Projekt befinden sich die Anlagen in einem komplexen Gelände, die Windscherung, der Einströmwinkel und die Turbulenzintensität am Standort unterscheiden sich wesentlich von denen eines Testgeländes. Der ortsspezifische Leistungskurvenanpassungsverlust wird auf 2.0% geschätzt.

Hohe-Windhysterese

Die Anlagen schalten sich ab, wenn die Windgeschwindigkeit eine bestimmte Geschwindigkeitsgrenze überschreitet, typischerweise liegt diese bei 25m/s (mit Enercon Sturmregelung 28 – 34 m/s). Wenn die Windgeschwindigkeit unter den Grenzwert fällt, startet die Turbine wieder. Abschaltungen bei hohen Windgeschwindigkeiten können eine beträchtliche Ermüdungsbelastung verursachen. Um dies zu

minimieren, soll eine Vielzahl von Aus- und Einschaltungen bei Windgeschwindigkeiten um den Grenzwert, vermieden werden. Dazu wird ein sogenannter Hystrese-Algorithmus angewandt. In die Berechnungen werden die An- und Abschaltgeschwindigkeit der Turbine miteinbezogen.

Zusätzlich werden Enercon Windenergieanlagen mit einer speziellen Sturmregelung betrieben. Diese ermöglicht einen abgeregelten Anlagenbetrieb bei sehr hohen Windgeschwindigkeiten ohne übliche Haltevorgänge, die zu beträchtlichen Ertragsverlusten führen würden. Zudem hat die Sturmregelung einen positiven Einfluss auf die Stabilität des elektrischen Netzes, da die Windenergieanlagen die Leistungseinspeisung allmählich reduzieren und nicht abrupt einstellen. In diesem Projekt wird der Hochwind-Hystereseverlust mit 0,0% berechnet.

Der Gesamtverlust aufgrund der Turbinenleistung wird auf 2,0% geschätzt.

4) Umweltbedingungen

Unter bestimmten Bedingungen kann sich Schmutz auf den Rotorblättern bilden, oder sich die Oberfläche der Rotorblätter verschlechtern. Auch Eis kann sich auf einer Windenergieanlage bilden. Diese Einflüsse und extreme Wetterbedingungen können die Energieproduktion eines Windparks beeinflussen.

Degeneration der Rotorblätter

Die Leistung der Windenergieanlage wird durch Abnutzung der Rotorblätter, durch Schmutz, Insekten und Degeneration beeinflusst. Der Schmutz kann manchmal durch Regen weggeschwemmt werden.

Es wird davon ausgegangen, dass die Rotorblätter eine überdurchschnittliche Industriequalität aufweisen. Schmutz und Insektenvorkommen werden als durchschnittlich angenommen, beziehungsweise werden die Rotorblätter nach Bedarf gereinigt. Der Degenerationsverlust der Rotorblätter wird auf 0,0% geschätzt.

Vereisung

Vereisung der Rotorblätter können, auch in kleinerem Ausmass, die Leistung einer Windenergieanlage dramatisch beeinflussen. Vereisung kann also die Leistung der Anemometer und Windfahnen die für die Steuerung der Anlage notwendig sind, beeinflussen.

Die Messungen zeigten, dass am Standort oft Vereisungsbedingungen vorkommen. Neben den Ertragsverminderungen ist Sicherheit gegen herabfallende Eisstücke oder Eiswurf ein zentrales Thema. Deshalb werden die Anlage mit Enercon Eisdetektion- und Enteisungssystemen (Blattheizung) ausgerüstet. Energieverbrauch dieser Systeme werden als Ertragsminderung betrachtet.

Vereisungsverluste werden entsprechend auf 1.0 % geschätzt.

Extreme Wetterbedingungen

Enercon Anlagen sind für ein Temperaturbereich von -20 °C bis +50 °C, relative Luftfeuchte bis 95% und für Windgeschwindigkeiten bis 59.5 m/s (3-s-Böe, 42.5 m/s 10 Minuten Mittelwert, 8.5 m/s Jahresmittelwert) ausgelegt. Sollten diese Werte wider Erwarten überschritten werden stellt sich die Anlage für Sicherheitsgründen automatisch ab.

Ertragsminderungen wegen extremen Wetterbedingungen werden als 0.0% geschätzt. (s. auch 5.10 Mittel- und Extremwerte, Seite 33)

Site Access (Erreichbarkeit des Standortes)

In abgelegenen Gegenden können extreme Umweltbedingungen Zugang zum Standort für Service-Zwecke beeinträchtigen. Dies trifft der Windenergieprojekt Oberegg nicht zu.

Ertragsminderungen wegen Unerreichbarkeit des Standortes wird als 0.0% geschätzt.

Baumwachstum

T1 liegt am Waldrand, T2 im Wald. Änderungen der Baumhöhe mit der Zeit wird die Windströmung am Standort beeinflussen.

Im vorliegenden Fall ist der Wald aber kein junger Wald, wo die Baumhöhen sich innerhalb 20 Jahren massiv ändern werden. Der Wald beeinflusst die Strömung bis auf 3-mal die Baumhöhe, also zurzeit bis auf eine Höhe von 60m. Auch wenn die Bäume bis auf 30 m wachsen wird der Einfluss auf der Nabenhöhe von 135m vernachlässigbar sein.

Ertragsminderungen durch Umweltbedingungen werden insgesamt als 0.0% geschätzt.

5) Umweltauflagen

Einhaltung verschiedener gesetzlichen Umweltschutzauflagen (Lärmschutzverordnung, Vogel- und Fledermausschutz) und freiwilligen Massnahmen (Schattenwurf) können beträchtliche Ertragseibussen verursachen. Einfluss dieser Massnahmen sind in Abschnitten 12.2 bis 12.5 eingehend erläutert.

Ertragsminderungen durch Umweltauflagen werden insgesamt als 8.0% geschätzt (1 % für Fledermaus-, 3% für Vogelschutz, 1.5% für Schattenwurf, 2.5% Lärmschutz).

6) Betriebseinschränkungen

Es kann vorkommen, dass eine oder mehrere Anlagen eines Windparks unter bestimmten Betriebsbedingungen abgestellt werden müsse, damit eine Überbelastung der Anlagen oder des Stromnetzes vermieden werden kann.

Sektor Management

Sektor Management bedeutet, dass die Anlagen abgestellt oder mit reduzierter Leistung betrieben werden, wenn der Wind von bestimmten Sektoren weht. Dieses Vorgehen reduziert die zusätzlichen Lasten die durch die Nachlaufströmung der im Luv liegenden Anlage.

Aufgrund bisheriger Analysen der Standort durch Firma Enercon sind keine Sektor Management vorgesehen.

Ertragsminderungen durch Sektor Management werden insgesamt als 0.0% geschätzt.

Netz Einschränkungen

In gewissen Einspeise Verträgen kann es verlangt werden, dass der Windpark unter bestimmten Netzbedingungen die Produktion des Windparks eingeschränkt werden.

Zurzeit sind keine Netzeinschränkungen bekannt. Assoziierte Verluste werden geschätzt als 0.0%.

7) Unvorhergesehene Auflagen

Oben wurden alle bisher bekannte Faktoren die zu einer Ertragsminderung führen könnten aufgelistet. Es kann aber auch vorkommen, dass neue oder unvorhergesehene Auflagen auferlegt werden.

Für Ertragsminderungen wegen unvorhergesehene Auflagen wird 1.0% eingesetzt.

Anhang VIII Analyse der Unsicherheiten

Bei der Analyse der Unsicherheiten für die Bewertung von Windenergieprojekten wird typischerweise davon ausgegangen, dass die Windenergieanlagen genau nach definierten Verfügbarkeit und Leistungsangaben funktionieren. Die Leistung und Verfügbarkeit werden in der Regel durch den Hersteller angegeben und garantiert. Die Unsicherheiten sollten im Turbinenkaufvertrag definiert sein und überprüft werden. Die Prüfung dieser Unsicherheiten liegt nicht im Rahmen einer Standard-Energieanalyse.

Es ist jedoch die Norm, dass die geschätzte Verfügbarkeit, der Verlustfaktor und der Leistungsfaktor eine moderate Unsicherheit zugeordnet werden. Kleinere Abweichungen von der erwarteten Verfügbarkeit und Leistung sind anzunehmen und nicht ausreichen zuordnen, um zu berücksichtigen, dass kleine Abweichungen von der erwarteten Verfügbarkeit und dem Leistungsniveau nicht ausreichen, um Schadenszahlungen im Rahmen der Gewährleistung auszulösen. Die Unsicherheit in den Energieschätzungen ist ein wesentlicher Teil des Ergebnisses.

Die Unsicherheiten werden in zwei Gruppen zusammengefasst:

- "Windgruppe"
- "Energiegruppe"

Der **Windgruppe** sind 4 Unsicherheiten zugeordnet:

1. Windmessung
2. Langzeitdaten
3. Strömungsmodell
4. Jährliche Variabilität

1) Windgruppe

Windmessung

Dies ist die Unsicherheit in der Windgeschwindigkeit, gemessen durch Anemometer nach Datenvalidierung. Sie spiegelt nicht nur die Unsicherheit der Empfindlichkeit der Instrumente bei idealen Windverhältnissen wieder, sondern auch deren Leistungsfähigkeit im Feld. Faktoren wie Anemometer-Kalibrierung und Konfiguration nach IEC-Norm, werden ebenfalls berücksichtigt.

In diesem Projekt wurden Thies Anemometer verwendet. Als Unsicherheit im komplexen Gelände wird 2.0% angenommen. Die Unsicherheit der Anemometer nach der Kalibrierung wurde mit 0.5% angegeben. Die Installation und Konfiguration der Sensoren erfolgte nach IEC Standard wobei eine Unsicherheit von 1% angenommen wird. Die Instrumente sind gut gewartet weshalb eine 0.0% Unsicherheit angenommen wird. Die Datenbehandlung, Qualität der Datenlogger wird hoch qualitativ eingeschätzt weswegen eine 0.0% Unsicherheit angenommen wird. Die Gesamtmessunsicherheit der Windmessung beträgt somit 2,3%.

Langzeitdaten

Die Unsicherheit ist mit der Genauigkeit der Windgeschwindigkeitskorrelationen verbunden. Es ist davon auszugehen, dass der Zeitraum der vorhandenen Langzeitdaten repräsentativ für das langfristige Windverhältnis am Messstandort sind. Die Langzeitdaten und die Windrose sind Referenzen sehr guter Qualität.

Die Langzeitdaten sind über einen Zeitraum von 37 Jahren. Die 1-Jahres-Varianz wird auf 3.4% prognostiziert. Die langfristige Unsicherheit über eine Laufzeit von 37 Jahren beträgt somit 0,6%. Die jährliche mittlere Windgeschwindigkeit hat keinen signifikanten Trend in 37 Jahren. Daher wird die langfristige Unsicherheit der Windgeschwindigkeit als 0,2% angenommen. Die Korrelationsrate R^2 für die Windgeschwindigkeit beträgt zwischen 0.5 und 0.6 und zwischen 0.7 und 0.8 für die Windrichtung. Die Unsicherheit wird hier als 2.0% angenommen. Die Langzeitdaten weisen eine ähnliche Verteilung der Windgeschwindigkeiten auf wie die Windmessdaten am Messstandort Oberegg. Die Unsicherheit wird als

0.2% angenommen. Die Korrelation der Langzeitdaten und Messdaten Oberegg werden auf 2.1% prognostiziert.

Strömungsmodell

Die Unsicherheit ist abhängig von der WindSim-Strömungsmodellierung. Sie kann als die Unsicherheit in der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit an jedem Punkt relativ zu der gemessenen Windgeschwindigkeit am Messstandort definiert werden. Die Unsicherheit ist abhängig von Modell, Modell-Auflösung, Gelände, Klima, Messstandort und weiteren Faktoren. Zur Verifizierung des Strömungsmodells und der Windscherung wurde anhand des Messmastes durchgeführt.

In diesem Projekt wird das Modell mittels Winddaten auf unterschiedlichen Höhen am Messmasten und mittels der Lidarmessung verifiziert. Die Unsicherheit der Strömungsmodell-Vertikalprognose von 100,78 m auf 135m liegt bei 2%. Die horizontale Distanz vom Messmast zu den Turbinenstandorten beträgt etwa 250 m. Es sind keine weiteren Messmasten für eine Modellvalidierung zur Verfügung. Die Unsicherheit der Strömungsmodell-Horizontalprognose liegt bei 1% geschätzt. Die Unsicherheit im Wake-Modell wird auf 0,5% prognostiziert. Die Unsicherheiten des Gesamtstrommodells werden auf 2,3% prognostiziert.

Jährliche Variabilität

Sie stützt sich auf die Langzeitdaten und gibt die Varianz der Windgeschwindigkeit von Jahr zu Jahr an. Ein typischer Wert liegt bei 3-6% der Windgeschwindigkeit.

In diesem Projekt wird die Varianz in der 1-Jahres Variante auf 3.4% prognostiziert. Die Varianz über 20 Jahre ergibt eine prognostizierte Unsicherheit von 0.8%.

Sensitivitätsfaktor: Der Sensitivitätsfaktor zeigt die Abhängigkeit zwischen der mittleren Windgeschwindigkeit und der jährlichen Energieproduktion. Dadurch kann anhand der Gesamtunsicherheit der Windgeschwindigkeit auf die Gesamtunsicherheit der Energieproduktion geschlossen werden. Die Berechnung erfolgt aufgrund Weibull-Parameter, Abschattungsverluste und Turbulenzen. Für Windenergie Projekt Oberegg wurde ein Sensitivitätsfaktor von 1.85 berechnet. In anderen Worten ändert sich der Ertrag um 1.85%, wenn die Windgeschwindigkeit sich um 1% ändert, um 3.7% wenn die Windgeschwindigkeit sich um 2% ändert, usw.

2) Energiegruppe

Der **Energiegruppe** sind 2 weitere Unsicherheiten zugeordnet:

1. Leistung
2. Ertragsminderungen

Leistung

Diese Unsicherheit bezieht sich auf die Leistungskurve der Turbinen am Standort Oberegg. Standortbedingungen werden vom Betrieb unter idealen Prüfbedingungen abweichen. Die Abweichung ist auf Turbulenzen, Abwinde, Windscherung die Luftdichte zurückzuführen. Theoretische Leistungskurven, welche nicht durch eine Messung verifiziert werden, weisen eine hohe Unsicherheit auf. Verifizierte Leistungskurven verfügen normalerweise über eine Unsicherheit von 5-10%.

In diesem Projekt wurden die Erträge mit den Leistungskurven des Herstellers berechnet. Obwohl keine verifizierten Leistungskurven vorliegen, werden die von Firma Enercon zur Verfügung gestellte Leistungskurven als vertrauenswürdig eingestuft und mit einer Unsicherheit von 8% pro Turbine bei durchschnittlicher Windgeschwindigkeit behaftet. Die Unsicherheit auf den Windpark bezogen beträgt dann $8\% / (\text{Anzahl Turbinen})^{1/2}$, oder 5.7%.

Ertragsminderung

Diese Unsicherheit ist abhängig von Verfügbarkeit, der elektrischen Infrastruktur, der Turbinenleistung, Umwelteinflüssen und weitere ertragsmindernde Faktoren. Die minimale Ertragsminderung (EM_{\min}) beträgt

7.9%, die maximale (EM_{\max}) 11.5%. Unter der Annahme einer zufälligen Verteilung wird die Gesamtunsicherheit auf $\frac{1}{2}(EM_{\max} - EM_{\min})/\sqrt{3} = 1.0\%$ der Energieproduktion prognostiziert.

Für die prognostizierte jährliche Energieproduktion wird eine Normalverteilung angenommen und die Unsicherheit bei den Ertragsprognosen (Wahrscheinlichkeit der Überschreitung) berechnet. Die spezifischen Annahmen für die Unsicherheitsanalyse sind in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst.

Unsicherheit t	Rubrik	Einheit t	Windgeschwindigkeit t	Energieertrag g
	Gesamt Unsicherheit	%	5.04	9.33
Sensitivitätsfaktor: 1.85				
U ₁	Windmessungen	%	2.30	4.30
U ₂	MCP (Langzeitressourcen)	%	2.10	3.90
U ₃	WindSim CFD Modell	%	2.30	4.30
U ₄	Jährliche Variabilität	%	0.80	1.50
U ₅	Energieumwandlung	%	3.10	5.70
U ₆	Ertragsminderungen	%	0.50	1.00

3) Gesamtunsicherheit

Die **Gesamtunsicherheit** U_g besteht aus allen einzeln erwähnten, voneinander unabhängigen, Unsicherheiten und wird folgend berechnet: $U_{total} = \sqrt{U_1^2 + U_2^2 + U_3^2 + U_4^2 + U_5^2 + U_6^2}$

Anhang IX Theorie Weibull-Verteilung

Um die gemessene Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten mathematisch zu beschreiben, wird die Weibull-Verteilung mit dem Skalierungsfaktor A und Formparameter k verwendet:

$$f(v) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{A}\right)^k\right)$$

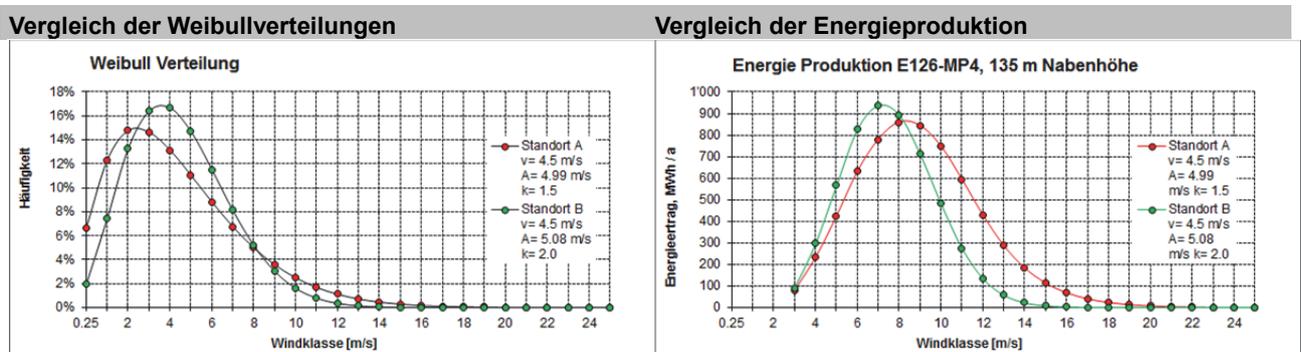
Skalierungsfaktor A (m/s): ist ein Mass für die Windgeschwindigkeit, die die Zeitreihe charakterisiert. A ist proportional zum Mittelwert der Windgeschwindigkeit.

Formfaktor k: gibt die Form der Verteilung an und nimmt einen Wert zwischen 1 und 3 an. Ein kleiner k-Wert bedeutet sehr variable Winde, während konstante Winde einen grösseren k-Wert ergeben.

Im folgenden Beispiel werden 2 Standorte auf gleicher Höhe über Meer und identischen Mittelwerten der mittleren Windgeschwindigkeit verglichen.

Standort	A	B	Formeln für Berechnung der Energiedichte und Windgeschwindigkeit aus Weibullverteilung
Windenergieanlage	E-126 - EP4	E-126 - EP4	
Installierte Leistung kW	4200	4200	
Nabenhöhe der Anlage (m)	135	135	
Höhe ü.M. (m)	1100	1100	
Naben Höhe ü.M. (m)	1235	1235	
Mittelwert Temperatur (°C)	7.00	7.00	
Luftdichte auf Nabenhöhe (kg/m ³)	1.098	1.098	
Mittlere Windgeschwindigkeit (m/s)	4.50	4.50	$v = A \cdot e^{\left(\text{Gamma} \ln\left(1 + \frac{1}{k}\right)\right)}$
Weibull A (m/s)	4.99	5.08	
Weibull k	1.50	2.00	
Durchschnittliche Energiedichte (W/m ²)	136.12	143.93	$E = \frac{1}{2} \rho \cdot A^3 \cdot e^{\left(\text{Gamma} \ln\left(1 + \frac{3}{k}\right)\right)}$
Jahresproduktion (GWh/a)	6.38	5.31	

Obwohl der Standort B insgesamt eine höhere Energiedichte aufweist (die Fläche unter der grün markierten Linie links), im Betriebsbereich der Anlage (ab Windklasse 3 m/s) wird die gleiche Anlage am Standort A um 20 % mehr Energie produzieren (Fläche unter der rot markierten Linie) als am Standort B.



Jahresmittel der Windgeschwindigkeit an einem Standort gibt nur einen ersten Anhaltspunkt für die Windenergieressourcen am Standort. Für die Energieressourcen (und damit Energieertrag) an einem Standort ist die Häufigkeit der verschiedenen Windgeschwindigkeitsklassen massgebend, nicht die mittlere Windgeschwindigkeit.