

## Ermittlung des Windenergiepotentials am Standort Oberfeld

Ertragsberechnungen  
für zwei Windenergieanlagen

JH Wind GmbH  
Johannes Hagemann

Gruberhof 8  
79110 Freiburg im Breisgau  
Tel. 0049 (0)761/15612852

Amtsgericht Freiburg HRB 708246  
Geschäftsführer: Johannes Hagemann

Auftraggeber: Appenzeller Wind AG  
Wiesstrasse 13  
9431 Oberegg  
Schweiz

## Inhalt

1. Vorbemerkung zum Gutachten.....	3
2. Literatur Richtlinien Daten .....	5
3. Lagebeschreibung und Karten .....	7
Weitere Umgebung des Standorts Oberfeld.....	7
Standortkoordinaten.....	9
Die nähere Umgebung der WEA .....	11
3. Beurteilung der Basisdaten .....	17
Messung am Standort Oberfeld .....	19
Fotos von Sensoren auf den Messhöhen .....	22
4. Vorgehensweise .....	25
4.1 Begehung .....	28
5. Die Windverhältnisse am begutachteten Standort.....	29
6. Langzeitkorrelation .....	38
6.1 Mögliche Methoden der Langzeitkorrelation .....	38
6.2 Die angewendete MCP-Methode.....	41
7. Verluste.....	44
8. Ergebnisse der Berechnungen .....	46
9. Unsicherheiten.....	51
9.1 Unsicherheitsfaktoren.....	51
9.2 Überschreitungswahrscheinlichkeiten P-Werte.....	53
10. Einschätzung zur Nutzung des Standorts.....	55
11. Schlussbemerkungen zum Gutachten.....	56
Tabellenverzeichnis.....	57
Abbildungsverzeichnis.....	58
Anhänge Dateien:.....	60

## 1. Vorbemerkung zum Gutachten

Zwei Grosswindkraftanlagen, im Folgenden WEA (Windenergieanlagen) genannt, sind für den Standort Oberfeld im Kanton Appenzell Innerrhoden für die Nutzung der Windenergie geplant.

Zur Ermittlung des Windpotentials wurde die Firma JH Wind GmbH mit der Berechnung der Windverhältnisse und der Erstellung eines Vorgutachtens beauftragt/8/. Eine dreimonatige Windmessung mit einem LIDAR erlaubten eine erste Abschätzung, aufgrund des Messzeitraums und der Verfügbarkeit war noch keine Erstellung eines Gutachtens möglich.

Dieses Vorgutachten ergab ein Ergebnis, das auf Windverhältnisse und Erträge schliessen liess, die eine wirtschaftliche Nutzung des Standorts Oberfeld ermöglichen.

Um ein vollständiges Gutachten nach den Richtlinien zu erstellen, nach denen die JH Wind GmbH arbeitet, ist eine einjährige Windmessung mit einer ausreichenden Datenverfügbarkeit erforderlich.

Eine Messung lief vom 16.07.2015 bis zum 15.08.2016 Es wurde auf den Höhen 99, 90, 80, 75, 60 und 100 Metern über Grund gemessen mit einem Mast gemessen

Bei der Erstellung des Gutachtens: «*Windgutachten für den Standort Oberfeld Ertragsberechnungen für zwei Windenergieanlagen*» vom 12.03.2017 wurden die Daten der Mast-Messung berücksichtigt.

In diesem Gutachten wird ebenfalls die Messung mit dem Mast berücksichtigt. Gegenüber dem Gutachten von 2017 ist ein anderer WEA-Typ geplant, die Positionen der WEA wurden um wenige m geändert. Der Abgleich mit den Langzeitdaten, Immissionsschutzrechtliche Abschaltungen und die Modellierungsmethode sind neu gegenüber dem Gutachten von 2017.

Das Windgutachten erfüllt die Anforderungen von/2/, eine Revision von /1/.

WEA 1 und WEA 2	
Hersteller	Enercon
Typ	E -138 EP3 E3 - 4.260
Nennleistung	4.260 [kW]
Nabenhöhe	131 [m]
Rotordurchmesser	138 [m]

Tabelle 1: WEA-Typ

Erste Datenauswertungen von Wind - und Geländedaten erfolgten mit der Software WindPRO, Version 3.6.355

Der wirtschaftliche Betrieb einer WEA ist von zahlreichen Faktoren abhängig, wie etwa dem Preis der WEA, der Finanzierung und den Wartungskosten etc. In diesem Gutachten sollen jedoch nur die möglichen Erträge der WEA ermittelt werden. Weitere Faktoren der Wirtschaftlichkeit sind nicht Gegenstand dieses Gutachtens.

## 2. Literatur Richtlinien Daten

- /1/ Technische Richtlinie für Windenergieanlagen Teil 6 Bestimmung des Windpotentials und der Energieerträge der FGW E. V. Revision 9 Stand 22.09.2014 herausgegeben von: FGW e.V. - Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien
- /2/ Technische Richtlinie für Windenergieanlagen Teil 6 Bestimmung des Windpotentials und der Energieerträge der FGW E. V. Revision 11 Stand 21.09.2020 herausgegeben von: FGW e.V. - Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien
- /3/ Pflichtenheft Machbarkeitsstudie Windenergieprojekt Oberegg, AI, Interwind Ltd Buchzellweg 5 CH-8053
- /4/ The Switzerland Elevation Model (SwissALTI3D) produced by SwissTopo - the Bundesamt for Landestopografie. Distribution through EMD and windPRO.

Gutachten Berechnungen von uns JH-Wind GmbH:

- /5/ Nr.: 241\_16\_904 Schattenwurfgutachten für das Windprojekt Oberfeld AI 27.01.2023
- /6/ SHADOW\_241\_16\_702\_Schatten\_Oberfeld.pdf Detaillierte Ergebnisse von /5/ 27.01.2023
- /7/ 241\_11\_801 Schallgutachten Oberfeld AI 20.01.2023
- /8/ Ermittlung des Windenergiepotentials am Standort Oberfeld Ertragsberechnungen für zwei Windenergieanlagen Dokument Nr.241\_01\_901, 29.05.2015
- /9/ Windgutachten Oberfeld Dokument Nr.241\_02\_30 29.11.2016
- /10/ SITE COMPLIANCE – Hauptergebnis, Berechnung: 241\_12\_806\_Oberfeld WASP CFD + WASPEng, 29.12.2022 14:09/3.6.355
- /14/ Nr.: 241\_11\_830 Schallgutachten für den Standort Oberfeld AI 04.08.2023
- /17/ PARK\_241\_18\_1003\_WiGu Oberfeld.pdf 07.09.2023

Vogelschutz:

- /11/ Vogelschutzmassnahmen des Umweltverträglichkeitsberichts, Büro für Natur und Landschaft AG Kasernenstrasse 37 | CH-9100 Herisau, erhalten von Herrn: Fabian Hofmann, MSc in Biology; Ecology & Evolution, per Mail 01.12.2022 um 14:32 Uhr

Fledermäuse:

- /12/ Windenergieprojekt Oberegg, AI Konzept Kompensationsmassnahmen Fledermäuse, SWILD Stadtökologie, Wildtierforschung, Kommunikation Wuhtrasse 12 8003 Zürich, Jan 2023

/13/ Abschaltplan Fledermäuse V2 Windpark Oberegg AI, SWILD Stadtökologie, Wildtierforschung, Kommunikation Wuhrstrasse 12 8003 Zürich, Jan 2023

#### Leistungskennlinien

- /15/ D1018685\_3.0\_de\_Operating Mode E-138 EP3 E3-4260 kW mit TES.p/D1018696\_3.0\_de\_One-third octave band level E-138 EP3 E3-4260 kW with TES Datenquelle: ENERCON GmbH (Betrieb ohne Schallreduktion (L0)  
16.03.2022 bearbeitet von EMD 31.05.2022
- /16/ D02438336\_0.0\_de\_Power-optimised sound modes E-138 EP3 E3-4260 kW with TES.p/D02438343\_0.0\_de\_One-third octave band level power-optimised sound modes E-138 EP3 E3-4260 kW with TES.pdf. (Schallreduzierten Betrieb(L1))

### 3. Lagebeschreibung und Karten

Der Standort liegt ca. 3 *km* nordwestlich von Altstätten, 10 *km* östlich von St. Gallen und 12 *km* nordöstlich von Appenzell.

#### Weitere Umgebung des Standorts Oberfeld

Der Standort der Messung liegt auf einer Höhe von 1.110 m ü. M. Im Norden des Standorts befinden sich bis zu einer Entfernung von 5 *km* Berge, die Höhen um 1.000 bis 1.100 m ü. M. kaum überschreiten. In weiterer Entfernung fällt das Gelände bis auf 400 m ü. M., zum Bodensee ab. Bis zu einer Entfernung von 20 *km* und mehr erstreckt sich der Bodensee.

Im Nordosten und Osten des Standorts befindet sich in ca. 10 *km* Entfernung das Rheintal mit der Mündung des Rheins in den Bodensee. In ca. 20 *km* Entfernung in diesen Richtungen befinden sich Teile der Alpen, die höher als der Standort sind und ein Hindernis für den Wind darstellen können.

In südöstlicher Richtung fällt das Gelände bis eine Entfernung von 3 km in Richtung Altstätten bis auf ca. 420 m ü. M. ab. Bis zu Entfernungen von 12 bis 16 *km* erstreckt sich das flache Rheintal. In weiterer Entfernung befinden sich die Berge der Regionen Vorarlberg und Rätikon, die Hindernisse für den Wind darstellen können.

Im Süden des Standorts verläuft das Rheintal über Liechtenstein bis Chur. Auf beiden Seiten des Tals sind Gebirge mit Höhen, die deutlich über der des Standorts liegen. Dieses Tal kann dazu beitragen, dass der Wind in die südliche Richtung gelenkt wird.

Im Südwesten des Standorts befinden sich bis zu einer Entfernung von 8 *km* Berge, die den Standort mit Höhen bis zu 1.150 und 1.250 m ü. M. leicht überragen. Diese Berge können sich mindernd auf die Windgeschwindigkeiten auswirken. In Entfernungen bis zu 12 *km* befindet sich das Appenzeller Tal mit Höhen, die bei 750 bis 800 m ü. M. liegen. In weiterer Entfernung zum Standort befinden sich höhere Berge, die sich mindernd auf die Windgeschwindigkeiten auswirken können.

Im Westen des Standorts befinden sich vereinzelt Berge mit Höhen, die bis auf ca. 1.150 m und Tälern, die mit Höhen von 800 bis 900 m ü. M. reichen. Dieser Abschnitt ermöglicht eher eine gute Anströmung des Standorts. Auch weiter in westliche Richtung nehmen die Höhen eher ab. Während im Südwesten eher eine Abschattung

des Windes durch die Alpen besteht, kann der Wind aus dem Westen gut zum Standort gelangen. Möglicherweise besteht eine gewisse Kanalisierung des Winds aus dieser Richtung.

Im Süden wird das Mittelland durch die Alpen und weitere Berge begrenzt. Die südliche Grenze des Mittellandes verläuft vom Südwesten nach Nordosten in etwa einer Linie folgend, die sich vom Genfer See über Freiburg i.Ü., Napf, Zuger See über den Züricher See bis zum Bodensee erstreckt. Im Nordosten wird das Mittelland durch den Schwarzwald, die Schwäbische Alb und den Bodensee begrenzt.

Somit ist es möglich, dass es im Mittelland für den Wind eine Kanalisation gibt, die sich vom Genfer See im Südwesten über den Bodensee bis zum Appenzeller Land erstreckt. Es ist zu erwarten, dass eine freie Anströmung aus der westlichen Richtung besteht, da sich in dieser Richtung kaum Barrieren befinden.



Standortkoordinaten

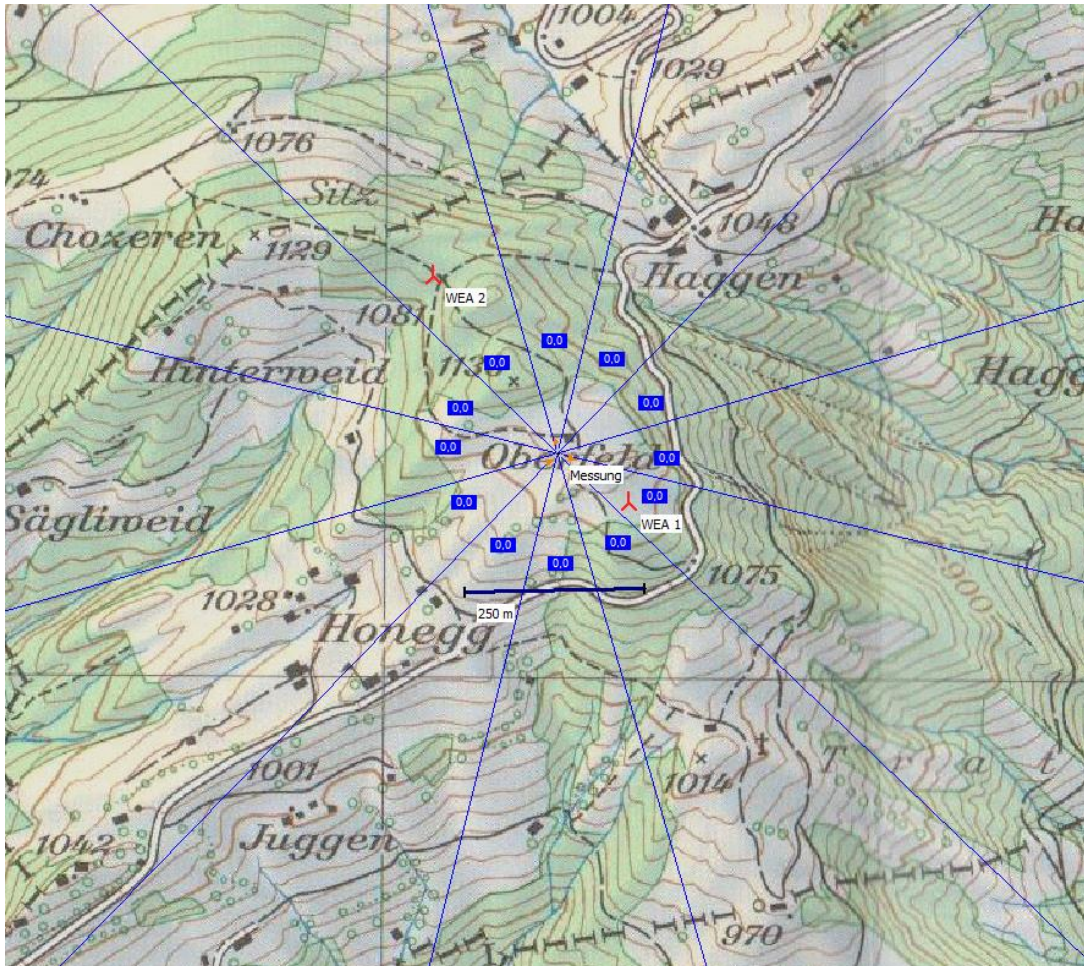
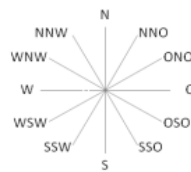


Abbildung 1: Karte Standort der WEA 1, WEA 2 und Punkt der Mast Messung



	Rechtswert	Hochwert	m ü. M.
WEA 1	2.757.344,0	1.252.243,0	1.106,2
WEA 2	2.757.070,0	1.252.554,0	1.110,0
Mess-Mast	2.757.245,0	1.252.310,0	1.110,5
<i>Koordinatensystem: Swiss (LV95)</i>			

Tabelle 2: WEA 1, WEA 2 und Punkt der Mast-Messung

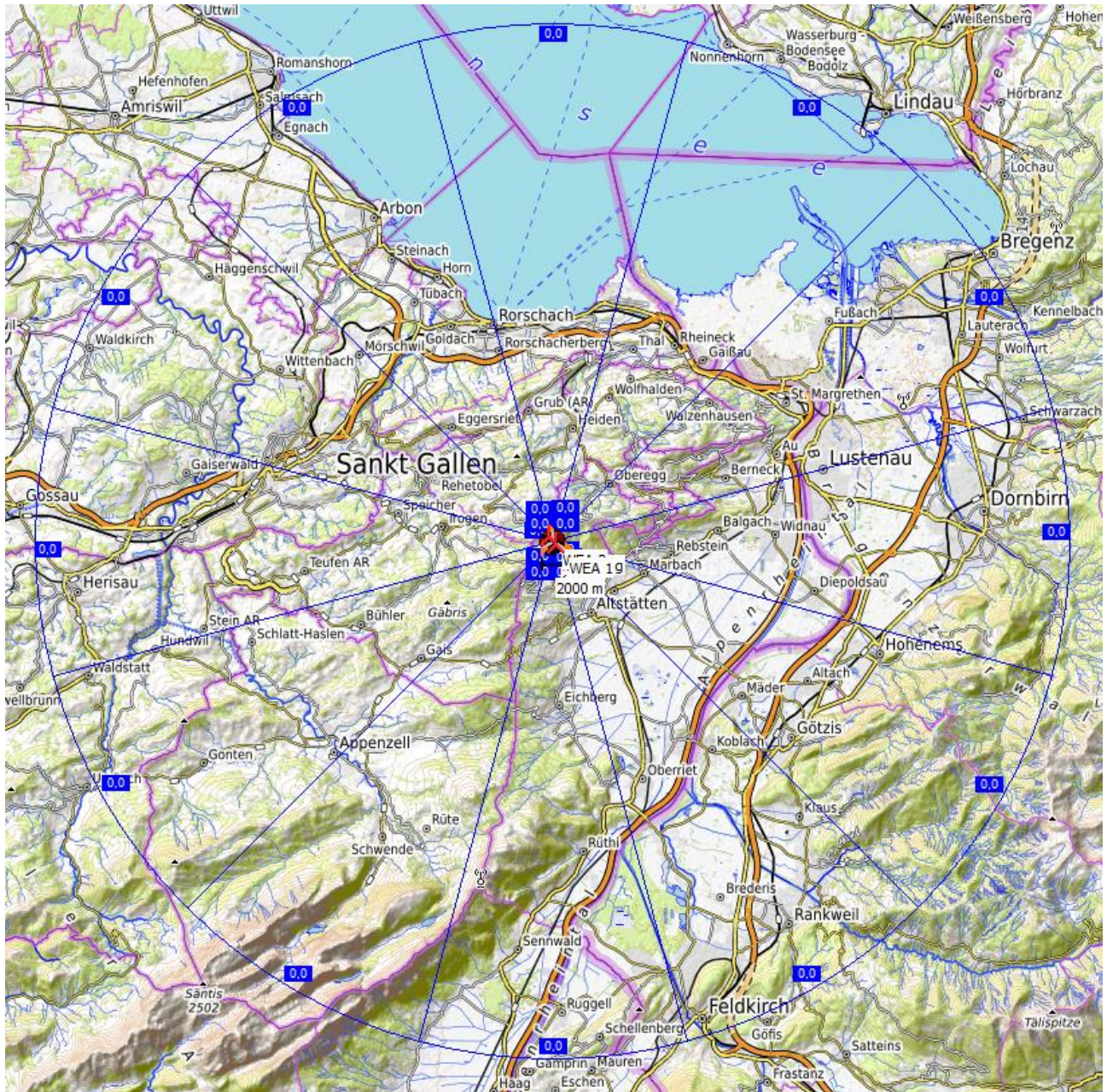
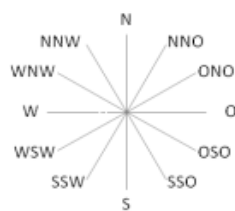


Abbildung 2: Karte Radius von 20km um den Standort



## Die nähere Umgebung der WEA

Beschrieben werden die Geländebedingungen der zwölf Sektoren und mögliche Einflüsse, die das Gelände auf die Energieproduktion hat.

WEA 1		
Nr.	Sektor	Beschreibung
1	N	in der Nähe der WEA: Wiese, weiter weg: bewaldete Hügel, mindernder Einfluss auf die Windgeschwindigkeit
2	NNO	in der Nähe der WEA: Wiese, weiter weg: Wald steiler Hang, kaum Einfluss auf die Windgeschwindigkeit
3	ONO	ähnlich wie Sektor NNO
4	O	ähnlich wie Sektor NNO
5	OSO	steiler Hang bewaldet, möglicherweise Strömungsabriss
6	SSO	ähnlich wie Sektor OSO
7	S	Hang bewaldet, weiter weg: geringere Hangneigung, eher positiver Einfluss
8	SSW	in der Nähe der WEA: Wald sonst: Wiesen, eher positive Hangeffekte
9	WSW	leichte Steigung, eher positiver Einfluss
10	W	Steigung teilweise bewaldet, eher positiver Einfluss
11	WNW	leichte Steigung, kaum Einfluss auf die Windgeschwindigkeit
12	NNW	bewaldeter Hügel leicht mindernder Einfluss auf die Windgeschwindigkeit

Tabelle 3: Umgebung von WEA 1

WEA 2		
Nr.	Sektor	Beschreibung
1	<b>N</b>	in der Nähe der WEA: flach, Wald; weiter weg: bewaldeter Hang hoher Wald hat in allen Sektoren einen starken Einfluss. sonst eher positiver Einfluss des Geländes in diesem Sektor
2	<b>NNO</b>	Steigung eher positiver Einfluss
3	<b>ONO</b>	ähnlich wie Sektor NNO
4	<b>O</b>	ähnlich wie Sektor NNO
5	<b>OSO</b>	bewaldeter Hügel: leichte Minderung der Windgeschwindigkeit, weiter weg: bewaldeter steiler Hang
6	<b>SSO</b>	bewaldeter Hügel: leichte Minderung der Windgeschwindigkeit, Wiese mit Hügel der LIDAR-Messung eher Minderung der Windgeschwindigkeit, weiter weg: bewaldeter Hang, eher positive Auswirkung.
7	<b>S</b>	bewaldeter Hang eher positive Auswirkung
8	<b>SSW</b>	leichte Steigung positiver Einfluss
9	<b>WSW</b>	ähnlich wie Sektor SSW
10	<b>W</b>	In der Nähe: teilweise bewaldeter Hügel leichte Minderung der Windgeschwindigkeit, weiter weg: leichte Steigung eher positiver Einfluss
11	<b>WNW</b>	ähnlich wie Sektor N
12	<b>NNW</b>	ähnlich wie Sektor N

Tabelle 4: Umgebung von WEA 2



Abbildung 3: Foto Messmast beim Aufbau



Abbildung 4: Foto Blick auf den Mast



Abbildung 5: Foto Aufnahme 300m südlich vom Mast



Abbildung 6: Foto steile Hänge O bis NNO vom Standort



Abbildung 7: Foto N



Abbildung 8: Foto NNO



Abbildung 9: Foto ONO



Abbildung 10: Foto O



Abbildung 11: Foto OSO



Abbildung 12: Foto SSO



Abbildung 13: Foto S



Abbildung 14: Foto SSW



Abbildung 15: Foto WSW



Abbildung 16: Foto W



Abbildung 17: Foto WNW



Abbildung 18: Foto NNW



Abbildung 19 Blick von WEA 1 nach SSW



Abbildung 20: Nähe WEA 2 Blick nach WSW

Abbildungen 3 bis 20, Fotos vom Standort der Messung aufgenommen, jeweils in die Richtungen der zwölf Sektoren N für Nord, NNO für Nordnordost etc. und Fotos der Umgebung der WEA-Standorte.



### 3. Beurteilung der Basisdaten

Um einen langjährigen Mittleren Jahresertrag des Windparks zu berechnen sind Winddaten erforderlich die in einem Zeitraum erhoben wurde, der 15 bis 30 Jahre zurückreicht. Es erfolgt zumeist eine kurzzeitige Messung direkt am Standort, die im Langzeitabgleich mit Langzeit Winddaten entsprechend korrigiert wird.

Bei Langzeitdaten ist zeitlichen Auflösung der Messdaten und die Qualität der Winddaten von Bedeutung. Dabei ist zu beachten, dass langjährige Windmessdaten, die von regionalen Wetterdiensten erhoben wurden, häufig für die verschiedenen Verwendungen von Meteorologie und Klimatologie geeignet sind. Für die Nutzung der Windenergie waren solche Daten jedoch ursprünglich nicht erhoben worden. Wenn die Messzeiträume längere Zeit zurückreichen, nimmt die Genauigkeit der erhobenen Daten ab, da die Messtechnik oft noch nicht zur Prüfung einer Nutzung von Windenergie entwickelt worden war.

Windmessungen, welche die Anforderung der Windenergie erfüllen, sind selten für diese längeren Zeiträume, auch nicht für den Standort Oberfeld verfügbar. Somit erfolgten die kurzzeitigen Messungen am Standort mit einem Mast, später beschrieben.

Es gibt die Möglichkeit, die Winddaten von regionalen Wetterstationen zu überprüfen und diese auf Gebiete, deren Windpotential ermittelt werden soll, zu übertragen. Befinden sich bereits WEA in der Nähe des Standorts, lässt sich die Anwendbarkeit von Winddaten regionaler Wetterstationen überprüfen. Für derartige Vergleichsanlagen gibt es jedoch Anforderungen, die erfüllt werden müssen, hinsichtlich der vorhandenen Ertragsdaten, der Größe der WEA, der Entfernung zum begutachteten Standort und der Geländeverhältnisse, die sich nicht zu stark vom begutachteten Standort unterscheiden sollten.

Am Standort Oberfeld sind keine Vergleichsanlagen vorhanden, die nächsten Meteorologischen Stationen sind zu weit entfernt und deren Lage im Gelände weicht zu stark von den Geländebedingungen des Standorts ab.

Die Effekte des Geländes am Standort der Messung und am Standort der begutachteten WEA können durch Simulationsprogramme bis zu einem gewissen Grad berücksichtigt werden.

Auch in weiterer Entfernung sind die Auswirkungen umliegender Gebirge stark. Somit lassen sich erhobene Winddaten von umliegenden Meteorologischen Stationen nicht direkt auf den Standort übertragen.

Insbesondere im Gebirge ist es von Bedeutung, am Standort oder in der Nähe von Standorten Windmessungen durchzuführen, die den Anforderungen der Windenergienutzung Rechnung tragen. Es sollten dabei Anemometer auf mindestens zwei bis drei Höhen verwendet werden, die in gewissen Abständen kalibriert werden und im ausreichenden Abstand vom Mast angebracht werden. Eine Höhe, die mindestens 60 % der zu prüfenden Nabenhöhe beträgt, sollte für das oberste Anemometer eingehalten werden. Anemometer, Windrichtungsgeber und Datenlogger sollten für die Anwendung bei der Windenergienutzung konstruiert sein. Die dargestellten Anforderungen sind jedoch mit einem hohen zeitlichen und finanziellen Aufwand verbunden.

Für eine Windmessung ist zudem von Bedeutung, dass das Gelände die Windverhältnisse nicht zu stark beeinflusst. Dabei ist eine ausreichende Höhe über Grund wichtig, um Einflüssen von Wäldern und Hindernissen entgegenzuwirken. Zudem können starke Hangneigungen oder zerklüftetes Gelände einen starken Einfluss auf die Daten haben.

Für Gutachten gemäß der /2/ Revision 11 muss mindestens eine einjährige Messung am Standort vorliegen bzw. geeignete Vergleichsanlagen.

## Messung am Standort Oberfeld

Die Messung mit Mast, Sensoren und Loggern ist von folgender Firma installiert und betrieben worden:

Interwind AG  
 Buchzelgweg 5,  
 8053 Zürich, Schweiz

Die Winddaten wurden an die Firma Ammonit übermittelt und waren dort sowohl für die Firma Interwind als auch die JH Wind GmbH zugänglich. Die Betreuung und Konfigurierung der Messgeräte erfolgte durch die Interwind AG

die Messung lief vom 16.07.2015 bis zum 15.08.2016

Es wurde auf den Höhen 99, 95, 90, 80, 75, 60 und 10 Metern über Grund gemessen

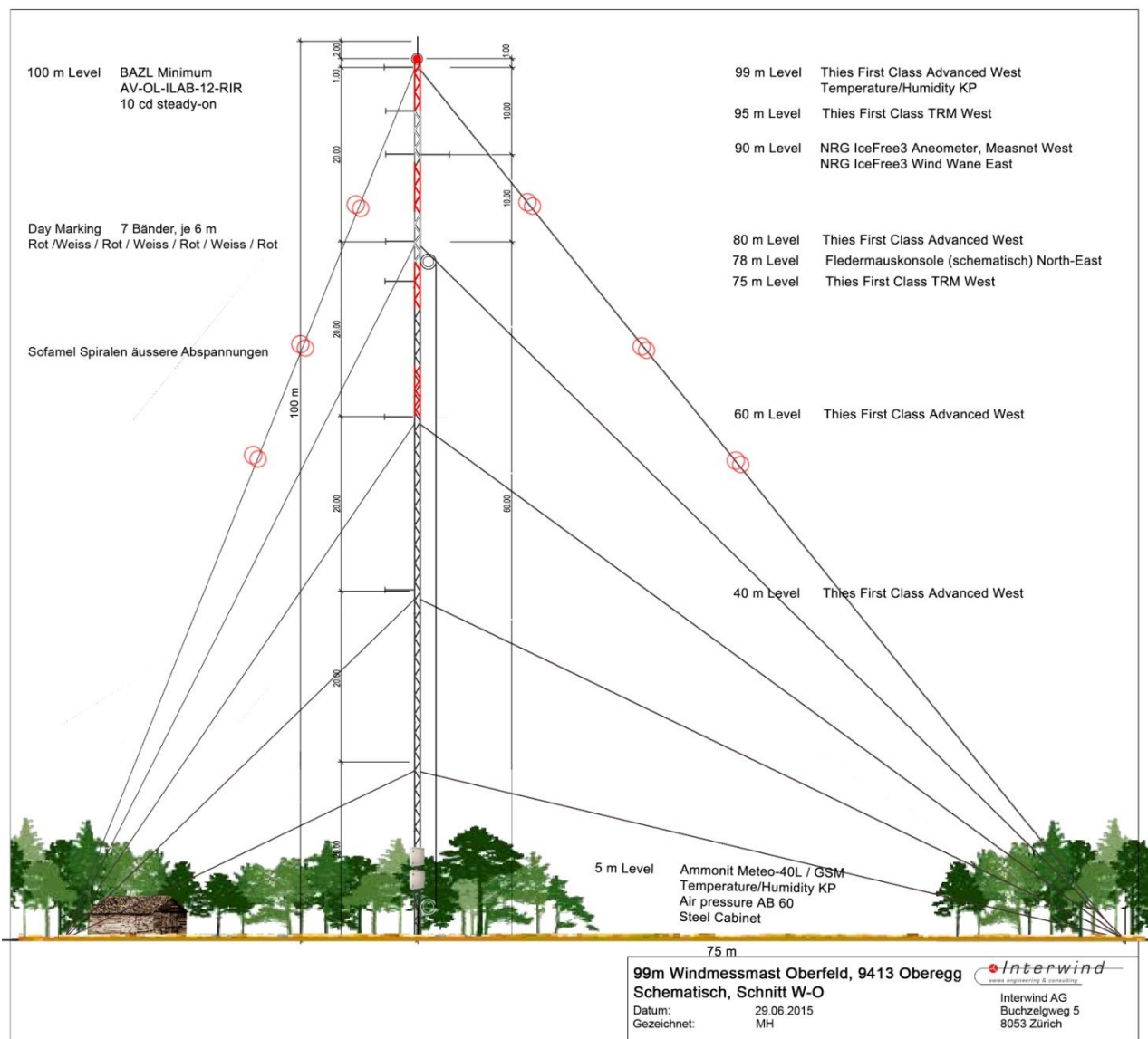


Abbildung 21. Skizze des Masts mit Sensoren, Schnitt W-O

Sensor Information for Wind Measurement Station Oberfeld

Commissioning Date:

09.07.2015

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.	0152013		

<b>Anemometer 1</b>	S11100 Thies FC Advanced	<b>Anemometer 2</b>	NRG IceFree 3
Height:	99 m	Height:	90 m
Serial / Calibration No.:	03 15 5256   1511662	Serial / Calibration No.:	48578-3   15.02.04498
Slope / Offset	0.04611 (m/s)(1/s) + 0.2384 (m/s)	Slope / Offset	0.60665 (m/s)(1/s) + 0.69114 (m/s)
Orientation (* from N)	155°	Orientation (* from N)	155°

<b>Anemometer 3</b>	S11100 Thies FC Advanced	<b>Anemometer 4</b>	S11100 Thies FC Advanced
Height:	80 m	Height:	60 m
Serial / Calibration No.:	03 15 5257   1511661	Serial / Calibration No.:	03 15 5258   1511660
Slope / Offset	0.04613 (m/s)(1/s) + 0.2420 (m/s)	Slope / Offset	0.04604(m/s)(1/s) + 0.2709 (m/s)
Orientation (* from N)	155°	Orientation (* from N)	155°

<b>Anemometer 5</b>	S11100 Thies FC Advanced	<b>Vane 1</b>	S21110 Thies Windvane FC TMR
Height (Bottom):	40 m	Height:	95 m
Serial / Calibration No.:	03 15 5259   1511659	Serial / Calibration No.:	03 15 0192   N/A
Slope / Offset	0.04614 (m/s)(1/s) + 0.2535 (m/s)	Slope:	N/A
Orientation (* from N)	155°	Orientation (* from N)	155°

<b>Vane 2</b>	NRG IceFree3 Vane	<b>Vane 3</b>	S21110 Thies Windvane FC TMR
Height:	90 m	Height:	75 m
Serial / Calibration No.:	32507   N/A	Serial / Calibration No.:	03 15 0193   N/A
Slope:	N/A	Slope:	N/A
Orientation (* from N)	335°	Orientation (* from N)	155°

Site Name	Oberfeld	Region:	9413 Oberegg	Station ID:	16
<b>Temp/Hum Sensor Up</b>	S52100 Active Temp/RH KP	<b>Temp/Hum Sensor Down</b>	S52100 Active Temp/RH KP		
Height:	99 m	Height:	10 m		
Serial / Calibration No.:	148453   N/A	Serial / Calibration No.:	148477   N/A		
Slope:		Slope:	--		
Offset (* from N)	0°	Offset (* from N)	0°		

<b>Precipitation</b>	--	<b>Air Pressure</b>	Ammonit S31100M (AB 60)
Height:		Height:	4 m
Serial / Certificate No.:		Serial / Calibration No.:	B15-0042   --
Calibr. Nr.:		Slope:	
Orientation (* from N)		Offset (* from N)	0°

<b>Solar Power Supply</b>	--	<b>Remarks:</b>
Mounting Height		- Start of Measurement :
Surface orientation		- Direction (*) of Traverses (WVanes) 155 / 335°
Model		- Direction (*) of mast on ground N/A
Serial No.		- Assumed main wind direction S - W
		- Local contact person (Name, Phone):
		<b>Supervision: Mehmet Hanagasioglu</b>

For the Customer

Name: Peter Baldauf

Date / Signature:

Installation Team

Mehmet Hanagasioglu  
Kurt Mägli  
Phipp Schleiss

Supervisor, Interwind AG, 8053 Zürich  
Bauleiter, Interwind AG, 8053 Zürich  
Team Leader, Arnold

Abbildung 22: Informationen zu den Sensoren (Mast commissioning\_certificate\_20150706 (von Interwind))

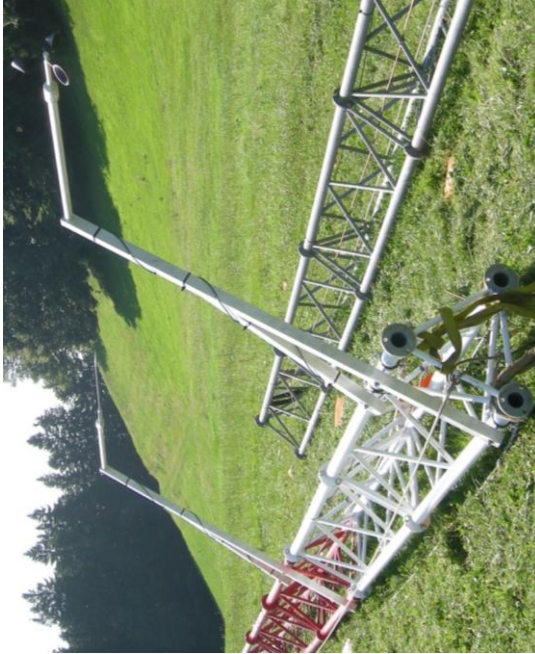


Abbildung 23: Sensoren am Mast



Abbildung 24: Oberster Teil vom Mast mit Feuchtigkeits- /  
Temperatursensor und Blitzableiter

Es handelt sich um einen Gittermast mit 3 Seiten von 53cm Kantenlänge. Die Ausleger haben jeweils einen horizontalen Abstand von 140 cm und Kantenlängen von 3,5cm. Auf dem Ausleger haben die Sensoren durch eine Traverse, mit einem Durchmesser von 3,5 cm, einen vertikalen Abstand zum Ausleger von 100 cm.

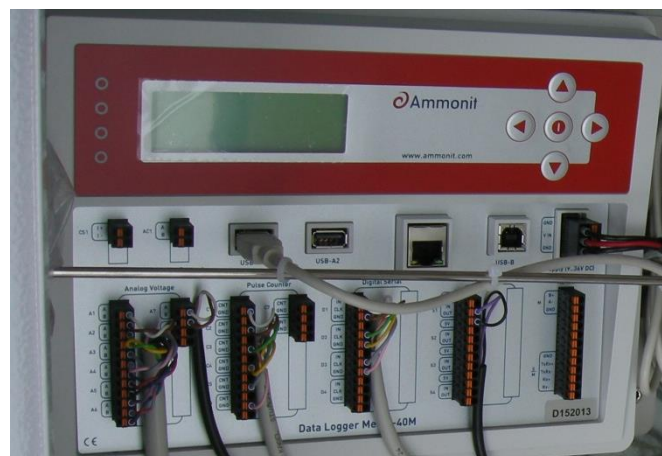


Abbildung 25: \_ Ammonit Datenlogger Typ Meteo-40M

Fotos von Sensoren auf den Messhöhen

Höhe 99 m:

Anemometer 1, Typ S11100 Thies FC Advanced



Höhe 95m:

Windfahne 1, Typ S21110 Thies Windvane FC TMR



Höhe 90m:

Anemometer 2 Typ NRG IceFree 3



Höhe 90 m:

Windfahne 2, Typ NRG IceFree3 Vane



Höhe 80 m:

Anemometer 3 Typ S11100 Thies FC Advanced



Höhe 60m:

Anemometer4, Typ S11100 Thies FC Advanced



Höhe 40 m:

Anemometer 5, Typ S11100 Thies FC Advanced



Total completeness: 98.05%

### 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																
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
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
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
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
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
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
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

### 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
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
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
2015-09	100	100	100	70	76	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	97	100	100	100	100	100	100	100	100
2015-08	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	99	100	81	0	0	0	0	70	100

Abbildung 26: Datenverfügbarkeit Messhöhe 99m, aus Datenlogger.



#### 4. Vorgehensweise

Im Gelände werden die Daten der Topografie der Hindernisse für den Wind wie Gebäude Wälder und Bewuchs aufgenommen durch Begehungen und Karten. Am Standort ist eine Windmessung durchgeführt worden. Es wird begutachtet und abgeschätzt welche Auswirkungen das Gelände auf die Windverhältnisse haben kann. In einem Strömungsmodell gehen die erhobenen Geländedaten ein es wird ein digitales Geländemodell erzeugt.

In WindPro 3.6.355 gingen **Höhendaten** (m ü. M.) von /4/ ein, diese Daten der Schweizer Landesvermessung durch EMD und WindPro erhältlich führten zu leichten Veränderungen und Verbesserungen gegenüber Daten, die vorher für Region dieses Standorts erhältlich waren, die von uns im Gelände ermittelten Höhendaten zeigten eine gute Übereinstimmung. Höhendaten wurden bis zu einem Radius von 30km um den Standort Oberfeld verwendet wobei in einem Radius von 10 km eine Höhendistanz von 5m, und im weiteren Radius 10m Höhendistanz der Höhenkurven zur Anwendung kamen.

Die **Hindernis Höhen** (Höhen über Grund) wie etwa Wälder und Gebäude wurden auf Karten, Satellitenbildern und durch Kartierungen im Gelände aufgenommen und in WindPro durch ein AREA-Objekt in einem Radius von 2 km um die WEA im Digitalen Geländemodell berücksichtigt. Mit diesem Areal Objekt sind Verdrängungshöhen des Windes um die WEA berechnet worden. Die Verdrängungshöhe gibt an inwieweit ein Luftpaket durch Wälder und andere Hindernisse nach oben verlagert (verdrängt wird) wird.

#### Berechnung: 241\_18\_950\_WiGu Oberfeld 2023\_Brutto

Sektorweise von Rechner: Areal 1  
Wald wird durch Areal-Objekt mit Waldhöhen beschrieben

Berechnung verwendet:  
C:\WindPRO Data\Projects\241\_01\_Appenzell\REGIONS\_241\_11\_700\_Appenzell\_2022\_0.w2r

WEA-Verdrängungshöhe ist 1,00 der Waldhöhe.  
WEA-Verdrängungshöhe nimmt im Lee des Waldes bis zu einer Entfernung von [50,0 x Waldhöhe] linear auf 0 ab  
WEA-Verdrängungshöhe nimmt im Luv des Waldes bis zu einer Entfernung von [25,0 x Waldhöhe] linear auf 0 ab

#### Sektorweise Verdrängungshöhen für Masten

	DH (0)	DH (1)	DH (2)	DH (3)	DH (4)	DH (5)	DH (6)	DH (7)	DH (8)	DH (9)	DH (10)	DH (11)
	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]
MAST_2015_2016_Oberf_gefilt_LANG_Erg	20,47	20,41	23,11	22,78	17,52	22,53	20,41	18,08	23,08	25,77	17,19	23,77

#### Sektorweise Verdrängungshöhen für WEA

Ak- tu- ell	Hersteller	Typ	Nenn- leistung	Rotor- durch- messer	Naben- höhe	DH (0)	DH (1)	DH (2)	DH (3)	DH (4)	DH (5)	DH (6)	DH (7)	DH (8)	DH (9)	DH (10)	DH (11)
			[kW]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]
1 Ja	ENERCON	E-138 EP3 E3-4.260	4.260	138,3	131,0	23,68	23,64	21,05	18,96	20,82	24,23	24,34	24,32	21,45	22,22	20,46	23,45
2 Ja	ENERCON	E-138 EP3 E3-4.260	4.260	138,3	131,0	28,99	25,00	28,63	29,60	29,61	29,75	29,50	25,00	28,30	29,20	29,21	29,49

Abbildung 27: Verdrängungshöhen am Mast und an den WEA

Im Radius von 30km sind Bewuchs, Siedlungen und Gewässer als **Rauigkeiten** kartiert worden. Rauigkeitslängen stellen den Einfluss dar, den die Geländeoberfläche auf die Windgeschwindigkeit ausübt. Der Beschaffenheit der Geländeoberfläche ist jeweils eine bestimmte Rauigkeitslänge  $z_0$  [m] zugeordnet, z. B. Wasseroberfläche 0,0002, Ackerland 0,03, wenige Bäume und Häuser 0,05, Wald 0,4, Grossstädte und steile Hänge 1,6. Wichtig ist, dass nicht nur flächenhafte Anteile von Wald, Ackerland, etc. bewertet werden. Auch die Anordnung verschiedener Elemente der Landschaft, wie etwa die Abstände zwischen Baumreihen, Gebäuden oder Waldstücken, werden bei der Bestimmung der Rauigkeitslänge bewertet. Auf die Anwendung von Rauigkeitsdaten externer Anbieter, die in digitaler Form angeboten werden, wurde verzichtet, um eine höhere Genauigkeit zu erreichen.

Die Geländedaten in Form von Höhenkurven, Hindernishöhen und Rauigkeiten sind mit WindPro digitalisiert worden und können von dort für ein Strömungsmodell genutzt werden. Bei den Berechnungen gehen ebenfalls die Hindernishöhen ein.

Aufgrund des komplexen Geländes wurde eine CFD-Software (Computational Fluid Dynamics) verwendet. Von der Firma DTU, die das lineare Strömungsmodell WASP entwickelt, ist die nicht lineare CFD-Software WASP-CFD entwickelt worden. Diese wird von EMD zur Nutzung mit der WindPro Software vertrieben. In WindPro werden digitale Geländedaten erzeugt. Mit Hilfe dieser Geländedaten werden für 36 Sektoren der Windrichtung, mit der WASP CFD Software digitale Geländemodelle erzeugt.

Hierbei ist es möglich Computercluster zu verwenden, es kann eine sehr hohe Auflösung erreicht werden. Das digitale Geländemodell besteht aus einem Gebiet der CFD-areas (Tiles), auf dem sich Messmasten und geplante WEA befinden und einer Umgebung mit einem Radius von 30km, in dem ebenfalls die Geländedaten eingehen.

Erzeugt wird ein digitales Netz, in dem die Strömung des Windes simuliert wird. Dieses hat für den Standort Oberfeld eine Ausdehnung von 7 Millionen Gitterpunkten mit einer Höhe von 14 km und einem Radius von 34 km (Innere CFD-area + 30m Umgebung). Die horizontalen Abstände der Gitterpunkte betragen 20,7m und die vertikalen Abstände 5 m.

Auf dem Gebiet der CFD-areas können Meteo Objekte mit gemessenen Daten, geplante WEA und Hindernisse für den Wind platziert werden. Es werden Berechnungen zur Plausibilisierung durchgeführt. Innerhalb der CFD-areas lassen sich Positionen und Typen von den WEA verändern und Berechnung mit unterschiedlichen WEA durchführen.

# WAsP CFD Calculation Report

JobID: BF9E7C59-A7BC-42FF-873D-F9F58D4FB737  
 Calculation Start: Tue Dec 6 23:46:20 2022  
 Calculation Stop: Wed Dec 7 00:54:38 2022  
 Process time: 109 CPU hours (EllipSys3D)

Server Information: Cerebrum EMD International  
 WAsP CFD version: 1.11.2.6  
 Client: WindPRO 3.6.355  
 User: jh-wind@email.de

## Simulations Overview

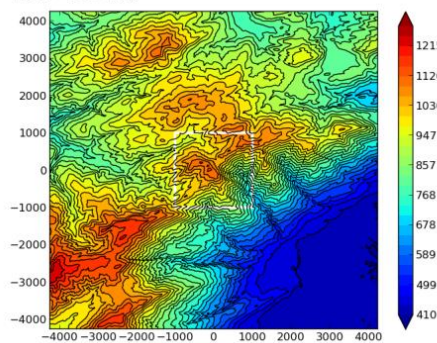
Dir	Ok?	log(r)	Iteration	Z <sub>0ref</sub>	Z <sub>ref</sub>	Dir	Ok?	log(r)	Iteration	Z <sub>0ref</sub>	Z <sub>ref</sub>
0.0	yes	-4.316	1788	0.0256	396.5	180.0	yes	-4.303	1728	0.2670	681.2
10.0	yes	-4.308	1730	0.0425	396.1	190.0	yes	-4.316	1810	0.2509	931.1
20.0	yes	-4.305	1689	0.0464	395.9	200.0	yes	-4.303	1807	0.3793	1078.4
30.0	yes	-4.310	1723	0.0507	395.9	210.0	yes	-4.308	1798	0.2913	1087.3
40.0	yes	-4.318	1770	0.0601	396.1	220.0	yes	-4.313	1723	0.2898	1051.3
50.0	yes	-4.316	1743	0.1854	397.3	230.0	yes	-4.316	1702	0.3044	1005.3
60.0	yes	-4.313	1635	0.3206	400.0	240.0	yes	-4.303	1663	0.3822	948.4
70.0	yes	-4.306	1607	0.3310	405.5	250.0	yes	-4.310	1718	0.3156	868.0
80.0	yes	-4.317	1569	0.4598	417.9	260.0	yes	-4.315	1764	0.2717	775.0
90.0	yes	-4.304	1615	0.3966	456.7	270.0	yes	-4.308	1810	0.2982	705.8
100.0	yes	-4.307	1737	0.3265	558.3	280.0	yes	-4.317	1811	0.3083	673.8
110.0	yes	-4.307	1822	0.2630	703.2	290.0	yes	-4.302	1766	0.3545	647.2
120.0	yes	-4.319	1760	0.3203	766.1	300.0	yes	-4.317	1663	0.3116	597.1
130.0	yes	-4.309	1680	0.3367	678.1	310.0	yes	-4.310	1686	0.2808	530.3
140.0	yes	-4.309	1758	0.2439	543.1	320.0	yes	-4.306	1730	0.2919	464.0
150.0	yes	-4.303	1806	0.2117	466.4	330.0	yes	-4.306	1808	0.0436	420.5
160.0	yes	-4.306	1784	0.2488	452.6	340.0	yes	-4.301	2114	0.0127	403.0
170.0	yes	-4.307	1706	0.3385	506.4	350.0	yes	-4.303	2012	0.0163	397.9

Dir the simulated direction in degrees  
 Ok? is convergence achieved? ( $\log(r) \leq -4.3$ )  
 log(r) the end-residual (max of all variables)

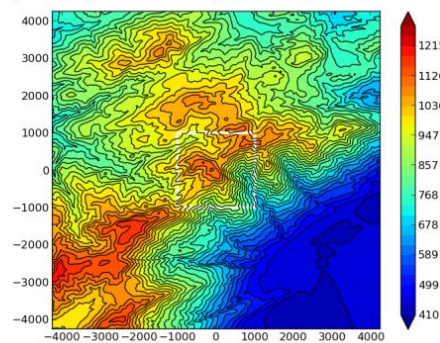
Iteration iteration steps used to reach convergence  
 Z<sub>0ref</sub> the mesoscale reference roughness in metres  
 Z<sub>ref</sub> the farfield terrain height in metres

## Simulations Setup

1. The figure shows the user specified height contours of the inner part of the domain including the 2 by 2 km WAsP CFD tile.



2. The figure shows the terrain prepared for CFD. The terrain was filtered and gently flattened in the farfield (not seen) before the computational grid was made.



3. A polar CFD domain was used; domain dimensions and mean resolution of the inner 4 by 4 km area:

Number of Grid Points	7 mill
Domain Height/Diameter	14/34 km
Mean Resolution Horizontal/Vertical	20.7/5 m

4. Convective terms were discretized using the third order QUICK scheme and the  $k - \epsilon$  eddy-viscosity model of Launder and Spalding (1974) was used:

$C_\mu$	$\sigma_k$	$\sigma_\epsilon$	$C_{\epsilon 1}$	$C_{\epsilon 2}$	$\kappa$
0.052	1.0	1.3	1.38	1.92	0.4

Abbildung 28: Zusammenfassung der Berechnung von der CFD-area für den Standort Oberfeld.

## 4.1 Begehung

Am 20.11.2014 und 21.11.2014 fanden erste Begehungen der Standorte der geplanten Anlagen, sowie des Standorts der LIDAR-Messung statt. Die Landschaft wurde im Umkreis von 20 *km* um die beiden Standorte mit dem Kartenmaterial verglichen. Die Standorte der zwei WEA wurden mithilfe eines GPS-Geräts aufgesucht.

Begehung durch Johannes Hagemann

Es wurden die folgenden Karten verwendet:

Topographische Karten 1: 100.000

Topographische Karten 1: 25.000

Zudem kamen Satellitendaten für die Landschaft und Höhendaten, die von WindPRO zur Verfügung gestellt wurden, zur Anwendung.

Eine weitere Begehung fand bei Errichtung des Masts durch Johannes Hagemann statt (Fotos von Sensoren).

Im Jahr 2022 wurde das Gelände in Augenschein genommen, es waren keine wesentlichen Veränderungen zu erkennen ein Wuchs von bis zu 240 cm nach Errichtung der Messung wurde bei Bäumen berücksichtigt.

## 5. Die Windverhältnisse am begutachteten Standort

Messhöhe	Daten roh			Daten gefiltert			Weibull Daten			Leistungsdichte
	Daten	Verfüg.	Vm	Daten	Verfüg.	Vm	Vm	A	K	Daten gefiltert
			m/s			m/s	m/s	m/s		W/m <sup>2</sup>
99,00m - A	56.056	98,2%	5,35	54.572	95,6%	5,47	5,44	6,03	1,512	264,2
90,00m - C	56.060	98,2%	5,31	54.992	96,4%	5,37	5,49	6,08	1,504	274,0
80,00m - D	56.059	98,2%	5,05	55.104	96,6%	5,13	5,09	5,64	1,494	221,1
60,00m - F	56.059	98,2%	4,71	55.080	96,5%	4,78	4,73	5,23	1,484	178,6
40,00m - G	56.059	98,2%	4,12	54.566	95,6%	4,22	4,16	4,61	1,497	120,5

Tabelle 5: Gemessene Datensätze von fünf Höhen

In der Tabelle 5 sind die Daten der Zeitreihen die gemessen und korrigiert wurden von den einzelnen Messhöhen. Die Datensätzen sind die zehn Minuten Mittelwerte aus dem Datenlogger. Die Verfügbarkeiten der Messungen lagen bei 98,2 %, nach dem Verwerfen von unplausiblen Daten lagen die Verfügbarkeiten bei 95,4 bis 95,6 %, die mittleren Windgeschwindigkeiten veränderten sich. Gemessene Daten wurden in Weibullverteilungen dargestellt.-Hierbei können die gemessenen mittleren Windgeschwindigkeiten [Vm] leicht von denen der Weibullverteilung abweichen. Im Folgenden werden Weibull-Daten zur Darstellung häufig verwendet. Im Digitalen Geländemodell und bei Langzeitkorrelationen ist jedoch immer mit gemessenen Zeitreihen bzw. mit erzeugten langzeitkorrigierten Zeitreihen gerechnet worden.

Höhe ü. Grund	Berechnungsmethode	Ber.	Weibull Daten			Leistungsdichte
am Mast		Vm	Vm	A	K	
		m/s	m/s	m/s		
131,00m - M Scale	Skalierung CFD-Modell	5,82	5,82	6,47	1,5603	309,9
131,00m - J Synth	Berechnet aus Messhöhen 60 D- 99 A	5,91	5,88	6,52	1,5056	337,5
131,00m - K Synth	Berechnet aus Messhöhen 80 D- 99 A	5,94	5,92	6,56	1,5023	344,5
99,00m - Langzeit	MCP Siehe Kap. Langzeit	5,71	5,68	6,3	1,5164	300,8
131,00m - L Scale	Skalierung CFD von Langzeit MCP	6,17	6,15	6,85	1,5675	364,0

Tabelle 6: Datensätze Langzeitkorrigiert und auf die Höhe von 131m an der Mastposition umgerechnet.

In der Tabelle 6 werden am Standort des Masts, nicht an den WEA-Standorten, neue Zeitreihen aus der gemessenen Höhe von 99m mit verschiedenen Verfahren generiert.

Bei dem ersten Datensatz ;**131,00m - M Scale**, wird aus dem gefilterten Datensatz in 99m Messhöhe zunächst eine Skalierung mit dem CFD-Geländemodell auf eine Höhe von 131 m durchgeführt, mit Vm 5,82 m/s. Bei den nächsten beiden Datensätzen erfolgt eine Berechnung aus zwei gemessenen Höhen, **131,00m - J Synth und 131,00m - K Synth**, jeweils mit den Messhöhen 60 und 99m und 80 und 99m, ohne ein Digitales Geländemodell zu verwenden. Mit einer Vm von 5,91 bzw. 5,94 fallen diese Werte höher aus.

Mit **99,00m - Langzeit** ist die generierte und ausgewählte Zeitreihe (siehe Kapitel Langzeitkorrelation) angewendet worden. Diese wird mit dem CFD-Geländemodell auf eine Höhe von 131 m skaliert und der Datensatz **131,00m - L Scale** generiert.

Die Erträge der WEA und die Windverhältnisse an den WEA-Standorten wurden mit dem langzeitkorrigierten Datensatz der Zeitreihe **99,00m – Langzeit**, berechnet. Die Anwendung dieses Datensatzes der Höhe 99m über Grund war eher plausibel.

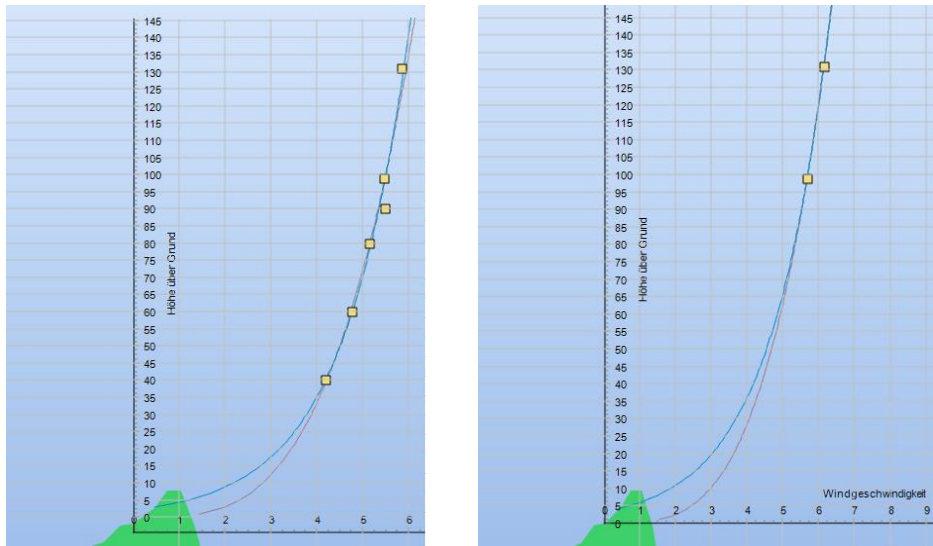


Abbildung 29: Windprofil am Mast, rechts gemessen, links von Langzeit korrigierten Daten erzeugt.

Auf der Abbildung 29 ist links ein Windprofil mit den Daten der Tabelle 5 und der generierten Zeitreihe aus der Tabelle 6, **131,00m - M Scale**, erzeugt worden.

Rechts ist das Windprofil aus den Zeitreihen der Tabelle 6, **99,00m – Langzeit** und **131,00m - L Scale**. Aus diesem Windprofil stammen die power law Exponenten der Abbildungen 30 und 31.

Tag	Jan-Feb	Mär-Apr	Mai-Jun	Jul-Aug	Sep-Okt	Nov-Dez	Jahr	Sektor	Power Law V
00-02	0,27	0,26	0,29	0,29	0,36	0,27	0,27	Mittel	0,28
02-04	0,24	0,28	0,30	0,26	0,29	0,25	0,27	N	0,33
04-06	0,27	0,27	0,31	0,31	0,26	0,27	0,26	NNO	0,38
06-08	0,25	0,30	0,37	0,28	0,24	0,27	0,29	ONO	0,39
08-10	0,28	0,26	0,28	0,27	0,26	0,24	0,27	O	0,39
10-12	0,23	0,33	0,32	0,37	0,29	0,30	0,29	OSO	0,30
12-14	0,25	0,27	0,35	0,27	0,30	0,27	0,29	SSO	0,25
14-16	0,23	0,31	0,39	0,30	0,31	0,23	0,30	S	0,23
16-18	0,28	0,30	0,23	0,34	0,27	0,29	0,27	SSW	0,29
18-20	0,25	0,28	0,32	0,35	0,30	0,28	0,29	WSW	0,25
20-22	0,24	0,29	0,29	0,32	0,22	0,25	0,25	W	0,28
22-24	0,26	0,29	0,26	0,33	0,28	0,30	0,27	WNW	0,32
Alle	0,26	0,28	0,28	0,30	0,27	0,27	0,28	NNW	0,29

<0	Negativ	0.2-0.3	Normal, hoch
0-0.1	Extrem niedrig	0.3-0.4	Sehr hoch
0.1-0.2	Normal, niedrig	>0.4	Extrem hoch

Abbildung 30: links power law Exponenten alle Sektoren, Tabelle rechts power law Exponenten pro Sektor

Tag	Jan-Feb	Mär-Apr	Mai-Jun	Jul-Aug	Sep-Okt	Nov-Dez	Jahr	Tag	Jan-Feb	Mär-Apr	Mai-Jun	Jul-Aug	Sep-Okt	Nov-Dez	Jahr
00-02	0,23	0,31	0,34	0,28	0,32	0,26	0,30	00-02	0,42	0,25	0,23	0,29	0,17	0,20	0,21
02-04	0,33	0,29	0,26	0,22	0,31	0,27	0,28	02-04	0,44	0,22	0,16	0,22	0,29	0,24	0,24
04-06	0,25	0,29	0,29	0,21	0,28	0,26	0,28	04-06	0,30	0,21	0,34	0,21	0,16	0,27	0,25
06-08	0,22	0,40	0,24	0,37	0,33	0,26	0,29	06-08	0,14	0,25	0,25	0,20	0,20	0,31	0,24
08-10	0,27	0,32	0,35	0,29	0,32	0,25	0,28	08-10	0,26	0,18	0,21	0,19	0,25	0,21	0,22
10-12	0,21	0,36	0,34	0,26	0,27	0,23	0,26	10-12	0,20	0,24	0,18	0,33	0,16	0,23	0,21
12-14	0,25	0,24	0,29	0,32	0,22	0,27	0,28	12-14	0,26	0,19	0,30	0,32	0,44	0,28	0,29
14-16	0,25	0,37	0,35	0,39	0,34	0,23	0,29	14-16	0,17	0,20	0,21	0,19	0,19	0,17	0,19
16-18	0,21	0,27	0,22	0,26	0,30	0,28	0,28	16-18	0,27	0,16	0,19	0,20	0,21	0,26	0,21
18-20	0,23	0,27	0,30	0,43	0,28	0,37	0,30	18-20	0,25	0,18	0,22	0,17	0,18	0,25	0,23
20-22	0,22	0,29	0,31	0,23	0,38	0,24	0,28	20-22	0,25	0,27	0,27	0,27	0,21	0,22	0,25
22-24	0,25	0,28	0,28	0,31	0,28	0,25	0,29	22-24	0,22	0,19	0,23	0,34	0,22	0,31	0,21
Alle	0,23	0,29	0,30	0,32	0,29	0,28	0,28	Alle	0,25	0,22	0,23	0,27	0,20	0,23	0,23

<0	Negativ	0.2-0.3	Normal, hoch
0-0.1	Extrem niedrig	0.3-0.4	Sehr hoch
0.1-0.2	Normal, niedrig	>0.4	Extrem hoch

Abbildung 31: Power-law Exponenten, links Sektor West, rechts Sektor Süd

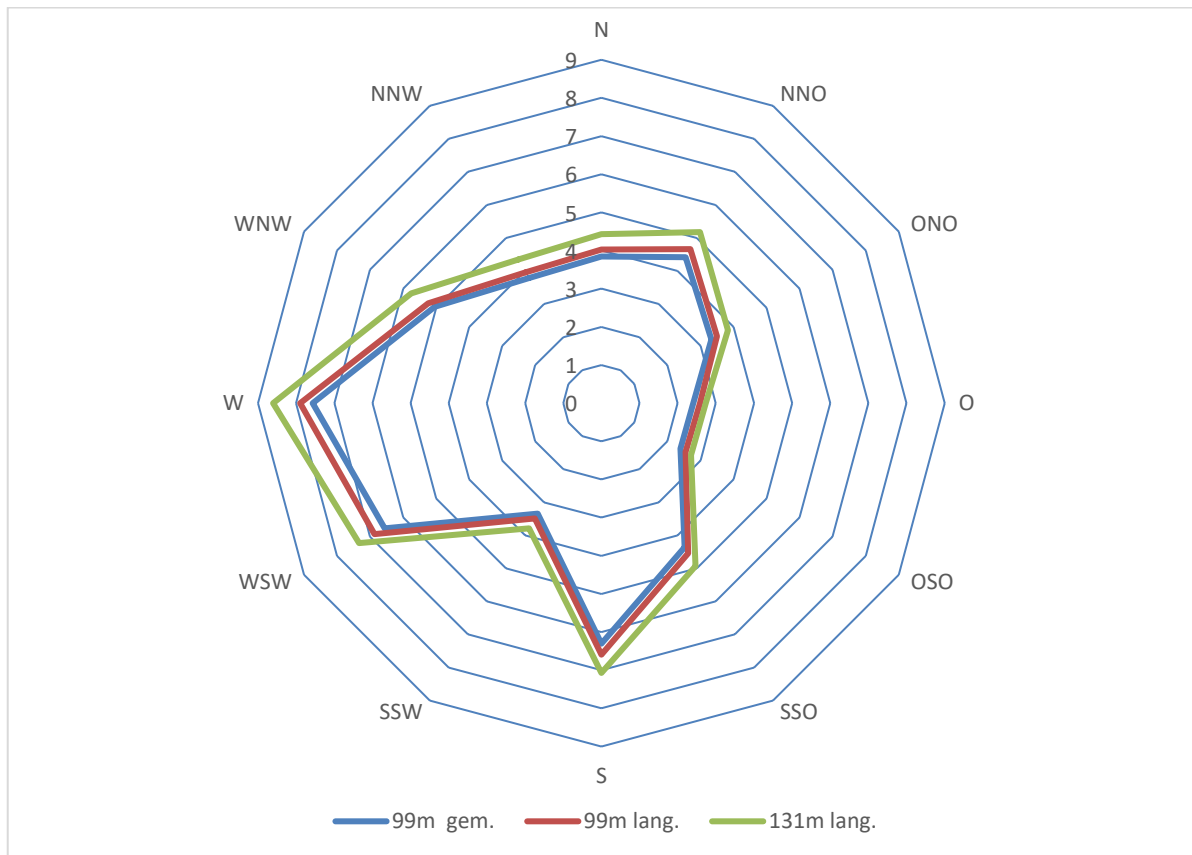


Abbildung 32: Diagramm gemessene- und Langzeitkorrigierte Windgeschwindigkeiten jeweils 99 bzw. 131m Höhe

Datensätze	99,00m – A Tab 5	99,00m – Langzeit Tab. 6	131,00m - L Scale Tab. 6
N	3,84	4,03	4,43
NNO	4,42	4,66	5,18
ONO	3,33	3,50	3,83
O	2,41	2,59	2,74
OSO	2,39	2,55	2,72
SSO	4,36	4,55	4,93
S	6,30	6,59	7,07
SSW	3,34	3,49	3,79
WSW	6,56	6,87	7,33
W	7,57	7,90	8,60
WNW	5,04	5,24	5,76
NNW	3,79	3,96	4,35
<b>Alle</b>	<b>5,44</b>	<b>5,68</b>	<b>6,15</b>

Tabelle 7: Windgeschwindigkeiten aus Diagramm von Abbildung 32

In Abbildung 32 und Tabelle 7 sind die mittleren Windgeschwindigkeiten aus Datensätzen der Tabellen 5 und 6.



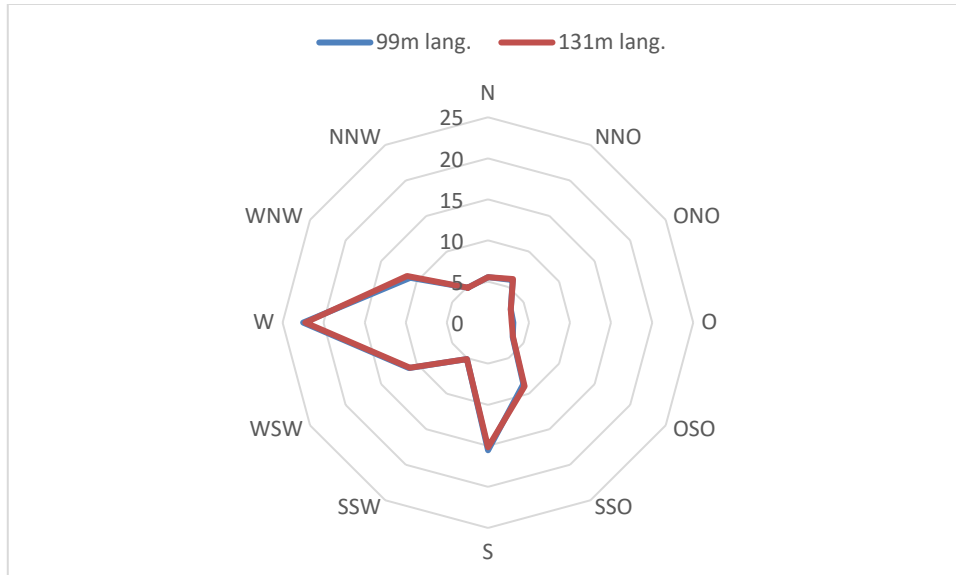


Abbildung 33: Häufigkeiten der Windrichtungen am Mast

Sektoren	99,00m – Langzeit	131,00m - L Scale
N	5,54	5,54
NNO	6,00	6,12
ONO	3,20	3,22
O	3,09	2,90
OSO	3,48	3,52
SSO	8,64	8,94
S	15,55	15,18
SSW	5,11	5,12
WSW	11,08	10,97
W	22,50	22,24
WNW	10,93	11,35
NNW	4,89	4,92

Tabelle 8: Häufigkeiten der Windrichtungen von Abbildung 32 und Tabelle 7 am Mast in %

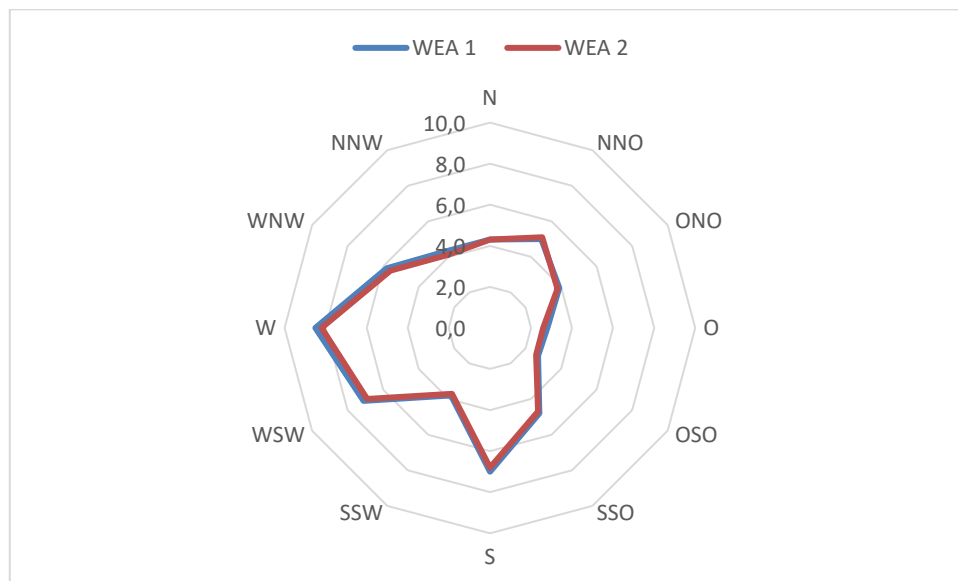


Abbildung 34: Mittlere Windgeschwindigkeiten an den Nabenhöhen der WEA

	WEA 1		WEA 2	
	frei	Wake red.	frei	Wake red.
	m/s	m/s	m/s	m/s
N	4,3	4,3	4,3	4,3
NNO	5,0	5,0	5,1	5,1
ONO	3,9	3,9	3,8	3,8
O	2,8	2,8	2,6	2,6
OSO	2,7	2,7	2,6	2,3
SSO	4,8	4,8	4,7	4,1
S	7,0	7,0	6,8	6,8
SSW	3,8	3,8	3,7	3,7
WSW	7,1	7,1	6,9	6,9
W	8,5	8,5	8,2	8,2
WNW	5,8	5,5	5,6	5,6
NNW	4,3	3,5	4,1	4,1
<b>Gesamt</b>	<b>6,1</b>	<b>6,0</b>	<b>5,9</b>	<b>5,8</b>

Tabelle 9: Windgeschwindigkeiten an den Nabenhöhen frei und mit Parkwirkung (Wake red.)

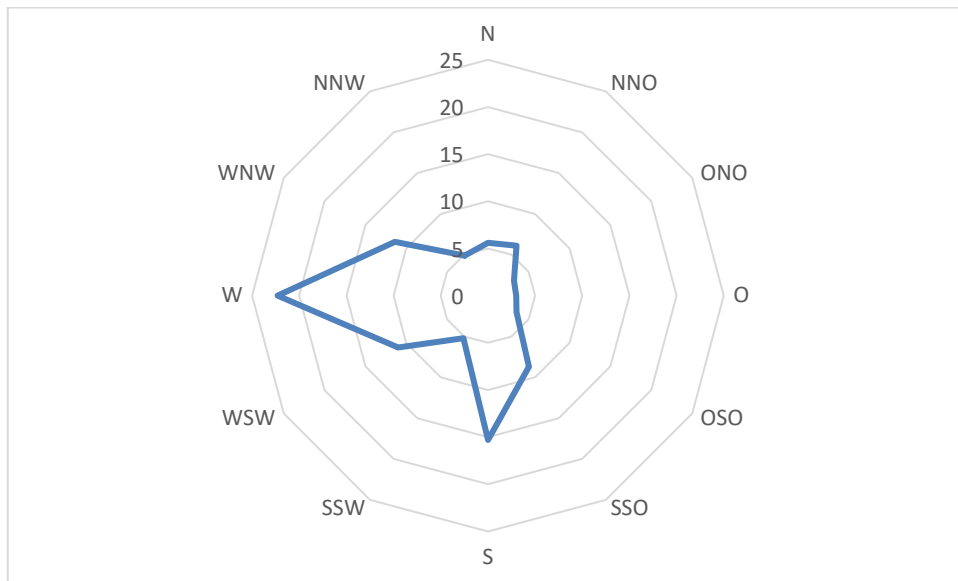


Abbildung 35: Prozentuale Häufigkeiten der Windrichtungen an den WEA

N	5,6
NNO	6,1
ONO	3,2
O	3,0
OSO	3,5
SSO	8,7
S	15,3
SSW	5,2
WSW	11,0
W	22,3
WNW	11,4
NNW	4,9
Gesamt	100,0

Tabelle 10: Prozentuale Häufigkeiten der Windrichtungen an den WEA

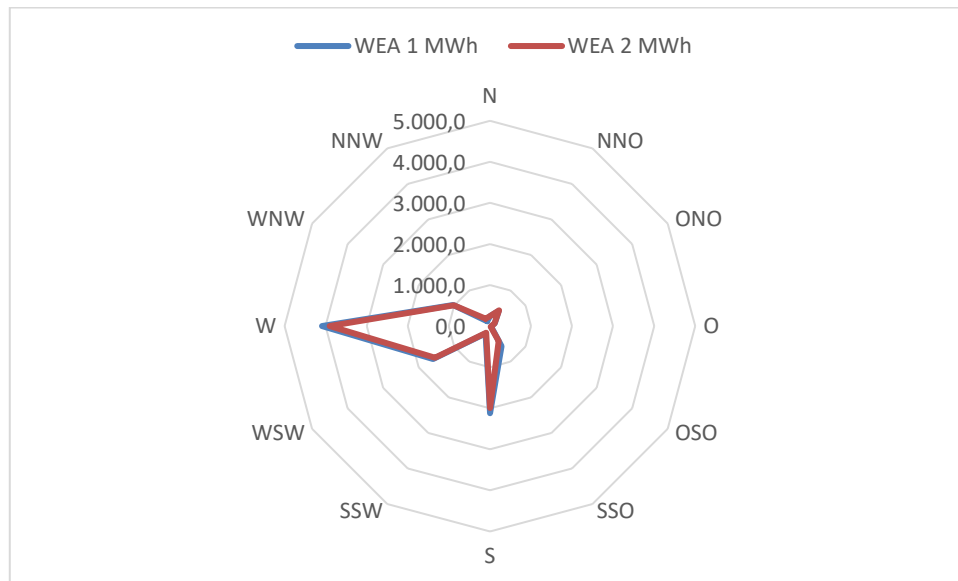


Abbildung 36: Erträge pro Sektor in MWh mit Parkwirkung

	WEA 1	WEA 2	Park
	[MWh]	[MWh]	[MWh]
N	243,6	244,9	488,5
NNO	421,7	446,4	868,1
ONO	140,2	131,1	271,3
O	44,1	33,7	77,8
OSO	40,6	23,1	63,7
SSO	565,9	423,1	989,0
S	2.120,5	1.994,4	4.114,9
SSW	206,0	185,8	391,8
WSW	1.597,0	1.543,1	3.140,1
W	4.088,4	3.902,3	7.990,7
WNW	1.030,1	1.015,6	2.045,7
NNW	140,3	207,7	348,0
<b>Gesamt</b>	<b>10.638,6</b>	<b>10.151,1</b>	<b>20.789,7</b>

Tabelle 11: Erträge pro Sektor in MWh mit Parkwirkung (ohne weitere Verluste)

	WEA 1	WEA 2	Park
N	2,3%	2,4%	2,3%
NNO	4,0%	4,4%	4,2%
ONO	1,3%	1,3%	1,3%
O	0,4%	0,3%	0,4%
OSO	0,4%	0,2%	0,3%
SSO	5,3%	4,2%	4,8%
S	19,9%	19,6%	19,8%
SSW	1,9%	1,8%	1,9%
WSW	15,0%	15,2%	15,1%
W	38,4%	38,4%	38,4%
WNW	9,7%	10,0%	9,8%
NNW	1,3%	2,0%	1,7%
Gesamt	100,0%	100,0%	100,0%

Tabelle 12: Anteile der Sektoren an der Energieerzeugung in Prozent

In den Darstellungen der Windrichtungsverteilungen wird in Tabelle 10 und 12 deutlich, dass Winde aus West und Süd vorherrschen und die Sektoren WSW und WNW noch eine gewisse Bedeutung haben. Weitere Sektoren haben einen eher geringen Anteil.

## 6. Langzeitkorrelation

### 6.1 Mögliche Methoden der Langzeitkorrelation

Bei der Verwendung der Daten der Windmessung des Standorts ist zu beachten, dass diese nur einen kurzen Zeitraum darstellen es ist ein Langzeitabgleich durchzuführen.

Hierzu gibt es verschiedene Möglichkeiten:

#### **Langjährige Daten einer Messtation:**

Es stellt sich hierbei die Frage, inwieweit der langjährige Zeitraum repräsentativ ist, das heißt, ob die Messperiode in einem windstarken oder windschwachen Zeitraum war und so das Windpotential über- bzw. unterschätzt werden würde.

Zudem ist nicht sicher, dass sich die jährlichen oder monatlichen Schwankungen am begutachteten Standort ähnlich verhalten, wie die Schwankungen am Messstandort. Langjährige Daten liegen zudem oft nicht in der Genauigkeit vor, die für die Windenergie notwendig sind.

Messtationen mit langjährigen Daten waren aufgrund von Entfernung, Gelände der Umgebung und Höhen m ü. M. mit dem begutachteten Standort nicht vergleichbar.

Die Messtationen Bregenz und Attenheim in der Nähe der Rheinmündung am Bodensee. Bei diesen Stationen dürfte eine starke Abschattung durch umliegende Gebirge und ein starker Einfluss des Rheintals bestehen.

Bei der Messtation St. Gallen üben die Tallage und die umliegenden Gebirge ebenfalls einen starken Einfluss aus. Die geringe Höhe der Anemometer von 10 m über Grund trägt zusätzlich zu einem starken Einfluss des Geländes auf die Windverhältnisse am Anemometer bei.

Die Messtation Säntis liegt 22 km südwestlich des begutachteten Standorts. Mit 2.502 m m ü. M. ist diese Wetterstation wesentlich höher als der Standort Oberfeld. Die Gebirgszüge, auf denen der Säntis liegt, liegen im Südwesten des begutachteten Standorts und können somit eine Minderung der Windgeschwindigkeiten für den Wind aus dieser Richtung darstellen. Der angegebene langjährige Mittelwert von 5,5 m/s bei 10 m über Grund lässt darauf schliessen, dass in exponierten Lagen eine Windenergienutzung möglich ist. Südlich vom Säntis gelegene Gebirge haben wiederum einen starken Einfluss auf die Windverhältnisse des Säntis. Diese Hochgebirge liegen in weiterer Entfernung vom begutachteten Standort. Deren Einfluss ist am Standort Oberfeld auch vorhanden aber möglicherweise geringer.

### **Windindex:**

Bei einem Windindex sind die Schwankungen des Windpotentials für ein bestimmtes Gebiet berechnet worden. Mithilfe des Windindex können Erträge, die innerhalb eines Jahres oder Monats erzielt worden sind, auf einen langjährigen Zeitraum bezogen werden und somit kann das langjährige Mittel eines Ertrages prognostiziert werden. Auch Erträge, die für einen Standort mit Daten kürzerer Zeiträume berechnet worden sind, können auf einen langjährigen Zeitraum bezogen werden.

Es gibt die Möglichkeit, Windindizes von Firmen zu verwenden, die über eine umfangreiche Datengrundlage verfügen, die aufwändige Verfahren anwenden und die Ergebnisse für zahlreiche Planer und Gutachter nutzbar machen. Teilweise ist es aber auch sinnvoll, eigene Windindizes individuell für einen Standort zu erstellen, auch wenn dabei nicht auf die Datenmenge zurückgegriffen werden kann, die andere spezialisierte Institute bieten. Für das Gebiet der begutachteten Standorte liegen jedoch keine geeigneten Windindizes vor.

### **Reanalysedaten:**

Neben gemessenen Winddaten gibt es Winddaten und weitere meteorologische Datensätze, die durch Modellierung in digitalen Wettermodellen generiert wurden. In diese Modellierungen gehen Daten zahlreicher Messpunkte mit Werten von Winddaten, Luftdruck, Temperatur und weiteren Parametern ein. Daten von Wetterbeobachtungen durch Fernerkundungseinrichtungen kommen hinzu. Aus all diesen Daten werden wiederum Zeitreihen für bestimmte Punkte im Gelände berechnet, die den Verlauf von Windgeschwindigkeit und Windrichtung, sowie weitere Parameter für eine bestimmte Höhe über Grund angeben. Die Reanalysedaten eines solchen Reanalysepunktes eignen sich oft dazu, die zeitlichen Schwankungen von Windgeschwindigkeit und Windrichtung aufzuzeigen und sind daher für die Langzeitkorrelation von Bedeutung. Reanalysedaten ersetzen jedoch nicht die Messung am Standort bzw. die Anwendung von Vergleichsanlagen.

Für dieses Gutachten wurden mehrere Reanalysedatensätze geprüft und einer ausgewählt. Es wurden unter anderen Datensätze folgender Anbieter in Betracht gezogen:

*MERRA (MODERN ERA RETROSPECTIVE-ANALYSIS) -Daten.  
Diese stammen vom Global Modelling and Assimilation Zentrum der  
NASA, Goddard Space Flight Center*

*EmdERA: Die Daten wurden von der Firma Emd aufbereitet und mithilfe der  
Emd-Software zur Verfügung gestellt. Die Grundlage dieser Daten bildeten  
Era-Interim Reanalysedaten vom  
European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF).*

*EMD-ConWx Meso Data, EUROPE Die Daten werden von der Firma EMD generiert. Reanalyse Punkte sind in  
im Abstand von 3 km erhältlich und müssen einzeln von EMD angefordert werden.*

*EMD-WRF Europe+ (ERA5) Die Daten der Firma EMD ergeben Reanalyse Punkte im Abstand von 3 km. Auch  
diese wurden für das jeweilige Gebiet bei EMD angefordert.*

Sechs Datensätze von Emd *EMD-ConWx Meso Data* und *EMD-WRF Europe+ (ERA5)* wurden verglichen. Bei zwei Datensätzen konnte eine Windrichtungsverteilung gefunden werden, die den gemessenen Daten am Standort nahekommt. Es überwiegen bei den gemessenen Daten die Windrichtung aus Westen und Süden während Winde aus südwestlichen Richtungen kaum vorhanden sind. Es hat sich gezeigt, dass Datensätze, die für Reanalysepunkte im Abstand von 3 km berechnet wurde, eine Verbesserung darstellen gegenüber Datensätzen, die in Abständen von 30 bis 50 km errechnet wurden insbesondere in dem komplexen Gelände des Standorts Oberfeld.

Zahlreiche Reanalysedatensätze anderer Anbieter wurden ebenfalls verglichen, wobei Merra 2 Daten Ergebnisse lieferten, die nahe am Ergebnis von *EMD-WRF Europe+ (ERA5)* lagen und dies eher bestätigten.

*New European Wind Atlas (NEWA)*  
Diese Daten lagen nur für eine Bezugszeitraum von 10 Jahren vor.



## 6.2 Die angewendete MCP-Methode

Mit dem WindPRO-Modul MCP von EMD, was "messen, korrelieren und voraussagen (measure, correlate, predict)" bedeutet, ist der Langzeitabgleich durchgeführt worden. Es wurden etwa 15 Datensetze verglichen mit Bezugszeiträumen von 10 bis 30 Jahren, wobei Bezugs Zeiträume von 15 Jahren eher plausibel waren.

Der Datensatz **EMD-WRF Europe+ (ERA5) \_N47,401356\_E009,49054** mit einem Bezugszeitraum von 15 Jahren wurde ausgewählt und von der Firma EMD bezogen, für einen berechneten Reanalysepunkt 2.400 m westlich des Messmasts vom Standort Oberfeld. Auf den nachfolgenden Abbildungen (37 und 38) ist eine gewisse Übereinstimmung von Windrichtungen und Windgeschwindigkeiten zu erkennen, dies ist von Vorteil bei der Anwendung.

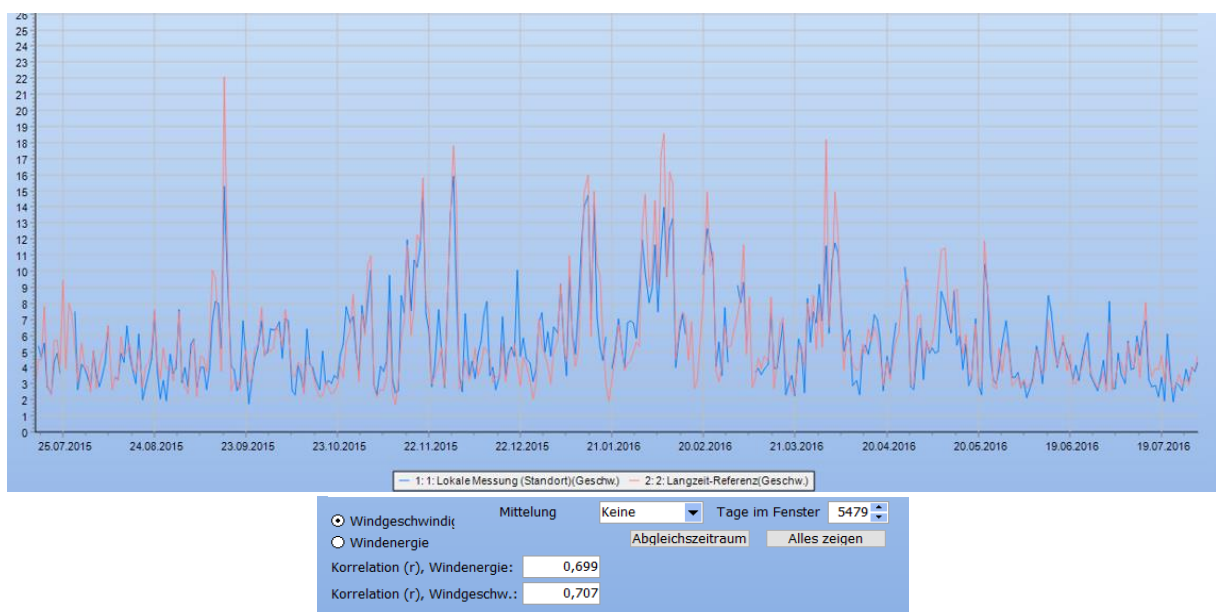


Abbildung 37: Zeitreihe lokale Messung Oberfeld und ausgewählter Langzeitdatensatz

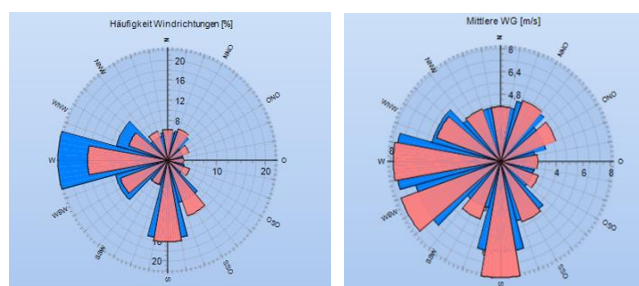


Abbildung 38: Blau lokale Messung Oberfeld, rot ausgewählter Langzeitdatensatz

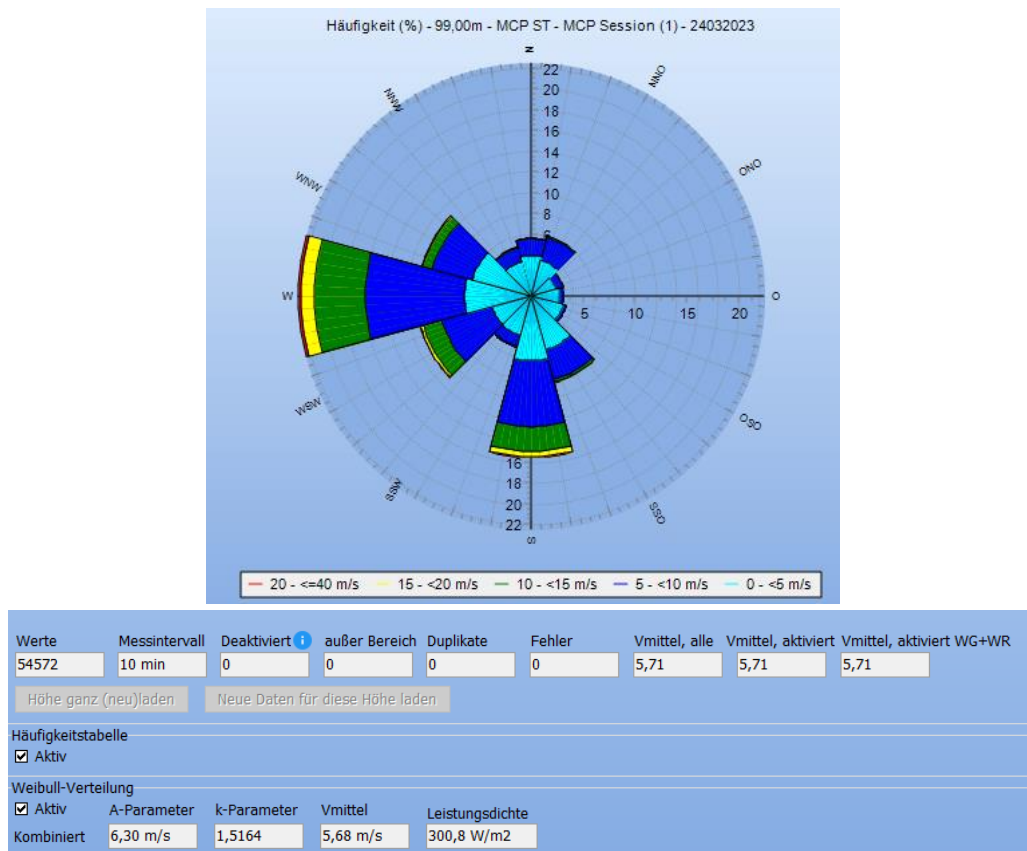


Abbildung 39: Oben Windrose aus Langzeitkorrigiertem Datensatz unten Vm und Weibull\_Daten

Sektor	A-Parameter	k-Parameter	Häufigkeit	V Mittel
	[m/s]		[%]	[m/s]
<b>Alle</b>	<b>6,30</b>	<b>1,516</b>	<b>100</b>	<b>5,68</b>
0-N	4,52	2,141	5,54	<b>4,01</b>
1-NNO	5,24	2,078	6,00	<b>4,64</b>
2-ONO	3,83	1,407	3,20	<b>3,49</b>
3-O	2,82	1,445	3,09	<b>2,56</b>
4-OSO	2,82	1,659	3,48	<b>2,52</b>
5-SSO	5,10	1,834	8,64	<b>4,53</b>
6-S	7,39	1,690	15,55	<b>6,60</b>
7-SSW	3,84	1,445	5,11	<b>3,48</b>
8-WSW	7,75	1,915	11,08	<b>6,88</b>
9-W	8,92	1,886	22,50	<b>7,91</b>
10-WNW	5,86	1,616	10,93	<b>5,24</b>
11-NNW	4,43	1,697	4,89	<b>3,96</b>

Tabelle 13: Weibull-Daten von Langzeitkorrigierten Datensatz von Abbildung 39

Mit einer mittleren jährlichen Windgeschwindigkeit ( $V_m$ ) von 5,45 m/s und einer Leistungsdichte von 264,2 W/m<sup>2</sup> wird durch die Langzeitkorrelation eine  $V_m$  von 5,71 und eine Leistungsdichte von 300,8 W/m<sup>2</sup> berechnet (Tabelle 6).

Messung bzw. Langzeitkorrigierte Zeitreihen	$V_m$	LD	$V_m$ /Mess	Park	Park/Mess
	[m/s]	[W/m <sup>2</sup> ]		[MWh]	
Messung Oberfeld 12 Monate	5,47	264,2	100,0%	19.371,0	100,0%
EMD-WRF Europe+ (ERA5) N47,401356_E009,49054 15 Jahre	5,71	300,8	104,4%	20.789,7	<b>107,3%</b>
MERRA-2_N47,50_E009,375_15_Jahre	5,58	275,6	100,7%	19.979,4	103,1%

Tabelle 14: Zwei Beispiele Vergleich von Langzeitkorrigierten Daten mit Messung

In der Tabelle 14 sind jeweils für die Messhöhe von 99 die gemessenen bzw. berechneten Mittleren Windgeschwindigkeiten  $V_m$ , die Leistungsdichte LD und das Verhältnis von  $V_m$  der Messung zu der  $V_m$  der Langzeitkorrigierten Zeitreihen angegeben.

Die Berechneten Parkerträge und das Verhältnis der Parkerträge der Langzeitkorrigierten Zeitreihen zu einem Parkertrag berechnet mit der einjährig gemessenen Zeitreihe werden verglichen (**Park/Mess**).

Nach der Durchführung der Langzeitkorrektur erhöhen sich die Berechnung der Erträge gegenüber der Ertragsberechnung der einjährigen Messung mit der Angewendeten Zeitreihe um 7,3% und mit der Merra Zeitreihe um 3,1% beide Zeitreihen liegen um 4,2 % auseinander.

## 7. Verluste

Verluste beide WEA	[%]
Verfügbarkeit	3
Degradation Rotorblätter	0,5
Degradation bei Vereisung	0,5
Rotorblattheizung Hysterese	0,8
Energieverlust für Rotorblattheizung	1
Elektrische Verluste	2
Leistungskurve	2
<b>Summe</b>	<b>9,8</b>

Tabelle 15- Verluste beide WEA

Die Verfügbarkeit wurde vom Hersteller angegeben. Ein Betrieb zum Schutz vor Vereisung und Rotorblattheizung ist erforderlich. Die Leistungskurve wird sowohl bei den Verlusten als auch später bei den Unsicherheiten berücksichtigt aufgrund des komplexen Geländes, siehe auch Site Compliance Berechnung /10/.

Verluste Umweltauflagen (Curtailment) und Parkwirkung	WEA 1	WEA 2
	%	%
Fledermäuse	1,26	1,33
Vögel	6,31	6,33
Schattenwurf	0,85	1,06
Parkwirkung	1,34	0,92
Schall	-0,01	1,24
Summe alle	9,76	10,89
Summe Gleichzeitigkeit berücksichtigt	<b>8,17</b>	<b>9,54</b>

Tabelle 16- Verluste Umweltauflagen Park pro WEA

Bei den Abschaltungen aufgrund von Umweltauflagen auch (Curtailments genannt) Tabelle 16 wurden für die Fledermausabschaltungen /12/ und /13/ berücksichtigt. Basierend auf Ertragsberechnungen mit Zeitreihen, wurden zu entsprechenden Zeiten und bei entsprechenden Abschaltgeschwindigkeiten jeweils der Produktionsausfall berechnet.

Für den Vogelschutz ist /11/ berücksichtigt worden. Es fanden Gespräche mit zwei Mitarbeiterinnen vom Büro für Natur und Landschaft, das /11/ angefertigt hat statt um Zeiträume möglicher Abschaltungen festzulegen. Hierbei wurde für landwirtschaftliche Massnahmen die Vögel anlocken, wie mähen oder ausbringen von Festmist drei Perioden von bis zu drei Tagen angesetzt. Für den Vogelzug sind verteilt auf den Zeitraum September Oktober jeweils drei Perioden von fünf Tagen angesetzt worden.

Während des Betriebs der WEA soll ein Monitoring bezüglich der Schlagopfer durchgeführt werden, um bei Überschreiten von Schwellenwerten weitere Vogelschutzmassnahmen zu ergreifen.

Automatische Abschaltssysteme dienen der Vermeidung von Kollisionen. Akustische Signale können Vögel warnen bzw. abschrecken, so dass sie die WEA meiden und Kollisionen verhindert werden können.

Die Verluste für den Vogelschutz sind somit abhängig von den landwirtschaftlichen Tätigkeiten am Standort und den Massnahmen, die zur Vermeidung von Kollisionen führen.

Für den Schattenwurf ist ebenfalls auf Zeitreihen basierend ein Produktionsausfall für Zeiten an denen Schattenwurf möglich ist berücksichtigt worden. Für den Schattenwurf wurde das Gutachten /5/ verwendet.

Aufgrund des Schallgutachtens /14/ wird die WEA 2 zwischen 19:00 und 7:00 Uhr Schallreduziert betrieben mit der Leistungskennlinie /16/. Am Tag werden beide WEA mit der Leistungskennlinie /15/ ohne Schallreduktion betrieben. Wird die WEA 2 nachts aufgrund der Schallreduktion abgeschaltet verursacht diese bei WEA 1 keine Parkwirkung. Das verursacht etwas höhere Erträge bei WEA 1 (-0,01%). Leistungskennlinien in /17/

Abschaltungen von bei Umweltauflagen haben einen wechselseitigen Einfluss, wird etwa eine WEA aufgrund von Schattenwurf oder Schall abgeschaltet beeinflusst dies die Parkwirkung.

## 8. Ergebnisse der Berechnungen

Mithilfe der errechneten Windverhältnisse wurden die Erträge berechnet. Bei diesen mittleren jährlichen Erträgen sind jedoch die Unsicherheiten noch nicht berücksichtigt, ein pauschaler Sicherheitsabschlag wird nicht angewendet. Die Unsicherheitsfaktoren werden in einem weiteren Kapitel beschrieben.

Verluste	mit Parkwirkung	Parkwirkung und Tabelle 16	Parkwirkung Tabellen 15 und 16	Windgeschwindigkeiten V <sub>m</sub>	
	[KWh/a]	[KWh/a]	[KWh/a]	frei [m/s]	Park [m/s]
WEA 1	10.638.562	9.774.265	<b>8.816.387</b>	6,09	6,03
WEA 2	10.151.148	9.188.313	<b>8.287.858</b>	5,90	5,86
Park	20.789.710	18.962.577	<b>17.104.245</b>	6,00	5,95

Tabelle 17: Ergebnisse der Ertragsberechnungen

Es erfolgte zunächst eine Berechnung der Erträge bei der nur die Parkwirkung berücksichtigt wurde, Spalte **Parkwirkung**, siehe auch Abbildungen 40 und 41. Aus dieser Berechnung sind die sektoriellen Erträge und Windberechnung an den WEA-Standorten im Kapitel Windverhältnisse ermittelt worden.

In der Spalte **Parkwirkung und Tabelle 16**, sind die Umweltauflagen berücksichtigt worden beschrieben im Kapitel Verluste und Ausdrücke im Anhang 2.

In der weiteren Spalte **Parkwirkung Tabellen 15 und 16**, sind die Ergebnisse unter Berücksichtigung der Parkwirkung, mit den Verlusten der beiden Tabellen 15 und 16 angegeben. Siehe auch Abbildungen 42 und 43 sowie /17/.

Die Ergebnisse enthalten noch keine Unsicherheiten. Im Kapitel 9 werden die Unsicherheiten dargestellt (Tabelle 18). Mit den Ergebnissen der Mittlere jährliche Stromproduktion des Parks von **17.104.245 kWh**, und den Unsicherheiten werden die ermittelten P-Werte gezeigt (Tabelle 19).

Projekt:  
**241\_11\_700\_Appenzell\_2022**

Lizenzierter Anwender:  
**JH Wind GmbH**  
Gruberhof 8  
DE-79110 Freiburg  
+49 0761 15612852  
Johannes Hagemann / jh-wind@email.de  
Berechnet:  
10.02.2023 14:33/3.6.355

### PARK - Hauptergebnis

**Berechnung:** 241\_18\_950\_WiGu Oberfeld 2023\_Brutto

#### Berechnungstyp

AEP skaliert auf 1 Jahr anhand der Sample-Zahl  
Skalierungsfaktor von 1,1 Jahren auf 1 Jahr: 0,964

Berechnung ausgeführt in UTM (north)-WGS84 Zone: 32  
Unterschied Gittermord / geographisch Nord (Standortzentrum) ist: 0,4°

#### Wake

Parkmodell: N.O. Jensen (RISO/EMD) Park 2 2018

#### Wake-Decay-Konstante

Wake-Decay-Konstante: 0,090 DTU-Standard Onshore unabhängig von Nabenhöhe  
Referenz-WEA: WEA 1

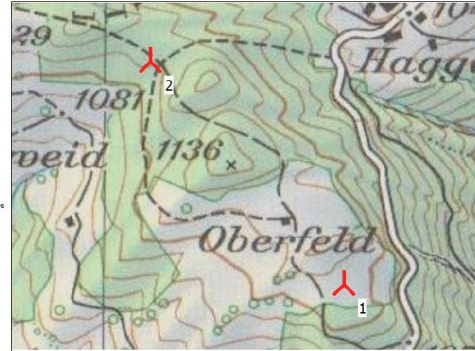
#### Scaler / Winddaten

EMD DefWind Messsysteme Mast Solar  
Name: Mast-Solar  
Gitternetz: Mikroskal-Gelände  
Wind-CTD-Ergebnisse: Ellipse - 1.11.26  
16.07.2015 16:07:00 - 15.08.2016 23:00:00  
WETED-Objekt: Mast\_2015\_2016\_Oberfeld\_LAND\_Erg\_99.00m - EMD-WRF Europe+ (ERAS) 15a\_M17401396\_E00949954 15 Jahre  
Verdrängungshöhe: Sektorweise von Rechenfeld 1  
WASP-Version: WASP 12 Version 12.6.0.38

#### Leistungs-Korrektur

Modifizierte IEC-Korrektur mit besserer Anpassung an WEA-Steuerung

	Min	Max	Mittel	Korr. [%]	Neg. Korr. [%]	Pos. korr. [%]
<b>Luftdichte</b>						
Aus Luftdichte-Einstellungen	[°C]	4,3	4,3	4,3		
Aus Luftdichte-Einstellungen	[hPa]	871,6	872,0	871,8		
Resultierende Luftdichte	[kg/m³]	1,094	1,095	1,095		
Relativ zu 15°C d.N.N.L.	[%]	89,3	89,4	89,4	-6,7	-6,7



Maßstab 1:7.500

▲ Neue WEA

### Hauptergebnis für Windpark-Berechnung

WEA-Kombination	PARK Ergebnis	Ergebnis -10,0%	BRUTTO (keine Verluste) / Freie WEA [MWh/a]	Wake-Verluste [%]	Spezifische Ergebnisse)		Windgeschwindigkeit			
					Kapazitätsfaktor [%]	Mittleres WEA-Ergebnis [MWh/a]	Volllaststunden [h/a]	frei [m/s]	wakereduziert [m/s]	
Windpark		20.789,7	18.710,7	21.063,8	1,3	25,1	9.355,4	2.196	6,0	5,9

\*) Basiert auf Ergebnis -10,0%

### Berechnete jährliche Energieproduktion für jede von 2 neuen WEA mit insgesamt 8,5 MW Nennleistung

WEA-Typ	Hersteller	Typ	Nennleistung [kW]	Rotorhöhe [m]	Nabenhöhe [m]	Verdrängungshöhe [m]	Leistungskennlinie Quelle	Name	AEP Ergebnis		Wake-Verluste [%]	Windgeschwindigkeit	
									Ergebnis [MWh/a]	Ergebnis [MWh/a]		frei [m/s]	reduziert [m/s]
1 Ja	ENERCON	E-138 EP3 E3-4.260	4.260	138,3	131,0	Sektorweise	EMD	Mode 00 - OM 0 s (4260 kW)	10.638,6	9.575	1,5	6,09	6,02
2 Ja	ENERCON	E-138 EP3 E3-4.260	4.260	138,3	131,0	Sektorweise	EMD	Mode 00 - OM 0 s (4260 kW)	10.151,1	9.136	1,1	5,90	5,84

### WEA-Platzierung

	Swiss (LV95)-CH1903+ (CH/LI 1993)			Beschreibung	Berechnungszeitraum	
	O	N	Z [m]		Start	Ende
1 Neu	2.757.344	1.252.243	1.106,2	WEA 1	16.07.2015	15.08.2016
2 Neu	2.757.070	1.252.554	1.110,0	WEA 2	16.07.2015	15.08.2016

Abbildung 40: Hauptergebnis nur Parkwirkung

Projekt:  
**241\_11\_700\_Appenzell\_2022**

Lizenzierter Anwender:  
**JH Wind GmbH**  
Gruberhof 8  
DE-79110 Freiburg  
+49 0761 15612852  
Johannes Hagemann / jh-wind@email.de  
Berechnet:  
10.02.2023 14:33/3.6.355

### PARK - Produktionsanalyse

**Berechnung:** 241\_18\_950\_WiGu Oberfeld 2023\_Brutto **WEA:** Alle neuen WEA, Luftdichte 1,094 kg/m³

#### Sektorweise Analyse

Sektor	0 N	1 NNO	2 ONO	3 O	4 OSO	5 SSO	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Gesamt
Modellbasierte Energie [MWh]	488,5	868,1	271,2	77,8	74,3	1.089,5	4.115,0	391,9	3.140,1	7.990,7	2.120,4	436,3	21.063,8
-Reduktion durch Wakeverluste [MWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	10,6	100,4	0,0	0,0	0,0	0,0	74,7	88,3	274,1
<b>Resultierende Energie [MWh]</b>	<b>488,5</b>	<b>868,1</b>	<b>271,2</b>	<b>77,8</b>	<b>63,7</b>	<b>989,0</b>	<b>4.115,0</b>	<b>391,9</b>	<b>3.140,1</b>	<b>7.990,7</b>	<b>2.045,7</b>	<b>348,0</b>	<b>20.789,7</b>
Spezifische Energie [kWh/m²]													692
Spezifische Energie [kWh/kW]													2.440
Reduktion durch Wakeverluste [%]	0,0	0,0	0,0	0,0	14,2	9,2	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5	20,2	1,30
Äquivalente Volllaststunden [h/a]	57	102	32	9	7	116	483	46	369	938	240	41	2.440

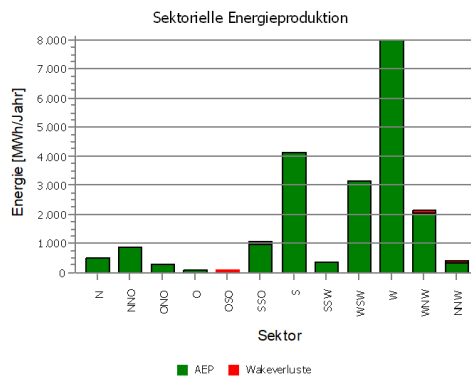


Abbildung 41: Produktionsanalyse nur mit Parkwirkung



Projekt:  
**241\_11\_700\_Appenzell\_2022**

Lizenzierter Anwender:  
**JH Wind GmbH**  
Gruberhof 8  
DE-79110 Freiburg  
+49 0761 15612852  
Johannes Hagemann / jh-wind@email.de  
Berechnet:  
06.09.2023 22:42/3.6.355

### PARK - Hauptergebnis

**Berechnung:** 241\_18\_1003\_WiGu Oberfeld 2023\_mit Curtailment WEA L0 WEA 2 L1 (Nacht)

#### Berechnungstyp

AEP skaliert auf 1 Jahr anhand der Sample-Zahl  
Skalierungsfaktor von 1,1 Jahren auf 1 Jahr: 0,964

Berechnung ausgeführt in UTM (north)-WGS84 Zone: 32  
Unterschied Gittermord / geographisch Nord (Standortzentrum) ist: 0,4°

#### Wake

Parkmodell: N.O. Jensen (RISØ/EMD) Park 2 2018

#### Wake-Decay-Konstante

Wake-Decay-Konstante: 0,090 DTU-Standard Onshore unabhängig von Nabenhöhe  
Referenz-WEA: WEA 1

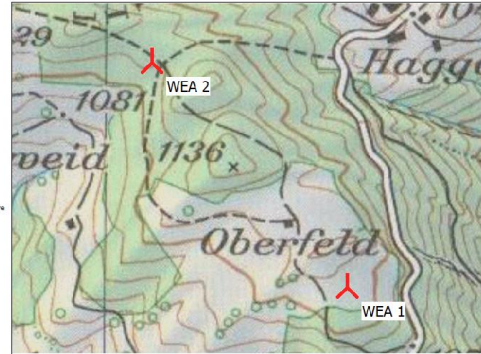
#### Scaler / Winddaten

Name: EMD Default Measurement Mast Scaler  
Gitter-Scaling: Neudaten-Scaling (WiGu-Stabilität / 4-Parameter)  
Schrägungsmittel: Mikroskal-Gelände WAsP-CFD-Ergebnisse - Eddy - 1.11.2.6  
Datum: 16.07.2015 09:57:27 - 15.08.2016 23:59:00  
METEC-Objekt: MAST\_2015\_2016\_Clear\_gaflr\_LAND\_Eig\_99.00m - EMD-WRF Europe+ (ERA5) 15a\_N47-401355\_E009-49054 15 Jahre  
Verdrängungshöhe: Sektorweise von Rotorhöhe 1  
WAsP-Version: WAsP 12 Version 12.08.0032

#### Leistungs-Korrektur

Modifizierte IEC-Korrektur mit besserer Anpassung an WEA-Steuerung

	Min	Max	Mittel	Korr. [%]	Neg. Korr. [%]	Pos. Korr. [%]
<b>Luftdichte</b>						
Aus Luftdichte-Einstellungen	[°C]	4,3	4,3	4,3		
Aus Luftdichte-Einstellungen	[hPa]	871,6	872,0	871,8		
Resubierende Luftdichte	[kg/m³]	1,094	1,095	1,095		
Relativ zu 15°C ü.N.N.	[%]	89,3	89,4	89,4	-6,7	-6,7



Maßstab 1:7.500

▲ Neue WEA

### Hauptergebnis für Windpark-Berechnung

WEA-Kombination	PARK Ergebnis	Ergebnis	BRUTTO (keine Verluste) / Freie WEA	Curtailment-Verlust	Wake-Verluste	Spezifische Ergebnisse*)		Windgeschwindigkeit		
						Kapazitätsfaktor	Mittleres WEA-Ergebnis	Volllaststunden	frei	wake-reduziert
	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[%]	[%]	[%]	[MWh/a]	[h/a]	[m/s]	[m/s]
Windpark	18.962,6	17.104,2	21.064,1	8,8	1,1	22,9	8.552,1	2.008	6,0	5,9

\*) Basiert auf Ergebnis -9,8%

### Berechnete jährliche Energieproduktion für jede von 2 neuen WEA mit insgesamt 8,5 MW Nennleistung

WEA-Typ	Ak-tur-ell	Hersteller	Typ	Nennleistung	Rotor-durch-messer	Naben-höhe	Verdrängungshöhe	Leistungskennlinie		AEP Ergebnis	Ergebnis -9,8%	Curtailment-Verlust	Wake-Verluste	Windgeschwindigkeit	
								Quelle	Name					frei	reduziert
				[kW]	[m]	[m]	[m]	Sektorweise	EMD	[MWh/a]	[MWh/a]	[%]	[%]	[m/s]	[m/s]
1 Ja	ENERCON	E-138 EP3	E3-4.260	4.260	138,3	131,0	Sektorweise	EMD	Mode 00 - OM 0 s (4260 kW)	9.774,3	8.816	8,2	1,3	6,09	6,03
2 Ja	ENERCON	E-138 EP3	E3-4.260	4.260	138,3	131,0	Sektorweise	EMD	Mode 00 - OM 0 s (4260 kW)	9.188,3	8.288	9,5	0,9	5,90	5,86

More power curves may be used due to curtailment. Please view Curtailment assumptions report.

### WEA-Platzierung

	Swiss (LV95)-CH1903+ (CH/LI 1993)			Beschreibung	Berechnungszeitraum	
	O	N	Z		Start	Ende
			[m]			
1 Neu	2.757.344	1.252.243	1.106,2	WEA 1	16.07.2015	15.08.2016
2 Neu	2.757.070	1.252.554	1.110,0	WEA 2	16.07.2015	15.08.2016

Abbildung 42: Hauptergebnis mit Parkwirkung und allen anderen Verlusten

Projekt:  
**241\_11\_700\_Appenzell\_2022**

Lizenziertes Anwender:  
**JH Wind GmbH**  
Gruberhof 8  
DE-79110 Freiburg  
+49 0761 15612852  
Johannes Hagemann / jh-wind@email.de  
Berechnet:  
06.09.2023 22:42/3.6.355

### PARK - Produktionsanalyse

**Berechnung:** 241\_18\_1003\_WiGu Oberfeld 2023\_mit Curtailment WEA L0 WEA 2 L1 (Nacht) **WEA:** Alle neuen WEA, Luftdichte 1,094 kg/m<sup>3</sup>  
**Sektorweise Analyse**

Sektor	0 N	1 NNO	2 ONO	3 O	4 OSO	5 SSO	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Gesamt
Brutto	488,5	868,1	271,3	77,8	74,3	1.089,5	4.115,0	391,9	3.140,2	7.990,8	2.120,5	436,4	21.064,1
-Reduktion durch Curtailment	50,2	70,0	22,8	10,0	11,7	116,8	646,0	56,0	130,5	458,7	247,2	41,7	1.861,5
Schall	0,5	2,1	1,3	0,0	0,0	2,8	23,5	0,7	22,5	54,3	7,3	0,8	115,7
Vögel	29,3	35,1	2,0	0,9	3,3	58,7	563,4	38,2	71,3	309,2	195,1	25,0	1.331,4
Fledermäuse	11,7	26,5	18,0	8,6	7,7	45,9	36,2	13,3	10,7	17,2	19,3	13,1	228,3
Anderes Curtailment	8,8	6,3	1,5	0,5	0,7	9,6	22,9	3,7	26,0	78,1	25,5	2,8	186,1
-Reduktion durch Wakeverluste	0,0	0,0	0,0	0,0	8,7	86,1	0,0	0,0	0,0	0,0	66,5	78,8	240,0
<b>Resultierende Energie</b>	<b>438,3</b>	<b>798,1</b>	<b>248,5</b>	<b>67,8</b>	<b>53,9</b>	<b>886,5</b>	<b>3.469,1</b>	<b>335,9</b>	<b>3.009,7</b>	<b>7.532,1</b>	<b>1.806,8</b>	<b>315,9</b>	<b>18.962,6</b>
Spezifische Energie													631
Spezifische Energie													2.226
-Reduktion durch Curtailment	10,3	8,1	8,4	12,9	15,8	10,7	15,7	14,3	4,2	5,7	11,7	9,6	8,8
Schall	0,1	0,2	0,5	0,1	0,0	0,3	0,6	0,2	0,7	0,7	0,3	0,2	0,5
Vögel	6,0	4,0	0,7	1,1	4,5	5,4	13,7	9,8	2,3	3,9	9,2	5,7	6,3
Fledermäuse	2,4	3,1	6,6	11,1	10,4	4,2	0,9	3,4	0,3	0,2	0,9	3,0	1,1
Anderes Curtailment	1,8	0,7	0,5	0,6	0,9	0,9	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2	0,6	0,9
Reduktion durch Wakeverluste	0,0	0,0	0,0	0,0	11,7	7,9	0,0	0,0	0,0	0,0	3,1	18,0	1,14
Äquivalente Vollaststunden	51	94	29	8	6	104	407	39	353	884	212	37	2.226

Anmerkung:

- Die Curtailment-Verluste einer WEA werden auf der Wake-reduzierten Windgeschwindigkeit basierend berechnet.
- Wake-reduzierte Windgeschwindigkeit berücksichtigt Curtailment davor stehender WEAs.

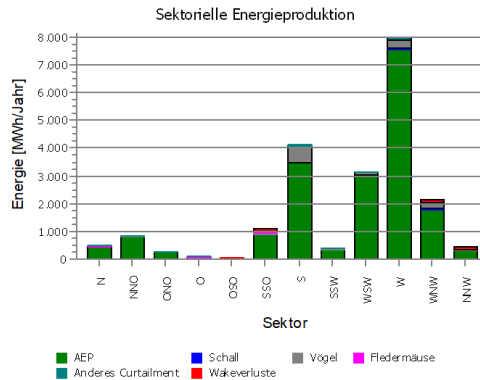


Abbildung 43: Produktionsanalyse mit Parkwirkung und allen anderen Verlusten

## 9. Unsicherheiten

### 9.1 Unsicherheitsfaktoren

<b>Windmessung</b>	
Kalibrierung	1
Klassifikation	1
Datenerfassung und Verarbeitung	1,5
Datenintegrität	1,5
Datenkorrekturen	1
	<b>2,7</b>
<b>Langzeitanalysen</b>	
Konsistenz der langzeitdaten	1,8
Schluss von Langzeit- auf Kurzzeitdaten	1,5
Datenzeitraum	1
Vertretung in der Vergangenheit	1
Schluss auf die Zeit des WEA-Betriebs	2,5
Aussagemöglichkeit für den Standort	1,2
	<b>3,9</b>
<b>Modellierung</b>	
Topographie	3
Rauigkeiten Hindernisse	2
Übertragung horizontal	2
Übertragung vertikal	2,6
	<b>4,9</b>
<b>Parkwirkung</b>	
der alten auf die geplanten Anlagen	0
der geplanten Anlagen untereinander	1
	<b>1,0</b>
<b>Technische Daten der WEA</b>	
Leistungskennlinie	8,1
Abweichungen vom Serienschnitt	2
Leistungskennlinie am Standort	5
unterschiedliche Steuerungsparameter	1,5
	<b>9,8</b>
<b>Gesamtunsicherheit</b>	<b>12,01</b>

Tabelle 18: Unsicherheiten

### **Windmessung:**

Mit der Windmessung sind die Anforderungen an ein Windgutachten nach /2/ erfüllt, Verfügbarkeiten der und Plausibilität der Daten lassen auf eine gute Anwendbarkeit schliessen. Die Entfernung des Masts zu den WEA-Standorten war nicht zu gross.

### **Langzeitanalysen:**

Die verwendeten Reanalysedaten zeigten eine gute Übereinstimmung mit hinsichtlich der Windrichtungen der Messung es bestehen jedoch Unsicherheiten bezüglich des Langzeitabgleichs.

### **Modellierung**

Die Rauigkeiten und Hindernisse konnten mit der angewendeten CFD-Methode differenziert abgebildet werden. Modellerte und gemessene Windverhältnisse zeigten geringe Abweichungen.

### **Technische Daten der WEA:**

Angaben zu den verwendeten Leistungskennlinien befinden sich im Anhang. Mit der Bewertung wurde der Tatsache Rechnung getragen, dass die Leistungskennlinien vom Hersteller berechnet wurden. Das Gelände ist komplex was auch nach /10/ erkennbar ist.

## 9.2 Überschreitungswahrscheinlichkeiten P-Werte

Sind Energieerträge berechnet und zusätzlich die Unsicherheitsfaktoren bestimmt worden, ist es von Interesse, mit welcher Wahrscheinlichkeit die prognostizierten Erträge im langjährigen Mittel erreicht werden. Es werden die P-Werte ermittelt. Die P-Werte bezeichnen die Überschreitungswahrscheinlichkeiten. Bei den in Tabelle 17 angegebenen, langjährig zu erwartenden mittleren Erträgen kann mit Wahrscheinlichkeiten von jeweils 50 % damit gerechnet werden, dass die Erträge unter- bzw. überschritten werden. Dies entspräche einem P-Wert P 50.

Wird ein P-Wert, beispielsweise P 90, berechnet, bedeutet dies, dass dieser Wert mit 90-prozentiger Wahrscheinlichkeit nicht unterschritten wird und mit 10-prozentiger Wahrscheinlichkeit geringere Erträge erzielt werden.

Für jede Überschreitungswahrscheinlichkeit gibt es somit einen Prozentsatz, um den die tatsächlichen Erträge von den errechneten Erträgen abweichen.

Farblich hervorgehoben sind die Werte P 50, mit Erträgen der Windparks (entspricht der Tabelle 17), der Tabelle aus dem Kapitel Ergebnisse, die mit der angewendeten Methode berechnet wurden und die häufig bei Wirtschaftlichkeitsberechnungen angewendeten P 75- und P 90-Werte.

Wahrscheinlichkeit der Überschreitung	Abweichung vom errechneten Wert	WEA 1	WEA 2	Park
95%	-19,8%	7.074.375	6.650.277	13.724.652
90%	-15,4%	7.459.137	7.011.973	14.471.109
85%	-12,5%	7.718.733	7.256.007	14.974.741
80%	-10,1%	7.925.053	7.449.958	15.375.011
75%	-8,1%	8.102.056	7.616.350	15.718.407
70%	-6,3%	8.261.011	7.765.776	16.026.787
65%	-4,6%	8.408.306	7.904.241	16.312.547
60%	-3,0%	8.548.075	8.035.631	16.583.706
55%	-1,5%	8.683.303	8.162.752	16.846.055
<b>50%</b>	<b>0,0%</b>	<b>8.816.387</b>	<b>8.287.858</b>	<b>17.104.245</b>
45%	1,5%	8.949.471	8.412.964	17.362.434
40%	3,0%	9.084.698	8.540.085	17.624.783
35%	4,6%	9.224.467	8.671.475	17.895.942
30%	6,3%	9.371.762	8.809.940	18.181.702
25%	8,1%	9.530.717	8.959.365	18.490.082
20%	10,1%	9.707.721	9.125.758	18.833.478
15%	12,5%	9.914.040	9.319.709	19.233.749
10%	15,4%	10.173.637	9.563.743	19.737.380
5%	19,8%	10.558.398	9.925.439	20.483.837
Gesamtunsicherheit	12,01			
	Erträge P 50	<b>8.816.387</b>	<b>8.287.858</b>	<b>17.104.245</b>

Tabelle 19: Muster für die Überschreitungswahrscheinlichkeiten, wie im vorangegangenen Text erläutert

## 10. Einschätzung zur Nutzung des Standorts

Mit Hilfe der Windmessung und der Modellierung konnte eine Prognose von Erträgen durchgeführt werden. Bezüglich der Eignung des WEA-Typs hinsichtlich der Belastung durch die Windverhältnisse des Standorts mit komplexem Gelände sind Berechnung möglicher Lasten durch den Hersteller erforderlich.

Um Unsicherheiten und Verluste zu berücksichtigen, sollten P-Werte zwischen P 75 und P 90 bei Berechnungen der Wirtschaftlichkeit verwendet werden.

## 11. Schlussbemerkungen zum Gutachten

In diesem Gutachten kamen allgemein anerkannte Methoden zur Berechnung der Windverhältnisse zur Anwendung. Es bestehen jedoch Unsicherheiten hinsichtlich der angewendeten Methoden und aufgrund verschiedener klimatologischer Phänomene, die sich nicht ausreichend quantifizieren lassen und die nicht immer im digitalen Geländemodell berücksichtigt werden können.

### Haftungsausschluss:

Die Erstellung dieses Gutachtens erfolgte nach bestem Wissen und Gewissen und unparteiisch. Aufgrund der dargestellten Sachverhalte und Unsicherheiten kann für das Eintreffen der Ergebnisse dieses Gutachtens am Standort Oberfeld keine Haftung übernommen werden.

Freiburg, 07.09.2023



Johannes Hagemann

JH Wind GmbH



## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: WEA-Typ .....	4
Tabelle 2: WEA 1, WEA 2 und Punkt der Mast-Messung .....	9
Tabelle 3: Umgebung von WEA 1.....	11
Tabelle 4: Umgebung von WEA 2.....	12
Tabelle 5: Gemessene Datensätze von fünf Höhen .....	29
Tabelle 6: Datensätze Langzeitkorrigiert und auf die Höhe von 131m an der Mastposition umgerechnet.....	30
Tabelle 7: Windgeschwindigkeiten aus Diagramm von Abbildung 32 .....	32
Tabelle 8: Häufigkeiten der Windrichtungen von Abbildung 32 und Tabelle 7 am Mast in %.....	33
Tabelle 9: Windgeschwindigkeiten an den Nabelhöhen frei und mit Parkwirkung (Wake red.) .....	34
Tabelle 10: Prozentuale Häufigkeiten der Windrichtungen an den WEA .....	35
Tabelle 11: Erträge pro Sektor in MWh mit Parkwirkung (ohne weitere Verluste) .....	36
Tabelle 12: Anteile der Sektoren an der Energieerzeugung in Prozent .....	37
Tabelle 13: Weibull-Daten von Langzeitkorrigierten Datensatz von Abbildung 39.....	42
Tabelle 14: Zwei Beispiele Vergleich von Langzeitkorrigierten Daten mit Messung.....	43
Tabelle 15 - Verluste beide WEA.....	44
Tabelle 16 - Verluste Umweltauflagen Park pro WEA.....	44
Tabelle 17: Ergebnisse der Ertragsberechnungen .....	46
Tabelle 18: Unsicherheiten .....	51
Tabelle 19: Muster für die Überschreitungswahrscheinlichkeiten, wie im vorangegangenen Text erläutert .....	54

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Karte Standort der WEA 1, WEA 2 und Punkt der Mast Messung .....	9
Abbildung 2: Karte Radius von 20km um den Standort .....	10
Abbildung 3: Foto Messmast beim Aufbau .....	13
Abbildung 4: Foto Blick auf den Mast .....	13
Abbildung 5: Foto Aufnahme 300m südlich vom Mast .....	13
Abbildung 6: Foto steile Hänge O bis NNO vom Standort .....	13
Abbildung 7: Foto N .....	14
Abbildung 8: Foto NNO .....	14
Abbildung 9: Foto ONO .....	14
Abbildung 10: Foto O .....	14
Abbildung 11: Foto OSO .....	14
Abbildung 12: Foto SSO .....	14
Abbildung 13: Foto S .....	15
Abbildung 14: Foto SSW .....	15
Abbildung 15: Foto WSW .....	15
Abbildung 16: Foto W .....	15
Abbildung 17: Foto WNW .....	15
Abbildung 18: Foto NNW .....	15
Abbildung 19 Blick von WEA 1 nach SSW      Abbildung 20: Nähe WEA 2 Blick nach WSW .....	16
Abbildung 21. Skizze des Masts mit Sensoren, Schnitt W-O .....	19
Abbildung 22: Informationen zu den Sensoren (Mast commissioning_certificate_20150706 (von Interwind)) .....	20
Abbildung 23: Sensoren am Mast      Abbildung 24: Oberster Teil vom Mast mit Feuchtigkeits- / Temperatursensor und Blitzableiter .....	21
Abbildung 25: _ Ammonit Datenlogger Typ Meteo-40M.....	21
Abbildung 26: Datenverfügbarkeit Messhöhe 99m, aus Datenlogger. ....	24
Abbildung 27: Verdrängungshöhen am Mast und an den WEA.....	25
Abbildung 28: Zusammenfassung der Berechnung von der CFD-area für den Standort Oberfeld. ...	27
Abbildung 29: Windprofil am Mast, rechts gemessen, links von Langzeit korrigierten Daten erzeugt. .....	31
Abbildung 30: links power law Exponenten alle Sektoren, Tabelle rechts power law Exponenten pro Sektor .....	31
Abbildung 31: Power-law Exponenten, links Sektor West, rechts Sektor Süd .....	31
Abbildung 32: Diagramm gemessene- und Langzeitkorrigierte Windgeschwindigkeiten jeweils 99 bzw. 131m Höhe .....	32
Abbildung 33: Häufigkeiten der Windrichtungen am Mast .....	33
Abbildung 34: Mittlere Windgeschwindigkeiten an den Nabenhöhen der WEA .....	34
Abbildung 35: Prozentuale Häufigkeiten der Windrichtungen an den WEA.....	35
Abbildung 36: Erträge pro Sektor in MWh mit Parkwirkung.....	36
Abbildung 37: Zeitreihe lokale Messung Oberfeld und ausgewählter Langzeitdatensatz .....	41
Abbildung 38: Blau lokale Messung Oberfeld, rot ausgewählter Langzeitdatensatz .....	41
Abbildung 39: Oben Windrose aus Langzeitkorrigiertem Datensatz unten Vm und Weibull_Daten. ....	42
Abbildung 40: Hauptergebnis nur Parkwirkung .....	47
Abbildung 41: Produktionsanalyse nur mit Parkwirkung .....	48

Abbildung 42: Hauptergebnis mit Parkwirkung und allen anderen Verlusten ..... 49  
Abbildung 43: Produktionsanalyse mit Parkwirkung und allen anderen Verlusten ..... 50

Anhänge Dateien:

Anhang_1_PARK_241_18_950_WiGu Oberfeld.pdf	07.04.2023
Anhang_2_PARK_241_18_1003_WiGu Oberfeld.pdf	07.09.2023

## PARK - Hauptergebnis

Berechnung: 241\_18\_950\_WiGu Oberfeld 2023\_Brutto

### Berechnungstyp

AEP skaliert auf 1 Jahr anhand der Sample-Zahl  
Skalierungsfaktor von 1,1 Jahren auf 1 Jahr: 0,964

Berechnung ausgeführt in UTM (north)-WGS84 Zone: 32  
Unterschied Gitternord / geographisch Nord (Standortzentrum) ist: 0,4°

### Wake

Parkmodell: N.O. Jensen (RISØ/EMD) Park 2 2018  
Wake-Decay-Konstante  
Wake-Decay-Konstante: 0,090 DTU-Standard Onshore unabhängig von Nabenhöhe  
Referenz-WEA: WEA 1

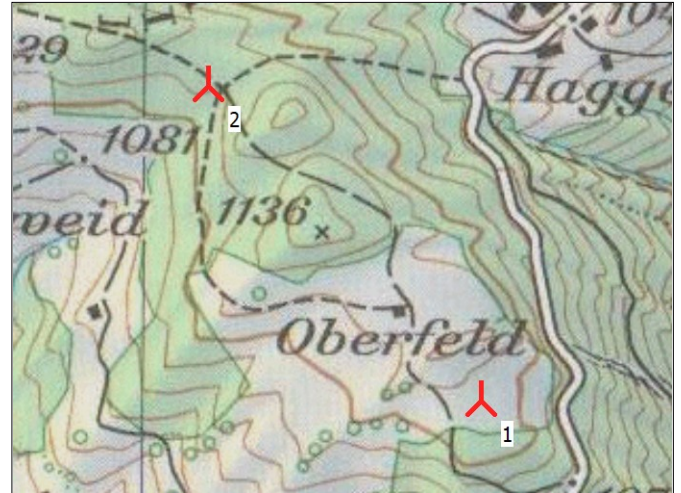
### Scaler / Winddaten

EMD Default Measurement Mast Scaler  
Name: EMD Default Measurement Mast Scaler  
Gelände-Scaling: Messtasten-Scaling (WASP-Stabilität / A-Parameter)  
Stromungsmodell: Mikroskal Gelände  
WASP-CFD-Ergebnisdaten - Ellipsys - 1.11.2.6  
Zeitraum: 16.07.2015 16:07:00 - 15.08.2016 23:50:00  
WETEC-Objekt(e): WAST\_2015\_2016\_Oberf\_gelnd\_LANGL\_Eig\_99,00m - EMD-WRF Europe+ (ERAS) 15a\_N47,401356\_E009,49054 15 Jahre  
Verdrängungshöhe: Sektorweise von Rechner Areal 1  
WASP-Version: WASP 12 Version 12.6.0.28

### Leistungs-Korrektur

Modifizierte IEC-Korrektur mit besserer Anpassung an WEA-Steuerung

	Min	Max	Mittel	Korr. [%]	Neg. Korr. [%]	Pos. korr. [%]
Luftdichte						
Aus Luftdichte-Einstellungen [°C]	4,3	4,3	4,3			
Aus Luftdichte-Einstellungen [hPa]	871,6	872,0	871,8			
Resultierende Luftdichte [kg/m³]	1,094	1,095	1,095			
Relativ zu 15°C u.NN. [%]	89,3	89,4	89,4	-6,7	-6,7	0,0



Neue WEA

Maßstab 1:7.500

## Hauptergebnis für Windpark-Berechnung

WEA-Kombination	PARK Ergebnis	Ergebnis	BRUTTO (keine Verluste) /Freie WEA	Wake-Verluste [%]	Spezifische Ergebnisse <sup>a)</sup>		Windgeschwindigkeit		
					Kapazitätsfaktor [%]	Mittleres WEA-Ergebnis [MWh/a]	Volllaststunden [h/a]	frei [m/s]	wakereduziert [m/s]
Windpark	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[%]	[%]	[MWh/a]	[h/a]	[m/s]	[m/s]
	20.789,7	18.710,7	21.063,8	1,3	25,1	9.355,4	2.196	6,0	5,9

<sup>a)</sup> Basiert auf Ergebnis -10,0%

## Berechnete jährliche Energieproduktion für jede von 2 neuen WEA mit insgesamt 8,5 MW Nennleistung

WEA-Typ	Ak-tuell	Hersteller	Typ	Nennleistung	Rotor-durchmesser	Nabenhöhe	Verdrängungshöhe	Leistungskennlinie		AEP Ergebnis	Ergebnis -10,0%	Wake-Verluste [%]	Windgeschwindigkeit	
								Quelle	Name				frei [m/s]	reduziert [m/s]
1 Ja	ENERCON	E-138 EP3 E3-4.260	4.260	138,3	131,0	Sektorweise	EMD	Mode 00 - OM 0 s (4260 kW)	10.638,6	9.575	1,5	6,09	6,02	
2 Ja	ENERCON	E-138 EP3 E3-4.260	4.260	138,3	131,0	Sektorweise	EMD	Mode 00 - OM 0 s (4260 kW)	10.151,1	9.136	1,1	5,90	5,84	

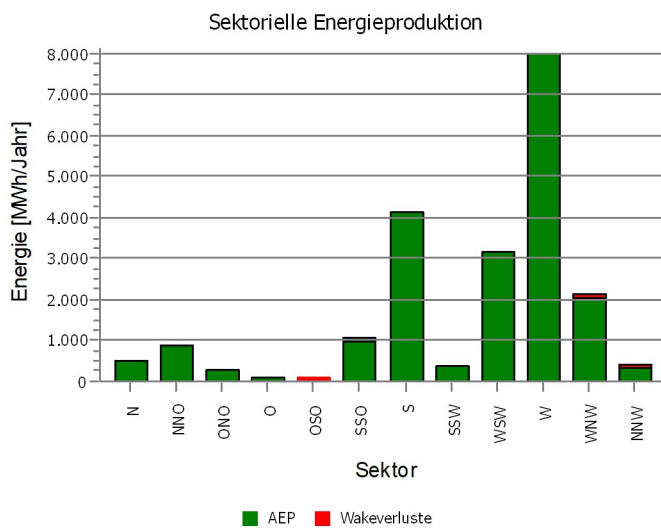
## WEA-Platzierung

	Swiss (LV95)-CH1903+ (CH/LI 1993)			Beschreibung	Berechnungszeitraum	
	O	N	Z [m]		Start	Ende
1 Neu	2.757.344	1.252.243	1.106,2	WEA 1	16.07.2015	15.08.2016
2 Neu	2.757.070	1.252.554	1.110,0	WEA 2	16.07.2015	15.08.2016

## PARK - Produktionsanalyse

Berechnung: 241\_18\_950\_WiGu Oberfeld 2023\_Brutto WEA: Alle neuen WEA, Luftdichte 1,094 kg/m<sup>3</sup>  
Sektorweise Analyse

Sektor		0 N	1 NNO	2 ONO	3 O	4 OSO	5 SSO	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Gesamt
Modellbasierte Energie	[MWh]	488,5	868,1	271,2	77,8	74,3	1.089,5	4.115,0	391,9	3.140,1	7.990,7	2.120,4	436,3	21.063,8
-Reduktion durch Wakeverluste	[MWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	10,6	100,4	0,0	0,0	0,0	0,0	74,7	88,3	274,1
Resultierende Energie	[MWh]	488,5	868,1	271,2	77,8	63,7	989,0	4.115,0	391,9	3.140,1	7.990,7	2.045,7	348,0	20.789,7
Spezifische Energie	[kWh/m <sup>2</sup> ]													692
Spezifische Energie	[kWh/kW]													2.440
Reduktion durch Wakeverluste	[%]	0,0	0,0	0,0	0,0	14,2	9,2	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5	20,2	1,30
Äquivalente Vollaststunden	[h/a]	57	102	32	9	7	116	483	46	369	938	240	41	2.440



## PARK - Leistungskennlinien-Analyse

Berechnung: 241\_18\_950\_WiGu Oberfeld 2023\_Brutto WEA: 1 - ENERCON E-138 EP3 E3 4260 138.3 IO!, Nabhöhe: 131,0 m  
Name: Mode 00 - OM 0 s (4260 kW)  
Datenquelle: ENERCON GmbH

Quelle/Datum	Erzeugt von	Erzeugt	Bearbeitet	Abschaltwind- geschwindigkeit [m/s]	Leistungsbegrenzung	Schubbeiwert (Ct)	Generatortyp	Leistungs- dichte kW/m <sup>2</sup>
26.07.2021	EMD	16.03.2022	16.03.2022	28,0	Pitch	Benutzerdefiniert	variabel	0,28
D1018685_3.0_de_Operating Mode E-138 EP3 E3-4260 kW mit TES.pdf								

### HP-Kurven-Vergleich - Anmerkung: Für Standard-Luftdichte

Vmittel	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP-Wert Pitch, variable speed (2013)	[MWh]	7.535	11.355	14.995	18.199	20.878	23.005
ENERCON E-138 EP3 E3 4260 138.3 IO! Mode 00 - OM 0 s (4260 kW)	[MWh]	7.676	11.360	14.880	17.991	20.590	22.638
Prüfwert	[%]	-2	0	1	1	1	2

Vergleich zwischen den Erträgen, die mit den angegebenen Leistungskurven sowie den HP-Kennlinien (Vereinfachte, Herstellerunabhängige LK auf Basis der Parameter "kW Leistung/m<sup>2</sup> Rotorkreisfläche", "Ein- oder Zwei-Generator-System" und "Stall oder Pitch") berechnet wurden (ohne Parkeffekt).

Für weitere Details siehe Dänische Energieagentur, Projektbericht J.n.r. 51171/00-0016 (siehe auch englisches windPRO-Handbuch)

Die Methode wurde im EMD-Bericht "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", Jan. 2003, verfeinert. Verwenden Sie die Tabelle, um abzuschätzen, ob die angegebenen LK einleuchtend sind. Liegt der Prüfwert unter -5%, ist die LK eventuell aufgrund von Unsicherheiten bei der Vermessung zu optimistisch.

### Leistungskennlinie

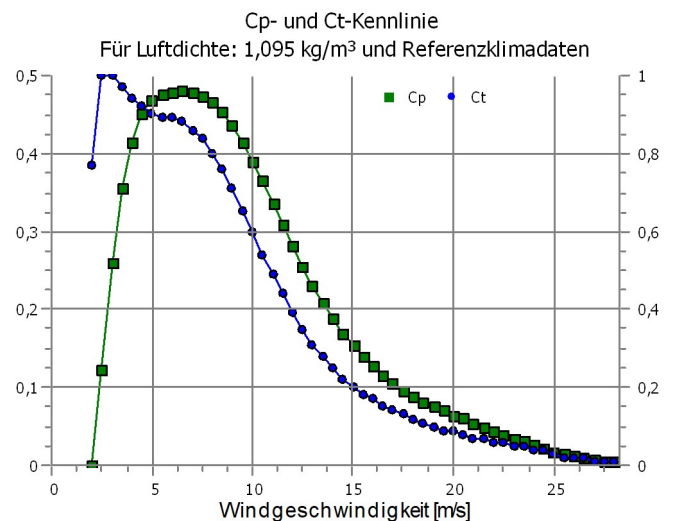
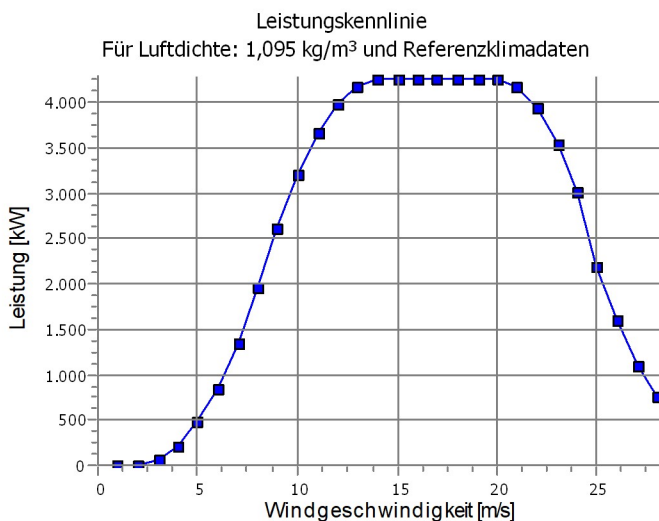
Originaldaten, Luftdichte: 1,225 kg/m<sup>3</sup>

Windgeschwindigkeit [m/s]	Leistung [kW]	Cp	Windgeschwindigkeit [m/s]	Ct
2,0	2,0	0,03	2,0	0,77
2,5	19,0	0,13	2,5	1,05
3,0	69,0	0,28	3,0	1,04
3,5	146,0	0,37	3,5	0,97
4,0	250,0	0,42	4,0	0,94
4,5	383,0	0,46	4,5	0,92
5,0	540,0	0,47	5,0	0,90
5,5	729,0	0,48	5,5	0,89
6,0	952,0	0,48	6,0	0,89
6,5	1.211,0	0,48	6,5	0,88
7,0	1.506,0	0,48	7,0	0,86
7,5	1.829,0	0,47	7,5	0,84
8,0	2.173,0	0,46	8,0	0,80
8,5	2.523,0	0,45	8,5	0,76
9,0	2.885,0	0,43	9,0	0,71
9,5	3.188,0	0,40	9,5	0,65
10,0	3.474,0	0,38	10,0	0,60
10,5	3.718,0	0,35	10,5	0,54
11,0	3.913,0	0,32	11,0	0,49
11,5	4.060,0	0,29	11,5	0,44
12,0	4.164,0	0,26	12,0	0,39
12,5	4.233,0	0,24	12,5	0,35
13,0	4.260,0	0,21	13,0	0,31
13,5	4.260,0	0,19	13,5	0,28
14,0	4.260,0	0,17	14,0	0,25
14,5	4.260,0	0,15	14,5	0,22
15,0	4.260,0	0,14	15,0	0,20
15,5	4.260,0	0,12	15,5	0,18
16,0	4.260,0	0,11	16,0	0,17
16,5	4.260,0	0,10	16,5	0,15
17,0	4.260,0	0,09	17,0	0,14
17,5	4.260,0	0,09	17,5	0,13
18,0	4.260,0	0,08	18,0	0,12
18,5	4.260,0	0,07	18,5	0,11
19,0	4.260,0	0,07	19,0	0,10
19,5	4.260,0	0,06	19,5	0,09
20,0	4.260,0	0,06	20,0	0,09
20,5	4.252,0	0,05	20,5	0,08
21,0	4.184,0	0,05	21,0	0,07
21,5	4.082,0	0,04	21,5	0,07
22,0	3.943,0	0,04	22,0	0,06
22,5	3.762,0	0,04	22,5	0,06
23,0	3.543,0	0,03	23,0	0,05
23,5	3.289,0	0,03	23,5	0,05
24,0	3.008,0	0,02	24,0	0,04
24,5	2.709,0	0,02	24,5	0,04
25,0	2.187,0	0,02	25,0	0,03
25,5	1.892,0	0,01	25,5	0,02
26,0	1.613,0	0,01	26,0	0,02
26,5	1.348,0	0,01	26,5	0,02
27,0	1.106,0	0,01	27,0	0,01
27,5	899,0	0,00	27,5	0,01
28,0	753,0	0,00	28,0	0,01

### Leistung und Effizienz vs. Windgeschw.

Daten in der Berechnung verwendet, Mittlere Luftdichte: 1,095 kg/m<sup>3</sup>

Windgeschwindigkeit [m/s]	Leistung [kW]	Cp
1,0	0,0	0,00
2,0	0,0	0,00
3,0	57,6	0,26
4,0	218,4	0,41
5,0	480,3	0,47
6,0	850,3	0,48
7,0	1.349,0	0,48
8,0	1.962,9	0,47
9,0	2.617,0	0,44
10,0	3.213,6	0,39
11,0	3.679,4	0,34
12,0	3.991,9	0,28
13,0	4.182,0	0,23
14,0	4.260,0	0,19
15,0	4.260,0	0,15
16,0	4.260,0	0,13
17,0	4.260,0	0,11
18,0	4.260,0	0,09
19,0	4.260,0	0,08
20,0	4.260,0	0,06
21,0	4.184,0	0,05
22,0	3.943,0	0,05
23,0	3.543,0	0,04
24,0	3.008,0	0,03
25,0	2.187,0	0,02
26,0	1.613,0	0,01
27,0	1.106,0	0,01
28,0	753,0	0,00



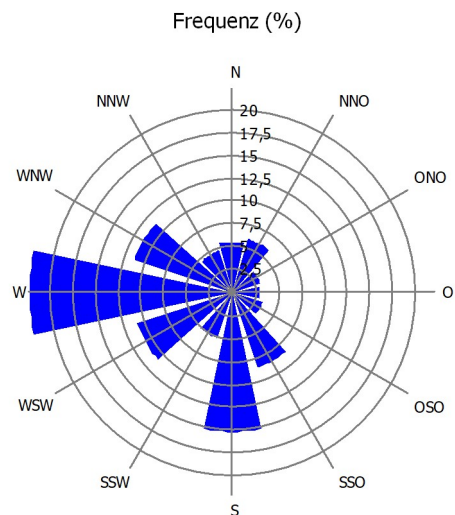
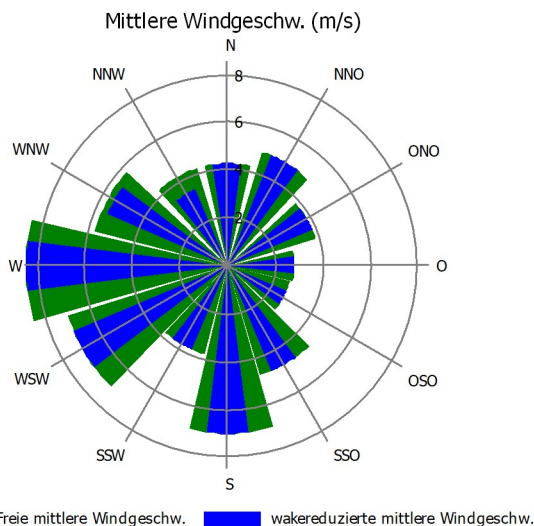
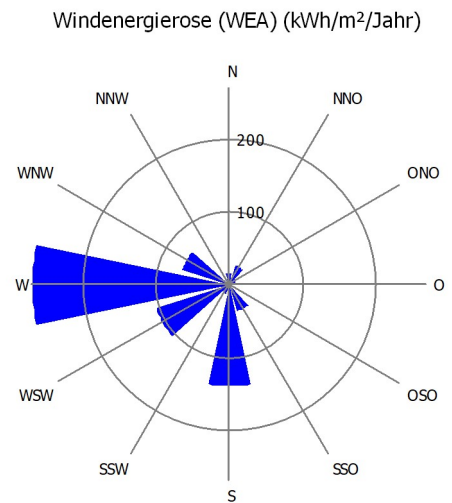
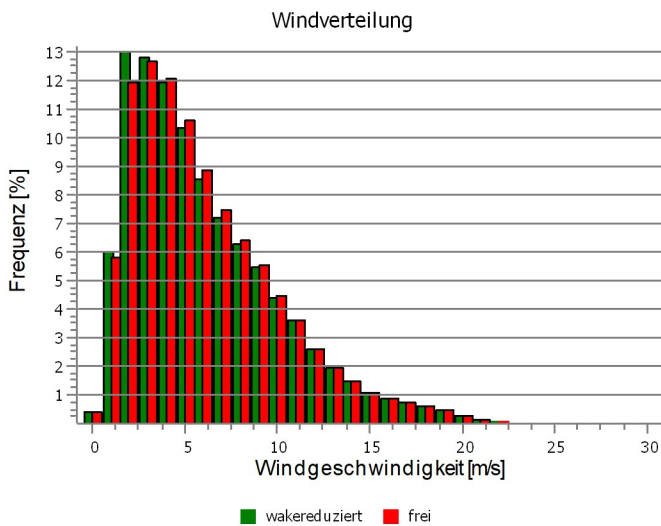
## PARK - Analyse der Windverhältnisse

Berechnung: 241\_18\_950\_WiGu Oberfeld 2023\_Brutto Winddaten: 1 - WEA 1; Nabenhöhe: 131,0

Standortkoordinaten  
Swiss (LV95)-CH1903+ (CH/LI 1993)  
Ost: 2.757.344 Nord: 1.252.243  
WEA 1  
Verwendete Masten  
Nächstgelegenes

### Standort-Winddaten

Sektor	Freie mittlere Windgeschw. [m/s]	wakereduzierte mittlere Windgeschw. [m/s]	Frequenz [%]
0 N	4,3	4,3	5,6
1 NNO	5,0	5,0	6,1
2 ONO	3,9	3,9	3,2
3 O	2,8	2,8	3,0
4 OSO	2,7	2,7	3,5
5 SSO	4,8	4,8	8,7
6 S	7,0	7,0	15,3
7 SSW	3,8	3,8	5,2
8 WSW	7,1	7,1	11,0
9 W	8,5	8,5	22,3
10 WNW	5,8	5,5	11,4
11 NNW	4,3	3,5	4,9
Gesamt	6,1	6,0	100,0





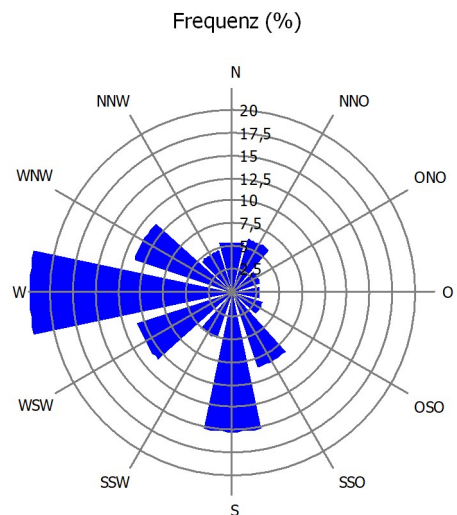
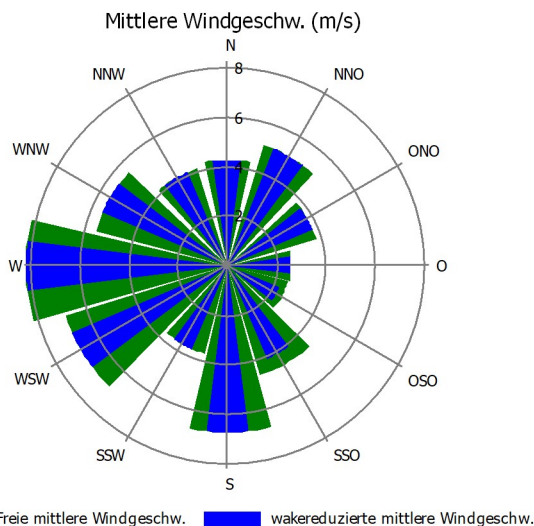
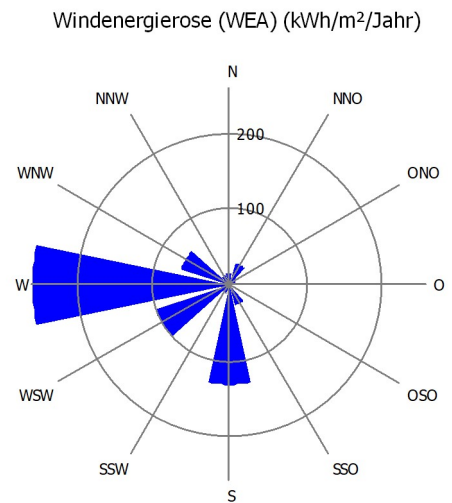
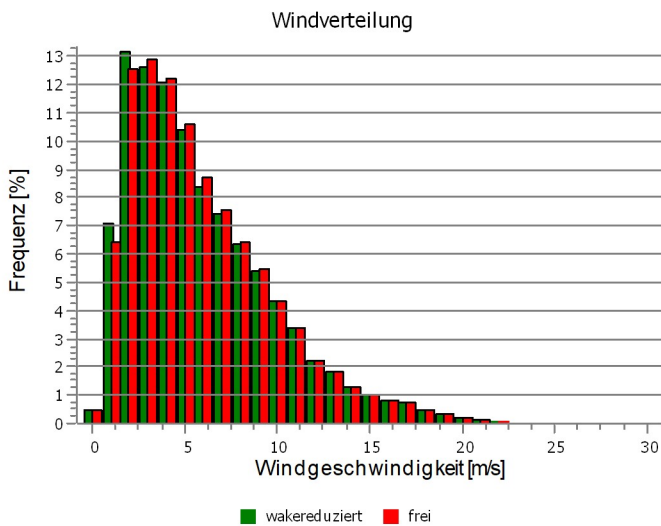
## PARK - Analyse der Windverhältnisse

Berechnung: 241\_18\_950\_WiGu Oberfeld 2023\_Brutto Winddaten: 2 - WEA 2; Nabenhöhe: 131,0

Standortkoordinaten  
Swiss (LV95)-CH1903+ (CH/LI 1993)  
Ost: 2.757.070 Nord: 1.252.554  
WEA 2  
Verwendete Masten  
Nächstgelegenes

### Standort-Winddaten

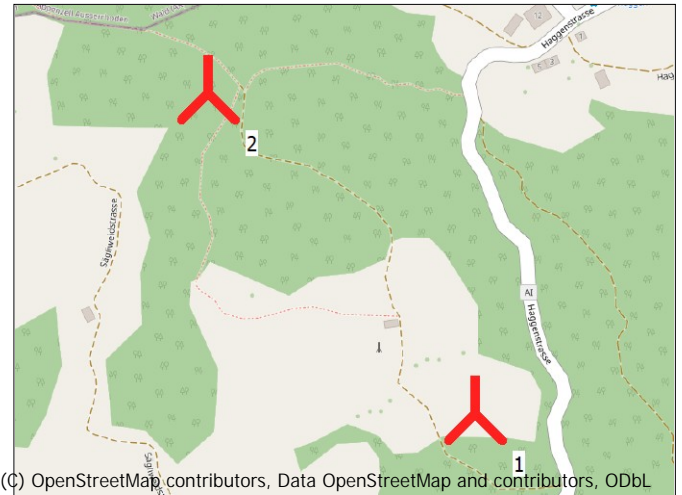
Sektor	Freie mittlere Windgeschw. [m/s]	wakereduzierte mittlere Windgeschw. [m/s]	Frequenz [%]
0 N	4,3	4,3	5,6
1 NNO	5,1	5,1	6,1
2 ONO	3,8	3,8	3,2
3 O	2,6	2,6	3,0
4 OSO	2,6	2,3	3,5
5 SSO	4,7	4,1	8,7
6 S	6,8	6,8	15,3
7 SSW	3,7	3,7	5,2
8 WSW	6,9	6,9	11,0
9 W	8,2	8,2	22,3
10 WNW	5,6	5,6	11,4
11 NNW	4,1	4,1	4,9
Gesamt	5,9	5,8	100,0



## PARK - WEA-Abstände

Berechnung: 241\_18\_950\_WiGu Oberfeld 2023\_Brutto  
WEA-Abstände

	Z	Nächste WEA	Z	Horizontale Entfernung [m]	Abstand in Rotordurchm.
	[m]		[m]		
1	1.106,2	2	1.110,0	414	3,0
2	1.110,0	1	1.106,2	414	3,0
Min	1.106,2		1.106,2	414	3,0
Max	1.110,0		1.110,0	414	3,0



(C) OpenStreetMap contributors, Data OpenStreetMap and contributors, ODbL

Maßstab 1:7.500

Neue WEA

## PARK - Zeitliche Variation AEP

Berechnung: 241\_18\_950\_WiGu Oberfeld 2023\_Brutto

Windfarm: 8,5 MW mit 2 WEA des Typs ENERCON E-138 EP3 E3 4260 138.3 IO!.

Auswahl: Alle neuen WEA

Berechnete mittlere Produktion pro Monat und Stunde [MWh] Das Ergebnis enthält Wake-Effekt und Curtailment-Verluste.

Werte sind auf ein volles Jahr skaliert, siehe Korrektur-Faktoren auf Seite Hauptbericht.

Stunden/Monat [MWh]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Gesamt
0	107	115	79	91	91	57	63	49	58	66	112	53	943
1	108	102	78	89	92	61	68	53	51	74	115	73	964
2	104	102	86	89	99	54	69	54	51	71	113	91	984
3	107	110	80	95	86	49	53	53	59	68	116	101	976
4	103	106	81	94	77	42	57	54	49	70	125	95	953
5	105	103	77	92	75	34	47	67	47	64	114	90	916
6	105	110	69	79	70	29	44	56	43	60	110	82	857
7	121	110	63	69	67	22	34	44	39	59	104	78	811
8	109	94	57	57	62	25	30	37	38	47	104	78	737
9	85	89	51	53	47	22	34	32	42	33	105	76	668
10	85	89	42	53	45	32	34	34	50	31	102	62	659
11	96	88	49	67	48	40	34	34	52	30	100	58	696
12	89	99	49	66	45	33	35	40	56	20	89	61	681
13	88	119	52	72	45	36	42	43	68	25	90	47	725
14	101	116	63	75	49	37	44	48	73	29	88	49	772
15	106	113	71	74	50	37	54	44	74	35	96	65	818
16	108	110	81	83	57	38	60	49	98	45	104	69	903
17	117	107	95	95	76	49	54	55	102	49	117	59	974
18	119	105	90	87	79	52	51	58	89	65	116	48	959
19	119	99	97	83	75	44	56	54	65	69	117	43	922
20	122	109	93	89	77	48	48	53	68	67	125	42	942
21	124	112	88	91	91	55	54	63	74	82	129	52	1.013
22	124	113	79	88	104	53	45	49	64	85	125	54	985
23	123	111	80	83	95	51	43	49	61	72	114	47	930
Gesamt	2.577	2.529	1.749	1.913	1.703	1.000	1.154	1.171	1.469	1.318	2.632	1.573	20.790

Stunden/Monat [MW]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Gesamt
0	3,5	4,1	2,6	3,0	2,9	1,9	2,0	1,6	1,9	2,1	3,7	1,7	2,6
1	3,5	3,6	2,5	3,0	3,0	2,0	2,2	1,7	1,7	2,4	3,8	2,4	2,6
2	3,4	3,7	2,8	3,0	3,2	1,8	2,2	1,8	1,7	2,3	3,8	2,9	2,7
3	3,5	3,9	2,6	3,2	2,8	1,6	1,7	1,7	2,0	2,2	3,9	3,3	2,7
4	3,3	3,8	2,6	3,1	2,5	1,4	1,8	1,7	1,6	2,3	4,2	3,1	2,6
5	3,4	3,7	2,5	3,1	2,4	1,1	1,5	2,1	1,6	2,1	3,8	2,9	2,5
6	3,4	3,9	2,2	2,6	2,3	1,0	1,4	1,8	1,4	1,9	3,7	2,7	2,3
7	3,9	3,9	2,0	2,3	2,2	0,7	1,1	1,4	1,3	1,9	3,5	2,5	2,2
8	3,5	3,3	1,8	1,9	2,0	0,8	1,0	1,2	1,3	1,5	3,5	2,5	2,0
9	2,8	3,2	1,6	1,8	1,5	0,7	1,1	1,0	1,4	1,1	3,5	2,4	1,8
10	2,7	3,2	1,4	1,8	1,4	1,1	1,1	1,1	1,7	1,0	3,4	2,0	1,8
11	3,1	3,1	1,6	2,2	1,6	1,3	1,1	1,1	1,7	1,0	3,3	1,9	1,9
12	2,9	3,5	1,6	2,2	1,4	1,1	1,1	1,3	1,9	0,7	3,0	2,0	1,9
13	2,8	4,2	1,7	2,4	1,4	1,2	1,4	1,4	2,3	0,8	3,0	1,5	2,0
14	3,2	4,1	2,0	2,5	1,6	1,2	1,4	1,5	2,4	0,9	2,9	1,6	2,1
15	3,4	4,0	2,3	2,5	1,6	1,2	1,7	1,4	2,5	1,1	3,2	2,1	2,2
16	3,5	3,9	2,6	2,8	1,8	1,3	2,0	1,6	3,3	1,5	3,5	2,2	2,5
17	3,8	3,8	3,1	3,2	2,5	1,6	1,7	1,8	3,4	1,6	3,9	1,9	2,7
18	3,8	3,8	2,9	2,9	2,6	1,7	1,6	1,9	3,0	2,1	3,9	1,6	2,6
19	3,9	3,5	3,1	2,8	2,4	1,5	1,8	1,7	2,2	2,2	3,9	1,4	2,5
20	3,9	3,9	3,0	3,0	2,5	1,6	1,6	1,7	2,3	2,2	4,2	1,4	2,6
21	4,0	4,0	2,8	3,0	2,9	1,8	1,7	2,0	2,5	2,7	4,3	1,7	2,8
22	4,0	4,0	2,6	2,9	3,4	1,8	1,5	1,6	2,1	2,7	4,2	1,8	2,7
23	4,0	4,0	2,6	2,8	3,1	1,7	1,4	1,6	2,0	2,3	3,8	1,5	2,5
Gesamt	3,5	3,8	2,4	2,7	2,3	1,4	1,6	1,6	2,0	1,8	3,7	2,1	2,4

## PARK - Zeitliche Variation AEP

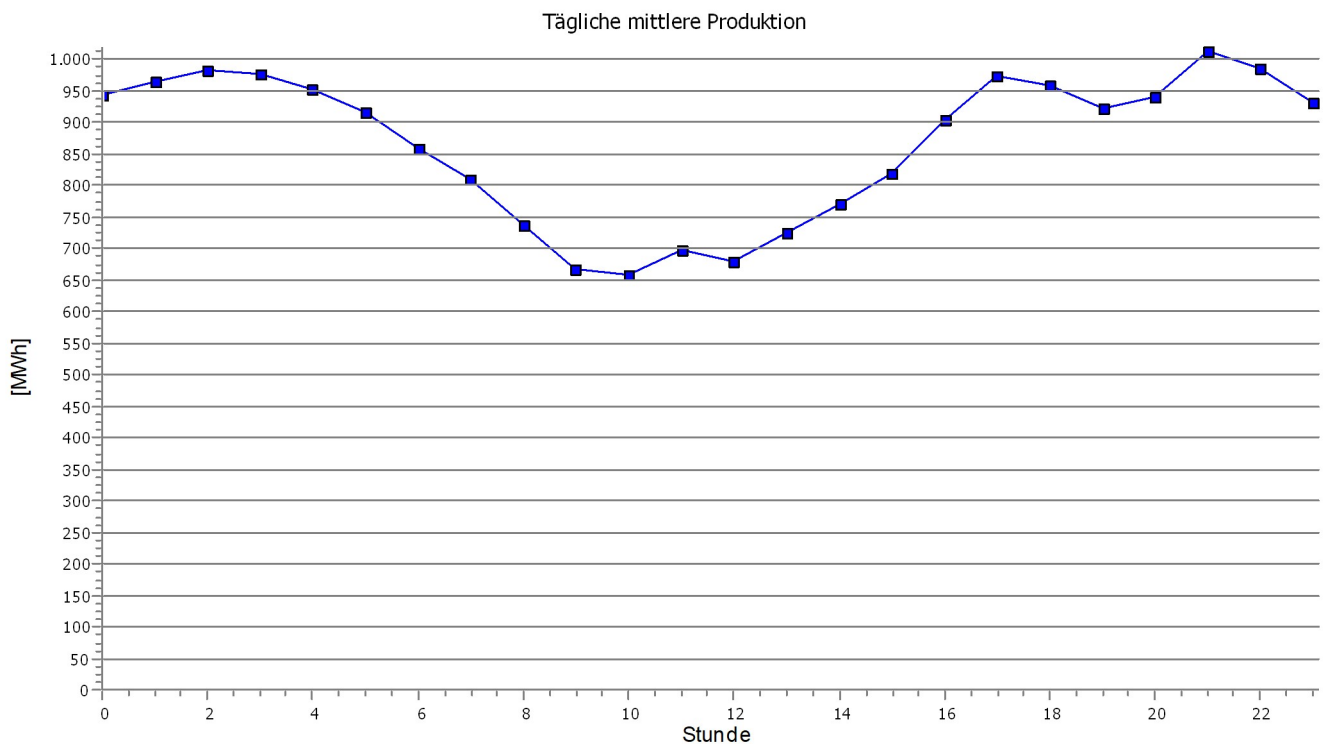
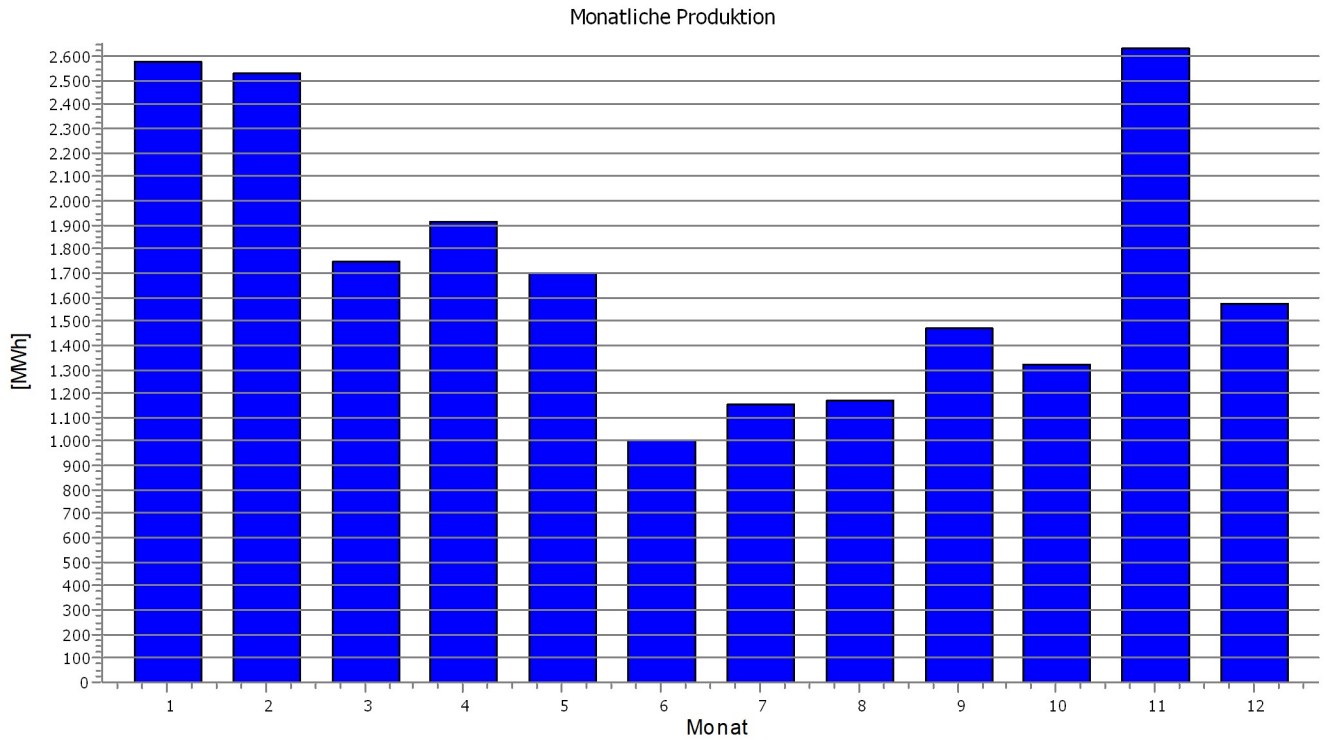
Berechnung: 241\_18\_950\_WiGu Oberfeld 2023\_Brutto

Windfarm: 8,5 MW mit 2 WEA des Typs ENERCON E-138 EP3 E3 4260 138.3 IO!

Auswahl: Alle neuen WEA

Berechnete mittlere Produktion pro Monat und Stunde [MWh] Das Ergebnis enthält Wake-Effekt und Curtailment-Verluste.

Werte sind auf ein volles Jahr skaliert, siehe Korrektur-Faktoren auf Seite Hauptbericht.



## PARK - Zeitliche Variation AEP

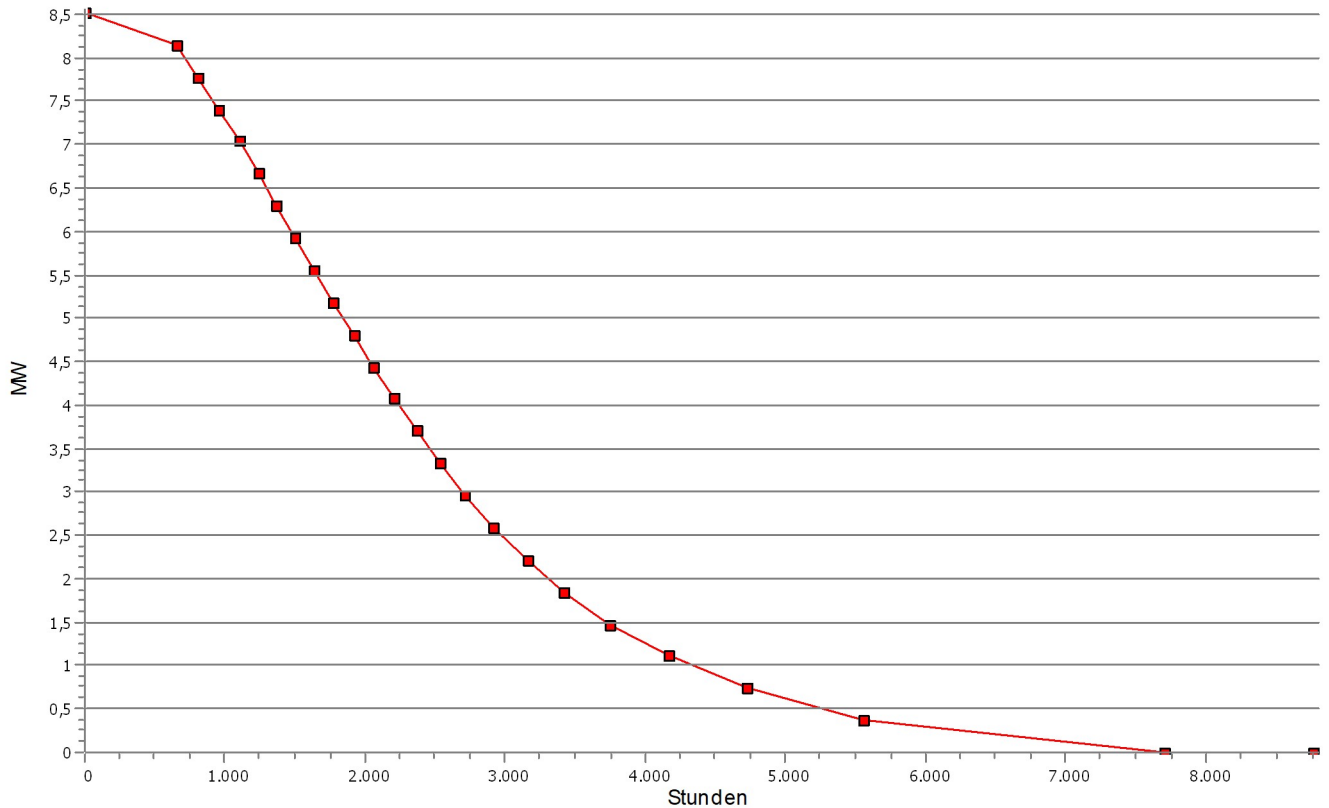
Berechnung: 241\_18\_950\_WiGu Oberfeld 2023\_Brutto

Windfarm: 8,5 MW mit 2 WEA des Typs ENERCON E-138 EP3 E3 4260 138.3 IOI.

Auswahl: Alle neuen WEA

Stunden	Stunden [%]	Stunden akkumuliert	Leistung [MW]	Leistung (MW/WEA)
0	0,0	0	8,5	4,3
648	7,4	648	8,1 - 8,5	4,1 - 4,3
156	1,8	804	7,8 - 8,1	3,9 - 4,1
146	1,7	951	7,4 - 7,8	3,7 - 3,9
150	1,7	1101	7,0 - 7,4	3,5 - 3,7
139	1,6	1240	6,7 - 7,0	3,3 - 3,5
128	1,5	1368	6,3 - 6,7	3,1 - 3,3
127	1,5	1495	5,9 - 6,3	3,0 - 3,1
140	1,6	1635	5,6 - 5,9	2,8 - 3,0
135	1,5	1770	5,2 - 5,6	2,6 - 2,8
146	1,7	1916	4,8 - 5,2	2,4 - 2,6
140	1,6	2056	4,4 - 4,8	2,2 - 2,4
150	1,7	2206	4,1 - 4,4	2,0 - 2,2
160	1,8	2366	3,7 - 4,1	1,9 - 2,0
168	1,9	2533	3,3 - 3,7	1,7 - 1,9
182	2,1	2715	3,0 - 3,3	1,5 - 1,7
204	2,3	2919	2,6 - 3,0	1,3 - 1,5
232	2,6	3151	2,2 - 2,6	1,1 - 1,3
266	3,0	3417	1,9 - 2,2	0,9 - 1,1
324	3,7	3741	1,5 - 1,9	0,7 - 0,9
430	4,9	4171	1,1 - 1,5	0,6 - 0,7
558	6,4	4728	0,7 - 1,1	0,4 - 0,6
821	9,4	5549	0,4 - 0,7	0,2 - 0,4
2150	24,5	7699	0,0 - 0,4	0,0 - 0,2
1067	12,2	8766	0,0	0,0

Dauerkurve 8,5 MW Windfarm



Projekt:  
241\_11\_700\_Appenzell\_2022

Lizenzierter Anwender:  
JH Wind GmbH  
Gruberhof 8  
DE-79110 Freiburg  
+49 0761 15612852  
Johannes Hagemann / jh-wind@email.de  
Berechnet:  
10.02.2023 14:33/3.6.355

## PARK - Scaling-Informationen

Berechnung: 241\_18\_950\_WiGu Oberfeld 2023\_Brutto

### Scaler-Einstellungen

Name	EMD Default Measurement Mast Scaler
Gelände-Scaling	Messdaten-Scaling (WASP-Stabilität / A-Parameter)
RIX-Korrektur	Keine RIX-Korrektur
Verdrängungshöhe	von Rechner
Sektorweise von Rechner	Areal 1
Strömungsmodell Mikroskal.Gelände	WASP-CFD-Ergebnisdateien - Ellipsys - 1.11.2.6
Haupt-Skalierung	1,0000
Haupt-Offset	0,0000
Nach Sektor	Nein
Nach Monat	Nein
Nach Stunde	Nein
Nach Windgeschwindigkeit	Nein

### CFD-Ergebnisse und Info

Swiss (LV95)-CH1903+ (CH/LI 1993)		Softwareversionen			Berechnet			
O	N	Ergebnisdatei	Ellipsys	Client	Server	Datum	Zeit	
A	2.757.300	1.252.400	Fläche 1.cfdres	1.11.2.6	WindPRO 3.6.355	Cerebrum EMD International	07.12.2022	00:54:41

### Verwendete CFD-Dateien

Ergebnisdatei	Ergebnisdatei
A Fläche 1.cfdres	C:\WindPRO Data\Projects\241_01_Appenzell\OnlineCFDResults\Appenzell Oberfeld_06_11_2022\Fläche 1.cfdres

## PARK - Verdrängungshöhe

Berechnung: 241\_18\_950\_WiGu Oberfeld 2023\_Brutto

Sektorweise von Rechner: Areal 1  
Wald wird durch Areal-Objekt mit Waldhöhen beschrieben

Berechnung verwendet:  
C:\WindPRO Data\Projects\241\_01\_Appenzell\REGIONS\_241\_11\_700\_Appenzell\_2022\_0.w2r

WEA-Verdrängungshöhe ist 1,00 der Waldhöhe.  
WEA-Verdrängungshöhe nimmt im Lee des Waldes bis zu einer Entfernung von [50,0 x Waldhöhe] linear auf 0 ab  
WEA-Verdrängungshöhe nimmt im Luv des Waldes bis zu einer Entfernung von [25,0 x Waldhöhe] linear auf 0 ab

Sektorweise Verdrängungshöhen für Masten

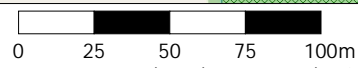
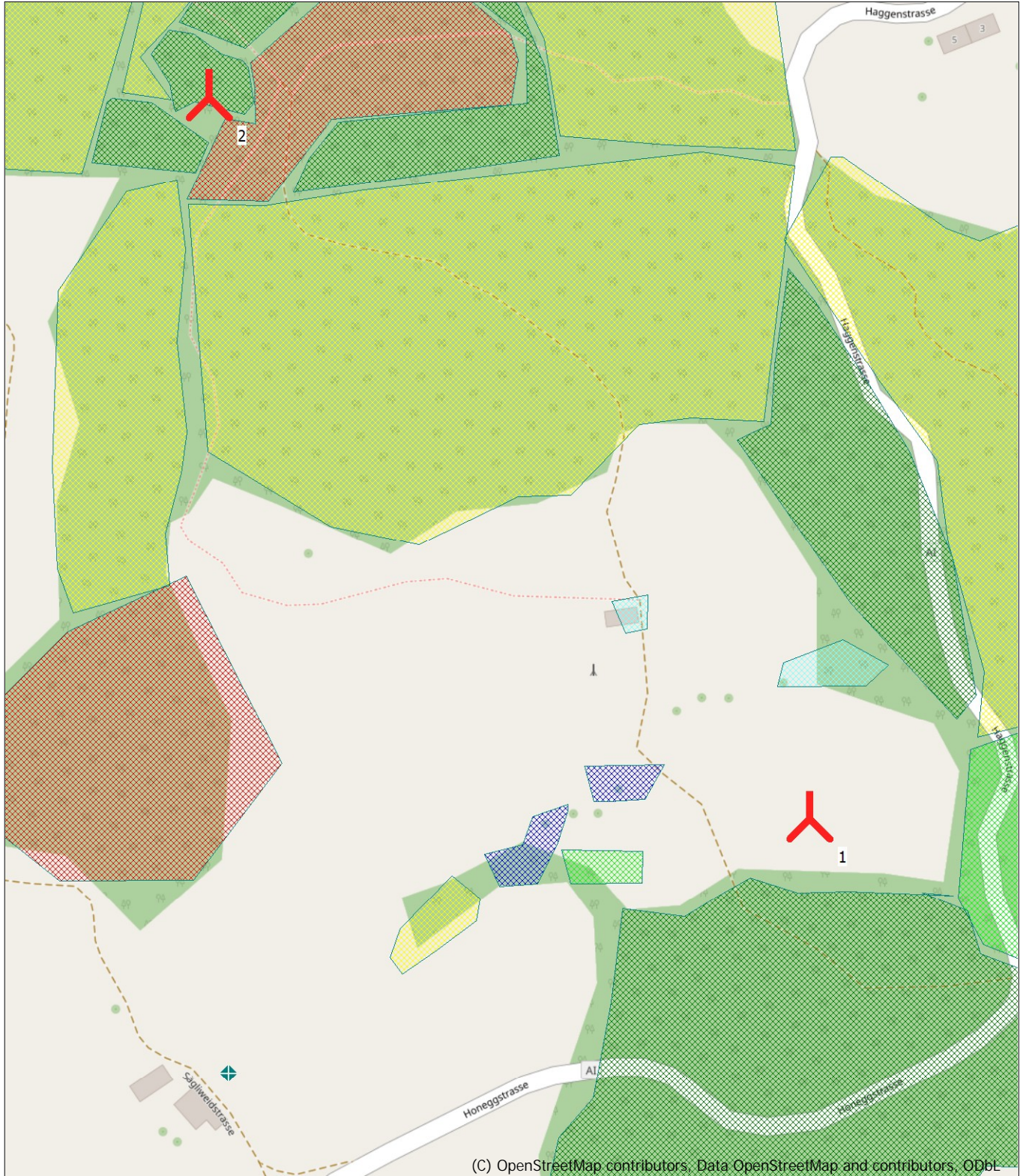
	DH (0)	DH (1)	DH (2)	DH (3)	DH (4)	DH (5)	DH (6)	DH (7)	DH (8)	DH (9)	DH (10)	DH (11)
	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]
MAST_2015_2016_Oberf_gefilt_LANG_Erg	20,47	20,41	23,11	22,78	17,52	22,53	20,41	18,08	23,08	25,77	17,19	23,77

Sektorweise Verdrängungshöhen für WEA

Ak- tu- ell	Hersteller	Typ	Nenn- leistung	Rotor- durch- messer	Naben- höhe	DH (0)	DH (1)	DH (2)	DH (3)	DH (4)	DH (5)	DH (6)	DH (7)	DH (8)	DH (9)	DH (10)	DH (11)
			[kW]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]
1 Ja	ENERCON	E-138 EP3 E3-4.260	4.260	138,3	131,0	23,68	23,64	21,05	18,96	20,82	24,23	24,34	24,32	21,45	22,22	20,46	23,45
2 Ja	ENERCON	E-138 EP3 E3-4.260	4.260	138,3	131,0	28,99	25,00	28,63	29,60	29,61	29,75	29,50	25,00	28,30	29,20	29,21	29,49

## PARK - Karte

Berechnung: 241\_18\_950\_WiGu Oberfeld 2023\_Brutto



Karte: EMD OpenStreetMap , Maßstab 1:2.500, Mitte: Swiss (LV95)-CH1903+ (CH/LI 1993) Ost: 2.757.207 Nord: 1.252.339

- Neue WEA
- Waelder App\_2022



## PARK - Hauptergebnis

Berechnung: Anhang\_2\_ 241\_18\_1003\_WiGu Oberfeld 2023\_mit Curtailment WEA LO WEA 2 L1 (Nacht)

### Berechnungstyp

AEP skaliert auf 1 Jahr anhand der Sample-Zahl  
Skalierungsfaktor von 1,1 Jahren auf 1 Jahr: 0,964

Berechnung ausgeführt in UTM (north)-WGS84 Zone: 32  
Unterschied Gitternord / geographisch Nord (Standortzentrum) ist: 0,4°

### Wake

Parkmodell: N.O. Jensen (RISØ/EMD) Park 2 2018  
Wake-Decay-Konstante: 0,090 DTU-Standard Onshore unabhängig von Nabenhöhe  
Referenz-WEA: WEA 1

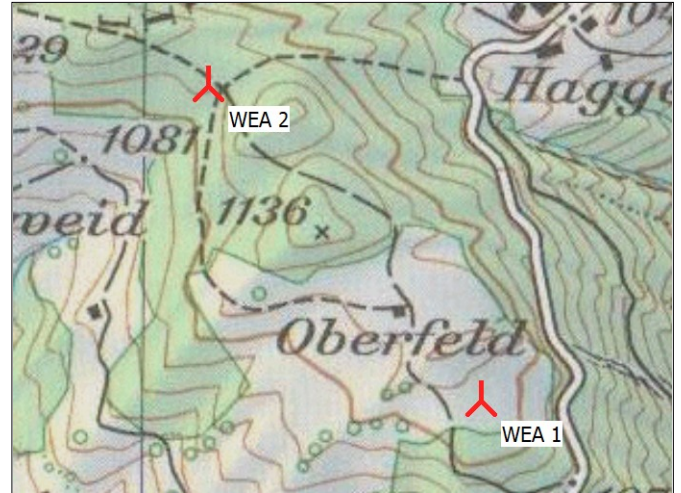
### Scaler / Winddaten

Name: EMD Default Measurement Mast Scaler  
Gelände-Scaling: Messtasten-Scaling (WASP-Stabilität / A-Parameter)  
Stromungsmodell: Mikroskal Gelände: WASP-CFD-Ergebnisdaten - Ellipsys - 1.11.2.6  
Zeitraum: 16.07.2015 16:07:27 - 15.08.2016 23:50:00  
WETECH-Objekt(e): WAST\_2015\_2016\_Oberf\_gdfr\_LANW\_Eig\_99,00m - EMD-WRF Europe+ (ERA5) 15a\_n47,401356\_E009,49054 15 Jahre  
Verdrängungshöhe: Sektorweise von Rechner Areal 1  
WASP-Version: WASP 12 Version 12.08.0032

### Leistungs-Korrektur

Modifizierte IEC-Korrektur mit besserer Anpassung an WEA-Steuerung

	Min	Max	Mittel	Korr. [%]	Neg. Korr. [%]	Pos. korr. [%]
Luftdichte						
Aus Luftdichte-Einstellungen [°C]	4,3	4,3	4,3			
Aus Luftdichte-Einstellungen [hPa]	871,6	872,0	871,8			
Resultierende Luftdichte [kg/m³]	1,094	1,095	1,095			
Relativ zu 15°C u.NN. [%]	89,3	89,4	89,4	-6,7	-6,7	0,0



Maßstab 1:7.500

Neue WEA

## Hauptergebnis für Windpark-Berechnung

WEA-Kombination	PARK Ergebnis	Ergebnis	BRUTTO (keine Verluste) /Freie WEA [MWh/a]	Curtailment-Verlust [%]	Wake-Verluste [%]	Spezifische Ergebnisse <sup>a)</sup>			Windgeschwindigkeit	
						Kapazitätsfaktor [%]	Mittleres WEA-Ergebnis [MWh/a]	Volllaststunden [h/a]	frei [m/s]	wake-reduziert [m/s]
Windpark	18.962,6	17.104,2	21.064,1	8,8	1,1	22,9	8.552,1	2.008	6,0	5,9

<sup>a)</sup> Basiert auf Ergebnis -9,8%

## Berechnete jährliche Energieproduktion für jede von 2 neuen WEA mit insgesamt 8,5 MW Nennleistung

WEA-Typ	Ak-tu-ell	Hersteller	Typ	Nennleistung [kW]	Rotor-durch-messer [m]	Naben-höhe [m]	Verdrängungshöhe [m]	Leistungskennlinie		AEP Ergebnis [MWh/a]	Ergebnis -9,8% [MWh/a]	Curtailment-Verlust [%]	Wake-Verluste [%]	Windgeschwindigkeit	
								Quelle	Name					frei [m/s]	reduziert [m/s]
1 Ja	ENERCON	E-138 EP3 E3-4.260	4.260	138,3	131,0	Sektorweise	EMD	Mode 00 - OM 0 s (4260 kW)	9.774,3	8.816	8,2	1,3	6,09	6,03	
2 Ja	ENERCON	E-138 EP3 E3-4.260	4.260	138,3	131,0	Sektorweise	EMD	Mode 00 - OM 0 s (4260 kW)	9.188,3	8.288	9,5	0,9	5,90	5,86	

More power curves may be used due to curtailment. Please view Curtailment assumptions report.

## WEA-Platzierung

	Swiss (LV95)-CH1903+ (CH/LI 1993)			Beschreibung	Berechnungszeitraum	
	O	N	Z		Start	Ende
			[m]			
1 Neu	2.757.344	1.252.243	1.106,2	WEA 1	16.07.2015	15.08.2016
2 Neu	2.757.070	1.252.554	1.110,0	WEA 2	16.07.2015	15.08.2016

## PARK - Produktionsanalyse

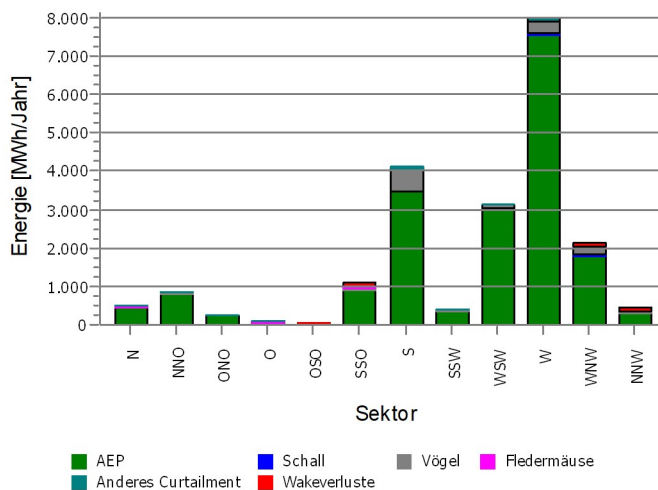
Berechnung: Anhang\_2\_ 241\_18\_1003\_WiGu Oberfeld 2023\_mit Curtailment WEA L0 WEA 2 L1 (Nacht) WEA: Alle neuen WEA, Luftdichte 1,094 kg/m<sup>3</sup>  
Sektorweise Analyse

Sektor		0 N	1 NNO	2 ONO	3 O	4 OSO	5 SSO	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Gesamt
Brutto	[MWh]	488,5	868,1	271,3	77,8	74,3	1.089,5	4.115,0	391,9	3.140,2	7.990,8	2.120,5	436,4	21.064,1
-Reduktion durch Curtailment	[MWh]	50,2	70,0	22,8	10,0	11,7	116,8	646,0	56,0	130,5	458,7	247,2	41,7	1.861,5
Schall	[MWh]	0,5	2,1	1,3	0,0	0,0	2,8	23,5	0,7	22,5	54,3	7,3	0,8	115,7
Vögel	[MWh]	29,3	35,1	2,0	0,9	3,3	58,7	563,4	38,2	71,3	309,2	195,1	25,0	1.331,4
Fledermäuse	[MWh]	11,7	26,5	18,0	8,6	7,7	45,9	36,2	13,3	10,7	17,2	19,3	13,1	228,3
Anderes Curtailment	[MWh]	8,8	6,3	1,5	0,5	0,7	9,6	22,9	3,7	26,0	78,1	25,5	2,8	186,1
-Reduktion durch Wakeverluste	[MWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	8,7	86,1	0,0	0,0	0,0	0,0	66,5	78,8	240,0
Resultierende Energie	[MWh]	438,3	798,1	248,5	67,8	53,9	886,5	3.469,1	335,9	3.009,7	7.532,1	1.806,8	315,9	18.962,6
Spezifische Energie	[kWh/m <sup>2</sup> ]													631
Spezifische Energie	[kWh/kW]													2.226
-Reduktion durch Curtailment	[%]	10,3	8,1	8,4	12,9	15,8	10,7	15,7	14,3	4,2	5,7	11,7	9,6	8,8
Schall	[%]	0,1	0,2	0,5	0,1	0,0	0,3	0,6	0,2	0,7	0,7	0,3	0,2	0,5
Vögel	[%]	6,0	4,0	0,7	1,1	4,5	5,4	13,7	9,8	2,3	3,9	9,2	5,7	6,3
Fledermäuse	[%]	2,4	3,1	6,6	11,1	10,4	4,2	0,9	3,4	0,3	0,2	0,9	3,0	1,1
Anderes Curtailment	[%]	1,8	0,7	0,5	0,6	0,9	0,9	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2	0,6	0,9
Reduktion durch Wakeverluste	[%]	0,0	0,0	0,0	0,0	11,7	7,9	0,0	0,0	0,0	0,0	3,1	18,0	1,14
Äquivalente Vollaststunden	[h/a]	51	94	29	8	6	104	407	39	353	884	212	37	2.226

Anmerkung:

- Die Curtailment-Verluste einer WEA werden auf der Wake-reduzierten Windgeschwindigkeit basierend berechnet.
- Wake-reduzierte Windgeschwindigkeit berücksichtigt Curtailment davor stehender WEAs.

Sektorielle Energieproduktion



Projekt:

241\_11\_700\_Appenzell\_2022

Lizenzierter Anwender:

JH Wind GmbH
Gruberhof 8
DE-79110 Freiburg
+49 0761 15612852
Johannes Hagemann / jh-wind@email.de
Berechnet:
06.09.2023 22:42/3.6.355

PARK - Produktionsanalyse

Berechnung: Anhang 2\_241\_18\_1003\_WiGu Oberfeld 2023\_mit Curtailment WEA LO WEA 2 L1 (Nacht) WEA: 1 - ENERCON E-138 EP3 E3 4260 138.3 IOI, Nabenhöhe: 131,0 m, Luftdichte: 1,095 kg/m³
Sektorweise Analyse

Table with columns: Sektor, Einheit, and 12 months (JAN to DEZ). Rows include 'Reduktion durch Curtailment', 'Vogel Mahd Bodenbearbeitung', 'Vogel Zug', 'Januar Schatten', 'März Schatten W1', 'April Schatten W1', 'Mai Schatten W1', 'Juni Schatten W1', 'Juli Schatten W1', 'August Schatten W1', 'September Schatten W1', 'Oktober Schatten W1', 'November Schatten W1', 'Dezember Schatten W1', and monthly days (April 1-6, Mai 1-7, Juni 1-6, Juli 1-10, August 1-6, September 1-10, Oktober 1-10). Summary rows: 'Reduktion durch Wakeverluste', 'Resultierende Energie', 'Spezifische Energie', 'Spezifische Energie'.

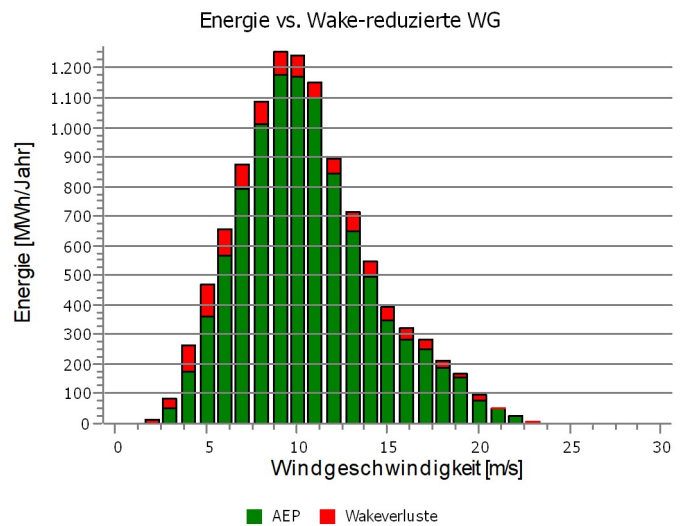
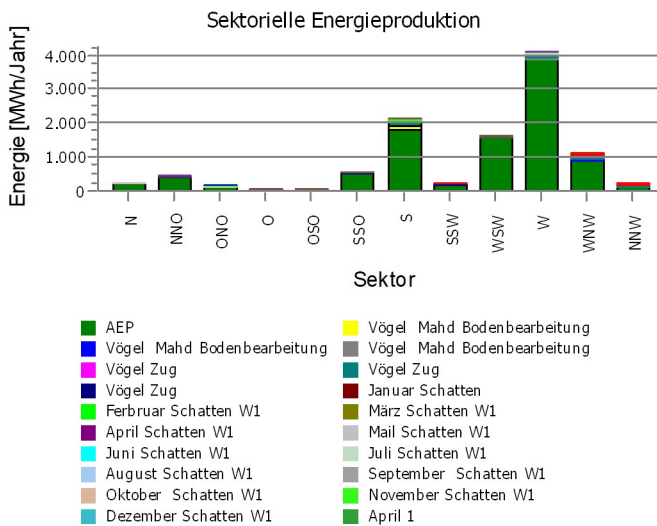
Table with columns: Sektor, Einheit, and 12 months (JAN to DEZ). Rows include 'Reduktion durch Curtailment', 'Vogel Mahd Bodenbearbeitung', 'Vogel Zug', 'Januar Schatten', 'März Schatten W1', 'April Schatten W1', 'Mai Schatten W1', 'Juni Schatten W1', 'Juli Schatten W1', 'August Schatten W1', 'September Schatten W1', 'Oktober Schatten W1', 'November Schatten W1', 'Dezember Schatten W1', and monthly days (April 1-6, Mai 1-7, Juni 1-6, Juli 1-10, August 1-6, September 1-10, Oktober 1-10). Summary rows: 'Reduktion durch Wakeverluste', 'Resultierende Vollstunden', 'Freie mittlere Windgeschw.', 'wakereduzierte mittlere Windgeschw.'.

Anmerkung:
- Die Curtailment-Verluste einer WEA werden auf der Wake-reduzierten Windgeschwindigkeit basierend berechnet.
- Wake-reduzierte Windgeschwindigkeit berücksichtigt Curtailment davor stehender WEAs.



## PARK - Produktionsanalyse

Berechnung: Anhang\_2\_241\_18\_1003\_WiGu Oberfeld 2023\_mit Curtailment WEA L0 WEA 2 L1 (Nacht) WEA: 1 - ENERCON E-138 EP3 E3 4260 138.3 IOI, Nabenhöhe: 131,0 m, Luftdichte: 1,095 kg/m³



Projekt:

241\_11\_700\_Appenzell\_2022

Lizenzierter Anwender:

JH Wind GmbH
Gruberhof 8
DE-79110 Freiburg
+49 0761 15612852
Johannes Hagemann / jh-wind@email.de
Berechnet:
06.09.2023 22:42/3.6.355

PARK - Produktionsanalyse

Berechnung: Anhang 2\_241\_18\_1003\_WiGu Oberfeld 2023\_mit Curtailment WEA LO WEA 2 L1 (Nacht) WEA: 2 - ENERCON E-138 EP3 E3 4260 138.3 IOI, Nabenhöhe: 131,0 m, Luftdichte: 1,094 kg/m³
Sektorweise Analyse

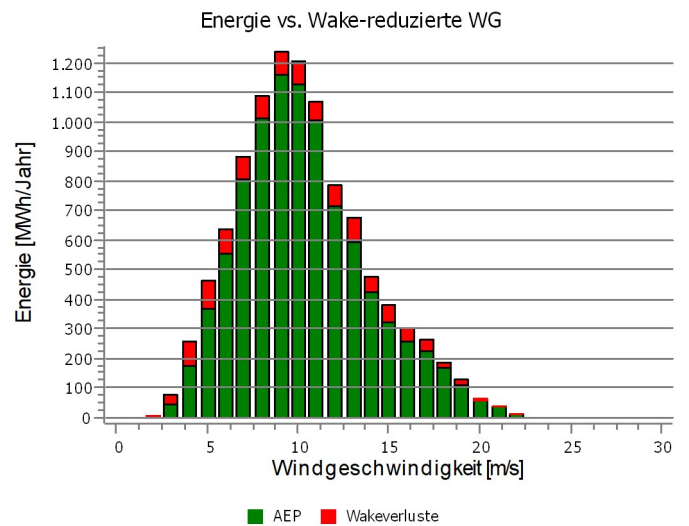
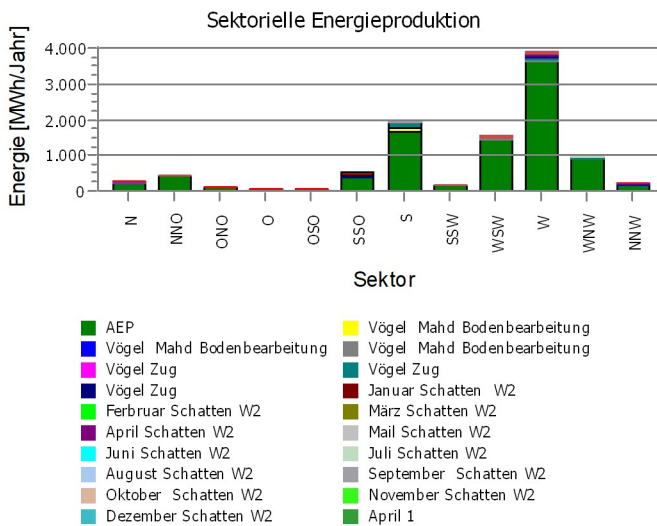
Table with columns: Sektor, Einheit, and 12 months (Jan to Dez). Rows include production reduction (Reduktion durch Curtailment) and wake losses (Reduktion durch Wakeverluste) for various wind turbine models and months.

Anmerkung: - Die Curtailment-Verluste einer WEA werden auf der Wake-reduzierten Windgeschwindigkeit basierend berechnet.



## PARK - Produktionsanalyse

Berechnung: Anhang\_2\_241\_18\_1003\_WiGu Oberfeld 2023\_mit Curtailment WEA L0 WEA 2 L1 (Nacht) WEA: 2 - ENERCON E-138 EP3 E3 4260 138.3 !OI, Nabenhöhe: 131,0 m, Luftdichte: 1,094 kg/m<sup>3</sup>  
- Wake-reduzierte Windgeschwindigkeit berücksichtigt Curtailment davor stehender WEAs.



## PARK - Leistungskennlinien-Analyse

Berechnung: Anhang\_2\_241\_18\_1003\_WiGu Oberfeld 2023\_mit Curtailment WEA L0 WEA 2 L1 (Nacht) WEA: 1 - ENERCON E-138 EP3 E3 4260 138.3 IOI, Nabenhöhe: 131,0 m  
Name: Mode 00 - OM 0 s (4260 kW)  
Datenquelle: ENERCON GmbH

Quelle/Datum	Erzeugt von	Erzeugt	Bearbeitet	Abschaltwind- geschwindigkeit [m/s]	Leistungsbegrenzung	Schubbeiwert (Ct)	Generatortyp	Leistungs- dichte kW/m <sup>2</sup>
26.07.2021	EMD	16.03.2022	16.03.2022	28,0	Pitch	Benutzerdefiniert	variabel	0,28
D1018685_3.0_de_Operating Mode E-138 EP3 E3-4260 kW mit TES.pdf								

### HP-Kurven-Vergleich - Anmerkung: Für Standard-Luftdichte

Vmittel	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP-Wert Pitch, variable speed (2013)	[MWh]	7.535	11.355	14.995	18.199	20.878	23.005
ENERCON E-138 EP3 E3 4260 138.3 IOI Mode 00 - OM 0 s (4260 kW)	[MWh]	7.676	11.360	14.880	17.991	20.590	22.638
Prüfwert	[%]	-2	0	1	1	1	2

Vergleich zwischen den Erträgen, die mit den angegebenen Leistungskurven sowie den HP-Kennlinien (Vereinfachte, Herstellerunabhängige LK auf Basis der Parameter "kW Leistung/m<sup>2</sup> Rotorkreisfläche", "Ein- oder Zwei-Generator-System" und "Stall oder Pitch") berechnet wurden (ohne Parkeffekt).

Für weitere Details siehe Dänische Energieagentur, Projektbericht J.n.r. 51171/00-0016 (siehe auch englisches windPRO-Handbuch)

Die Methode wurde im EMD-Bericht "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", Jan. 2003, verfeinert. Verwenden Sie die Tabelle, um abzuschätzen, ob die angegebenen LK einleuchtend sind. Liegt der Prüfwert unter -5%, ist die LK eventuell aufgrund von Unsicherheiten bei der Vermessung zu optimistisch.

### Leistungskennlinie

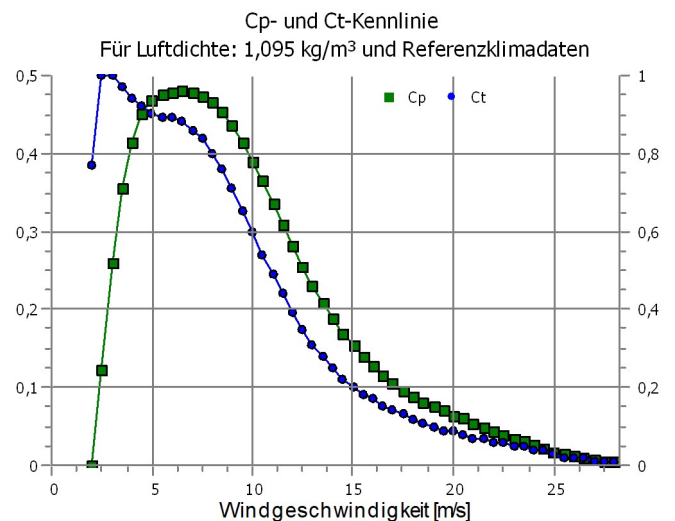
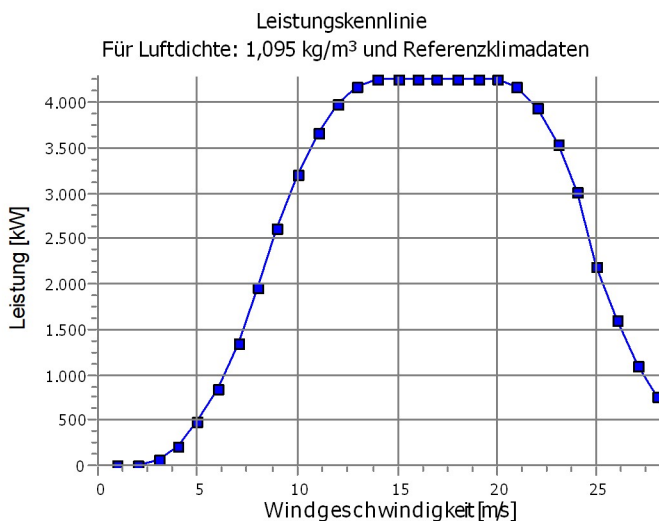
Originaldaten, Luftdichte: 1,225 kg/m<sup>3</sup>

Windgeschwindigkeit [m/s]	Leistung [kW]	Cp	Windgeschwindigkeit [m/s]	Ct
2,0	2,0	0,03	2,0	0,77
2,5	19,0	0,13	2,5	1,05
3,0	69,0	0,28	3,0	1,04
3,5	146,0	0,37	3,5	0,97
4,0	250,0	0,42	4,0	0,94
4,5	383,0	0,46	4,5	0,92
5,0	540,0	0,47	5,0	0,90
5,5	729,0	0,48	5,5	0,89
6,0	952,0	0,48	6,0	0,89
6,5	1.211,0	0,48	6,5	0,88
7,0	1.506,0	0,48	7,0	0,86
7,5	1.829,0	0,47	7,5	0,84
8,0	2.173,0	0,46	8,0	0,80
8,5	2.523,0	0,45	8,5	0,76
9,0	2.885,0	0,43	9,0	0,71
9,5	3.188,0	0,40	9,5	0,65
10,0	3.474,0	0,38	10,0	0,60
10,5	3.718,0	0,35	10,5	0,54
11,0	3.913,0	0,32	11,0	0,49
11,5	4.060,0	0,29	11,5	0,44
12,0	4.164,0	0,26	12,0	0,39
12,5	4.233,0	0,24	12,5	0,35
13,0	4.260,0	0,21	13,0	0,31
13,5	4.260,0	0,19	13,5	0,28
14,0	4.260,0	0,17	14,0	0,25
14,5	4.260,0	0,15	14,5	0,22
15,0	4.260,0	0,14	15,0	0,20
15,5	4.260,0	0,12	15,5	0,18
16,0	4.260,0	0,11	16,0	0,17
16,5	4.260,0	0,10	16,5	0,15
17,0	4.260,0	0,09	17,0	0,14
17,5	4.260,0	0,09	17,5	0,13
18,0	4.260,0	0,08	18,0	0,12
18,5	4.260,0	0,07	18,5	0,11
19,0	4.260,0	0,07	19,0	0,10
19,5	4.260,0	0,06	19,5	0,09
20,0	4.260,0	0,06	20,0	0,09
20,5	4.252,0	0,05	20,5	0,08
21,0	4.184,0	0,05	21,0	0,07
21,5	4.082,0	0,04	21,5	0,07
22,0	3.943,0	0,04	22,0	0,06
22,5	3.762,0	0,04	22,5	0,06
23,0	3.543,0	0,03	23,0	0,05
23,5	3.289,0	0,03	23,5	0,05
24,0	3.008,0	0,02	24,0	0,04
24,5	2.709,0	0,02	24,5	0,04
25,0	2.187,0	0,02	25,0	0,03
25,5	1.892,0	0,01	25,5	0,02
26,0	1.613,0	0,01	26,0	0,02
26,5	1.348,0	0,01	26,5	0,02
27,0	1.106,0	0,01	27,0	0,01
27,5	899,0	0,00	27,5	0,01
28,0	753,0	0,00	28,0	0,01

### Leistung und Effizienz vs. Windgeschw.

Daten in der Berechnung verwendet, Mittlere Luftdichte: 1,095 kg/m<sup>3</sup>

Windgeschwindigkeit [m/s]	Leistung [kW]	Cp
1,0	0,0	0,00
2,0	0,0	0,00
3,0	57,6	0,26
4,0	218,4	0,41
5,0	480,3	0,47
6,0	850,3	0,48
7,0	1.349,0	0,48
8,0	1.962,9	0,47
9,0	2.617,0	0,44
10,0	3.213,6	0,39
11,0	3.679,4	0,34
12,0	3.991,9	0,28
13,0	4.182,0	0,23
14,0	4.260,0	0,19
15,0	4.260,0	0,15
16,0	4.260,0	0,13
17,0	4.260,0	0,11
18,0	4.260,0	0,09
19,0	4.260,0	0,08
20,0	4.260,0	0,06
21,0	4.184,0	0,05
22,0	3.943,0	0,05
23,0	3.543,0	0,04
24,0	3.008,0	0,03
25,0	2.187,0	0,02
26,0	1.613,0	0,01
27,0	1.106,0	0,01
28,0	753,0	0,00



## PARK - Leistungskennlinien-Analyse

Berechnung: Anhang\_2\_241\_18\_1003\_WiGu Oberfeld 2023\_mit Curtailment WEA L0 WEA 2 L1 (Nacht) WEA: 2 - ENERCON E-138 EP3 E3 4260 138.3 IOI, Nabenhöhe: 131,0 m  
Name: Mode 00 - OM 0 s (4260 kW)  
Datenquelle: ENERCON GmbH

Quelle/Datum	Erzeugt von	Erzeugt	Bearbeitet	Abschaltwind- geschwindigkeit [m/s]	Leistungsbegrenzung	Schubbeiwert (Ct)	Generatortyp	Leistungs- dichte kW/m <sup>2</sup>
26.07.2021	EMD	16.03.2022	16.03.2022	28,0	Pitch	Benutzerdefiniert	variabel	0,28
D1018685_3.0_de_Operating Mode E-138 EP3 E3-4260 kW mit TES.pdf								

### HP-Kurven-Vergleich - Anmerkung: Für Standard-Luftdichte

Vmittel	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP-Wert Pitch, variable speed (2013)	[MWh]	7.535	11.355	14.995	18.199	20.878	23.005
ENERCON E-138 EP3 E3 4260 138.3 IOI Mode 00 - OM 0 s (4260 kW)	[MWh]	7.676	11.360	14.880	17.991	20.590	22.638
Prüfwert	[%]	-2	0	1	1	1	2

Vergleich zwischen den Erträgen, die mit den angegebenen Leistungskurven sowie den HP-Kennlinien (Vereinfachte, Herstellerunabhängige LK auf Basis der Parameter "kW Leistung/m<sup>2</sup> Rotorkreisfläche", "Ein- oder Zwei-Generator-System" und "Stall oder Pitch") berechnet wurden (ohne Parkeffekt).  
Für weitere Details siehe Dänische Energieagentur, Projektbericht J.n.r. 51171/00-0016 (siehe auch englisches windPRO-Handbuch)  
Die Methode wurde im EMD-Bericht "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", Jan. 2003, verfeinert.  
Verwenden Sie die Tabelle, um abzuschätzen, ob die angegebenen LK einleuchtend sind. Liegt der Prüfwert unter -5%, ist die LK eventuell aufgrund von Unsicherheiten bei der Vermessung zu optimistisch.

### Leistungskennlinie

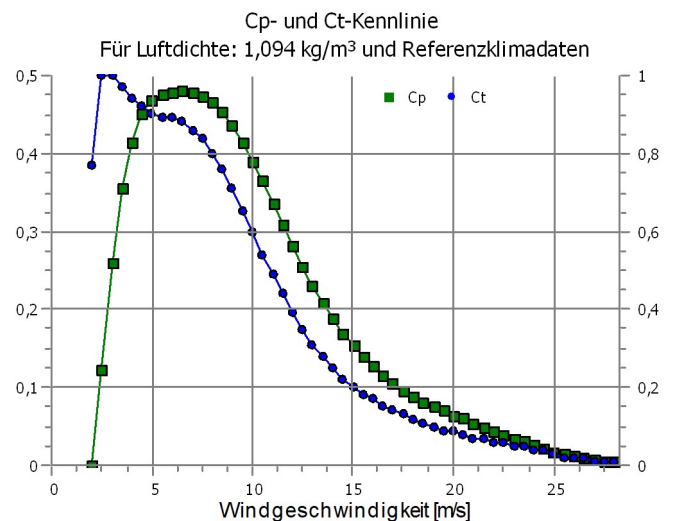
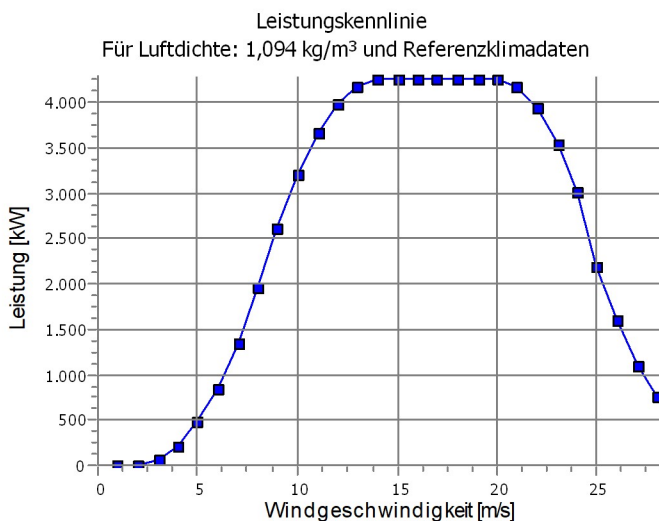
Originaldaten, Luftdichte: 1,225 kg/m<sup>3</sup>

Windgeschwindigkeit [m/s]	Leistung [kW]	Cp	Windgeschwindigkeit [m/s]	Ct
2,0	2,0	0,03	2,0	0,77
2,5	19,0	0,13	2,5	1,05
3,0	69,0	0,28	3,0	1,04
3,5	146,0	0,37	3,5	0,97
4,0	250,0	0,42	4,0	0,94
4,5	383,0	0,46	4,5	0,92
5,0	540,0	0,47	5,0	0,90
5,5	729,0	0,48	5,5	0,89
6,0	952,0	0,48	6,0	0,89
6,5	1.211,0	0,48	6,5	0,88
7,0	1.506,0	0,48	7,0	0,86
7,5	1.829,0	0,47	7,5	0,84
8,0	2.173,0	0,46	8,0	0,80
8,5	2.523,0	0,45	8,5	0,76
9,0	2.885,0	0,43	9,0	0,71
9,5	3.188,0	0,40	9,5	0,65
10,0	3.474,0	0,38	10,0	0,60
10,5	3.718,0	0,35	10,5	0,54
11,0	3.913,0	0,32	11,0	0,49
11,5	4.060,0	0,29	11,5	0,44
12,0	4.164,0	0,26	12,0	0,39
12,5	4.233,0	0,24	12,5	0,35
13,0	4.260,0	0,21	13,0	0,31
13,5	4.260,0	0,19	13,5	0,28
14,0	4.260,0	0,17	14,0	0,25
14,5	4.260,0	0,15	14,5	0,22
15,0	4.260,0	0,14	15,0	0,20
15,5	4.260,0	0,12	15,5	0,18
16,0	4.260,0	0,11	16,0	0,17
16,5	4.260,0	0,10	16,5	0,15
17,0	4.260,0	0,09	17,0	0,14
17,5	4.260,0	0,09	17,5	0,13
18,0	4.260,0	0,08	18,0	0,12
18,5	4.260,0	0,07	18,5	0,11
19,0	4.260,0	0,07	19,0	0,10
19,5	4.260,0	0,06	19,5	0,09
20,0	4.260,0	0,06	20,0	0,09
20,5	4.252,0	0,05	20,5	0,08
21,0	4.184,0	0,05	21,0	0,07
21,5	4.082,0	0,04	21,5	0,07
22,0	3.943,0	0,04	22,0	0,06
22,5	3.762,0	0,04	22,5	0,06
23,0	3.543,0	0,03	23,0	0,05
23,5	3.289,0	0,03	23,5	0,05
24,0	3.008,0	0,02	24,0	0,04
24,5	2.709,0	0,02	24,5	0,04
25,0	2.187,0	0,02	25,0	0,03
25,5	1.892,0	0,01	25,5	0,02
26,0	1.613,0	0,01	26,0	0,02
26,5	1.348,0	0,01	26,5	0,02
27,0	1.106,0	0,01	27,0	0,01
27,5	899,0	0,00	27,5	0,01
28,0	753,0	0,00	28,0	0,01

### Leistung und Effizienz vs. Windgeschw.

Daten in der Berechnung verwendet, Mittlere Luftdichte: 1,094 kg/m<sup>3</sup>

Windgeschwindigkeit [m/s]	Leistung [kW]	Cp
1,0	0,0	0,00
2,0	0,0	0,00
3,0	57,6	0,26
4,0	218,3	0,41
5,0	480,1	0,47
6,0	849,9	0,48
7,0	1.348,5	0,48
8,0	1.962,2	0,47
9,0	2.616,2	0,44
10,0	3.212,8	0,39
11,0	3.678,5	0,34
12,0	3.991,3	0,28
13,0	4.181,6	0,23
14,0	4.260,0	0,19
15,0	4.260,0	0,15
16,0	4.260,0	0,13
17,0	4.260,0	0,11
18,0	4.260,0	0,09
19,0	4.260,0	0,08
20,0	4.260,0	0,06
21,0	4.184,0	0,05
22,0	3.943,0	0,05
23,0	3.543,0	0,04
24,0	3.008,0	0,03
25,0	2.187,0	0,02
26,0	1.613,0	0,01
27,0	1.106,0	0,01
28,0	753,0	0,00





## PARK - Leistungskennlinien-Analyse

Berechnung: Anhang\_2\_241\_18\_1003\_WiGu Oberfeld 2023\_mit Curtailment WEA L0 WEA 2 L1 (Nacht) WEA: 2 - ENERCON E-138 EP3 E3 4260 138.3 IOI, Nabenhöhe: 131,0 m  
Name: Mode 01 - OM NR I s (4080 kW)  
Datenquelle: ENERCON GmbH

Quelle/Datum	Erzeugt von	Erzeugt	Bearbeitet	Abschaltwind- geschwindigkeit [m/s]	Leistungsbegrenzung	Schubbeiwert (Ct)	Generatortyp	Leistungs- dichte kW/m <sup>2</sup>
26.07.2021	EMD	16.03.2022	16.03.2022	28,0	Pitch	Benutzerdefiniert	variabel	0,28
D02438336_0.0_de_Power-optimised sound modes E-138 EP3 E3-4260 kW with TES.pdf								

### HP-Kurven-Vergleich - Anmerkung: Für Standard-Luftdichte

Vmittel	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP-Wert Pitch, variable speed (2013)	[MWh]	7.535	11.355	14.995	18.199	20.878	23.005
ENERCON E-138 EP3 E3 4260 138.3 IOI Mode 01 - OM NR I s (4080 kW)	[MWh]	7.576	11.144	14.525	17.500	19.980	21.936
Prüfwert	[%]	-1	2	3	4	4	5

Vergleich zwischen den Erträgen, die mit den angegebenen Leistungskurven sowie den HP-Kennlinien (Vereinfachte, Herstellerunabhängige LK auf Basis der Parameter "kW Leistung/m<sup>2</sup> Rotorkreisfläche", "Ein- oder Zwei-Generator-System" und "Stall oder Pitch") berechnet wurden (ohne Parkeffekt).  
Für weitere Details siehe Danische Energieagentur, Projektbericht J.n.r. 51171/00-0016 (siehe auch englisches windPRO-Handbuch)  
Die Methode wurde im EMD-Bericht "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", Jan. 2003, verfeinert.  
Verwenden Sie die Tabelle, um abzuschätzen, ob die angegebenen LK einleuchtend sind. Liegt der Prüfwert unter -5%, ist die LK eventuell aufgrund von Unsicherheiten bei der Vermessung zu optimistisch.

### Leistungskennlinie

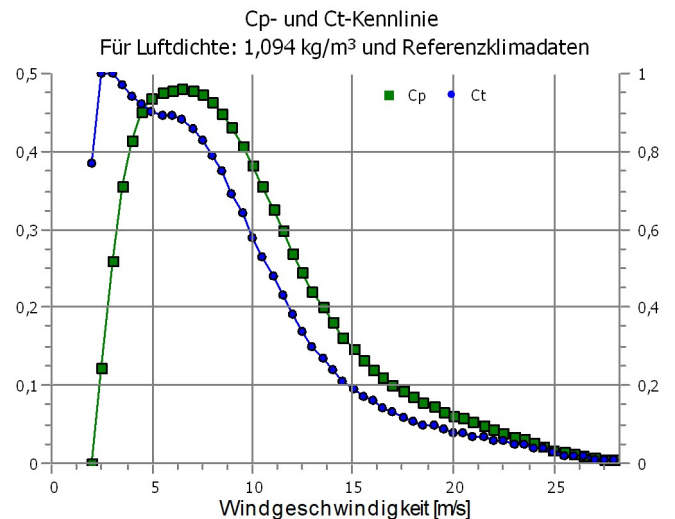
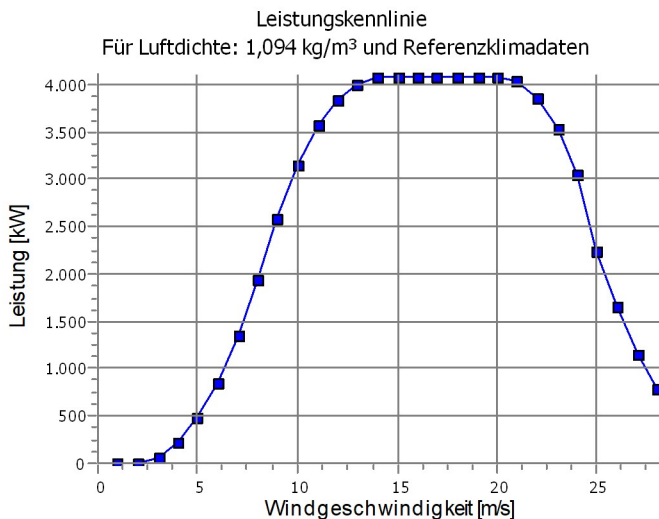
Originaldaten, Luftdichte: 1,225 kg/m<sup>3</sup>

Windgeschwindigkeit [m/s]	Leistung [kW]	Cp	Windgeschwindigkeit [m/s]	Ct
2,0	2,0	0,03	2,0	0,77
2,5	19,0	0,13	2,5	1,05
3,0	69,0	0,28	3,0	1,04
3,5	146,0	0,37	3,5	0,97
4,0	250,0	0,42	4,0	0,94
4,5	383,0	0,46	4,5	0,92
5,0	540,0	0,47	5,0	0,90
5,5	729,0	0,48	5,5	0,89
6,0	952,0	0,48	6,0	0,89
6,5	1.210,0	0,48	6,5	0,88
7,0	1.501,0	0,48	7,0	0,86
7,5	1.818,0	0,47	7,5	0,83
8,0	2.152,0	0,46	8,0	0,79
8,5	2.489,0	0,44	8,5	0,75
9,0	2.815,0	0,42	9,0	0,69
9,5	3.117,0	0,40	9,5	0,64
10,0	3.383,0	0,37	10,0	0,58
10,5	3.604,0	0,34	10,5	0,53
11,0	3.777,0	0,31	11,0	0,48
11,5	3.903,0	0,28	11,5	0,43
12,0	3.990,0	0,25	12,0	0,38
12,5	4.046,0	0,23	12,5	0,34
13,0	4.080,0	0,20	13,0	0,30
13,5	4.080,0	0,18	13,5	0,27
14,0	4.080,0	0,16	14,0	0,24
14,5	4.080,0	0,15	14,5	0,21
15,0	4.080,0	0,13	15,0	0,19
15,5	4.080,0	0,12	15,5	0,17
16,0	4.080,0	0,11	16,0	0,16
16,5	4.080,0	0,10	16,5	0,14
17,0	4.080,0	0,09	17,0	0,13
17,5	4.080,0	0,08	17,5	0,12
18,0	4.080,0	0,08	18,0	0,11
18,5	4.080,0	0,07	18,5	0,10
19,0	4.080,0	0,06	19,0	0,10
19,5	4.080,0	0,06	19,5	0,09
20,0	4.080,0	0,06	20,0	0,08
20,5	4.078,0	0,05	20,5	0,08
21,0	4.032,0	0,05	21,0	0,07
21,5	3.960,0	0,04	21,5	0,07
22,0	3.855,0	0,04	22,0	0,06
22,5	3.710,0	0,04	22,5	0,06
23,0	3.526,0	0,03	23,0	0,05
23,5	3.304,0	0,03	23,5	0,05
24,0	3.049,0	0,02	24,0	0,04
24,5	2.714,0	0,02	24,5	0,04
25,0	2.249,0	0,02	25,0	0,03
25,5	1.950,0	0,01	25,5	0,02
26,0	1.666,0	0,01	26,0	0,02
26,5	1.397,0	0,01	26,5	0,02
27,0	1.149,0	0,01	27,0	0,01
27,5	928,0	0,00	27,5	0,01
28,0	787,0	0,00	28,0	0,01

### Leistung und Effizienz vs. Windgeschw.

Daten in der Berechnung verwendet, Mittlere Luftdichte: 1,094 kg/m<sup>3</sup>

Windgeschwindigkeit [m/s]	Leistung [kW]	Cp
1,0	0,0	0,00
2,0	0,0	0,00
3,0	57,6	0,26
4,0	218,3	0,41
5,0	480,1	0,47
6,0	849,9	0,48
7,0	1.345,6	0,48
8,0	1.947,3	0,46
9,0	2.577,9	0,43
10,0	3.141,8	0,38
11,0	3.568,2	0,33
12,0	3.844,1	0,27
13,0	4.004,3	0,22
14,0	4.080,0	0,18
15,0	4.080,0	0,15
16,0	4.080,0	0,12
17,0	4.080,0	0,10
18,0	4.080,0	0,09
19,0	4.080,0	0,07
20,0	4.080,0	0,06
21,0	4.032,0	0,05
22,0	3.855,0	0,04
23,0	3.526,0	0,04
24,0	3.049,0	0,03
25,0	2.249,0	0,02
26,0	1.666,0	0,01
27,0	1.149,0	0,01
28,0	787,0	0,00



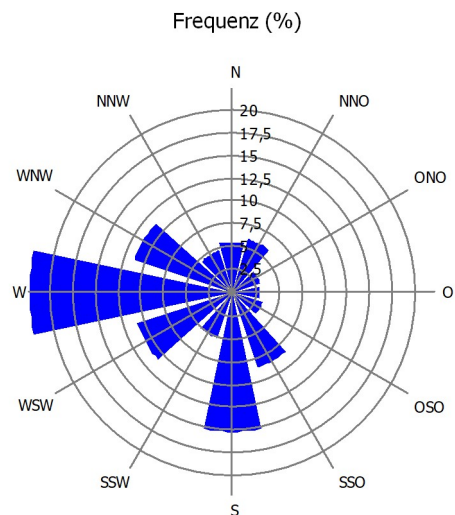
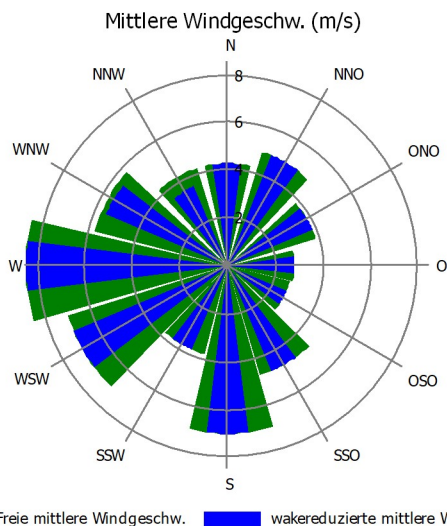
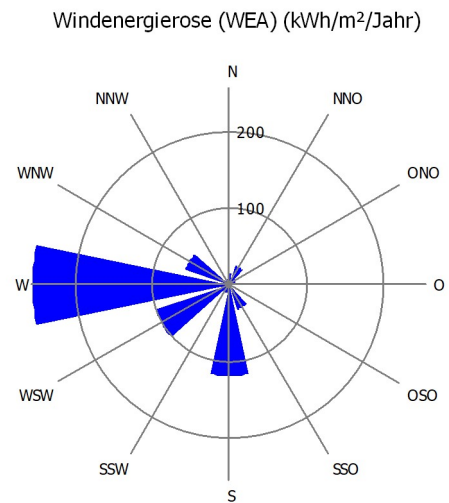
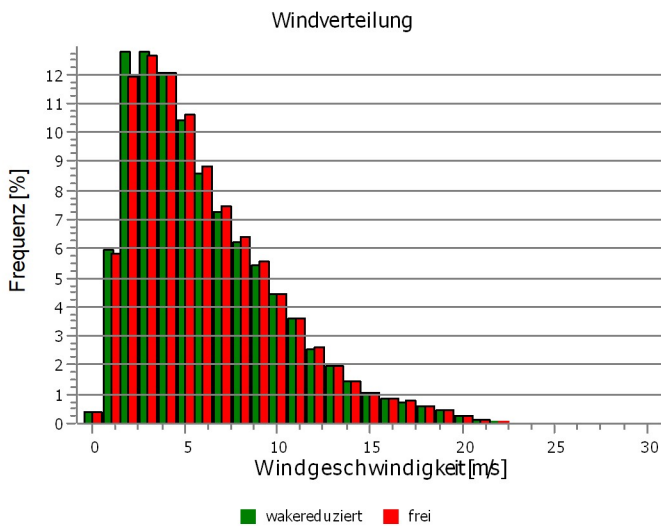
## PARK - Analyse der Windverhältnisse

Berechnung: Anhang\_2\_ 241\_18\_1003\_WiGu Oberfeld 2023\_mit Curtailment WEA L0 WEA 2 L1 (Nacht) Winddaten: 1 - WEA 1; Nabenhöhe: 131,0

Standortkoordinaten  
Swiss (LV95)-CH1903+ (CH/LI 1993)  
Ost: 2.757.344 Nord: 1.252.243  
WEA 1  
Verwendete Masten  
Nächstgelegenes

### Standort-Winddaten

Sektor	Freie mittlere Windgeschw. [m/s]	wakereduzierte mittlere Windgeschw. [m/s]	Frequenz [%]
0 N	4,3	4,3	5,6
1 NNO	5,0	5,0	6,1
2 ONO	3,9	3,9	3,2
3 O	2,8	2,8	2,9
4 OSO	2,7	2,7	3,5
5 SSO	4,8	4,8	8,7
6 S	7,0	7,0	15,3
7 SSW	3,8	3,8	5,2
8 WSW	7,1	7,1	11,0
9 W	8,5	8,5	22,3
10 WNW	5,8	5,6	11,4
11 NNW	4,3	3,6	4,9
Gesamt	6,1	6,0	100,0



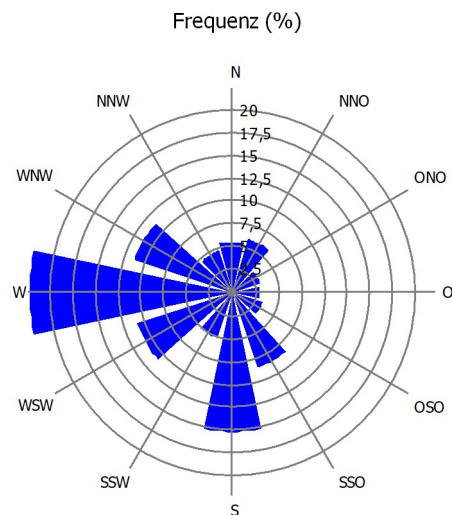
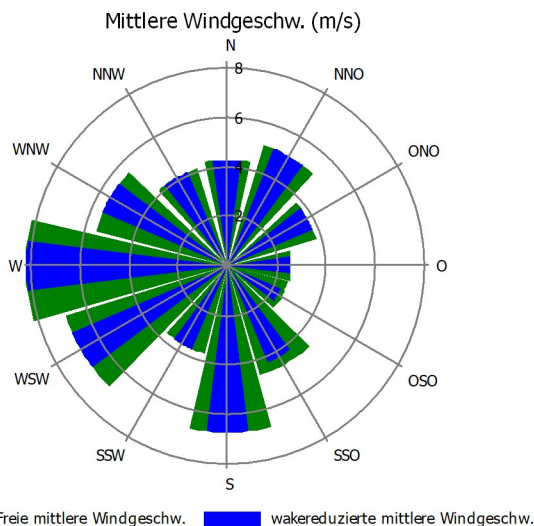
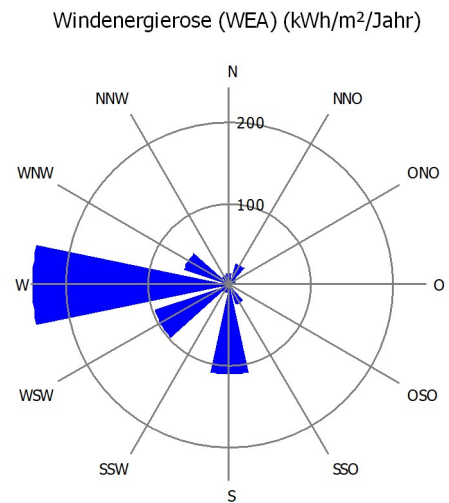
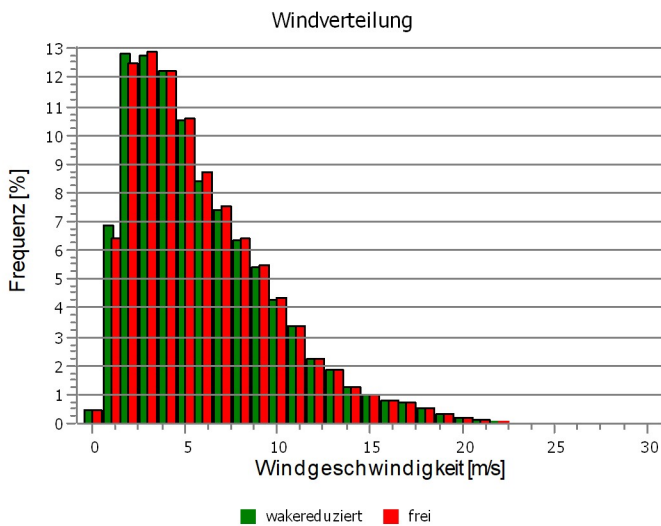
## PARK - Analyse der Windverhältnisse

Berechnung: Anhang\_2\_ 241\_18\_1003\_WiGu Oberfeld 2023\_mit Curtailment WEA L0 WEA 2 L1 (Nacht) Winddaten: 2 - WEA 2; Nabenhöhe: 131,0

Standortkoordinaten  
Swiss (LV95)-CH1903+ (CH/LI 1993)  
Ost: 2.757.070 Nord: 1.252.554  
WEA 2  
Verwendete Masten  
Nächstgelegenes

### Standort-Winddaten

Sektor	Freie mittlere Windgeschw. [m/s]	wakereduzierte mittlere Windgeschw. [m/s]	Frequenz [%]
0 N	4,3	4,3	5,6
1 NNO	5,1	5,1	6,1
2 ONO	3,8	3,8	3,2
3 O	2,6	2,6	2,9
4 OSO	2,6	2,4	3,5
5 SSO	4,7	4,2	8,7
6 S	6,8	6,8	15,3
7 SSW	3,7	3,7	5,2
8 WSW	6,9	6,9	11,0
9 W	8,2	8,2	22,3
10 WNW	5,6	5,6	11,4
11 NNW	4,1	4,1	4,9
Gesamt	5,9	5,9	100,0

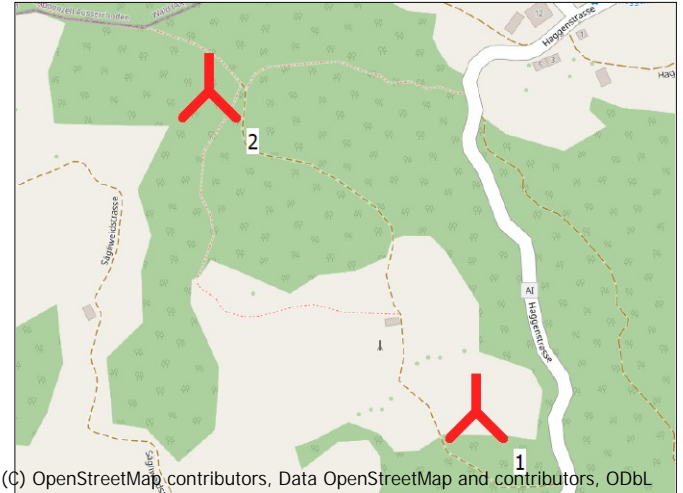


## PARK - WEA-Abstände

Berechnung: Anhang\_2\_ 241\_18\_1003\_WiGu Oberfeld 2023\_mit Curtailment WEA L0 WEA 2 L1 (Nacht)

### WEA-Abstände

	Z	Nächste WEA	Z	Horizontale Entfernung [m]	Abstand in Rotordurchm.
	[m]		[m]		
1	1.106,2	2	1.110,0	414	3,0
2	1.110,0	1	1.106,2	414	3,0
Min	1.106,2		1.106,2	414	3,0
Max	1.110,0		1.110,0	414	3,0



Neue WEA

Maßstab 1:7.500

## PARK - Zeitliche Variation AEP

Berechnung: Anhang\_2\_ 241\_18\_1003\_WiGu Oberfeld 2023\_mit Curtailment WEA LO WEA 2 L1 (Nacht)

Windfarm: 8,5 MW mit 2 WEA mit im Mittel 4,3 MW.

Auswahl: Alle neuen WEA

Berechnete mittlere Produktion pro Monat und Stunde [MWh] Das Ergebnis enthält Wake-Effekt und Curtailment-Verluste.

Werte sind auf ein volles Jahr skaliert, siehe Korrektur-Faktoren auf Seite Hauptbericht.

Stunden/Monat [MWh]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Gesamt
0	106	113	78	90	89	55	59	40	25	53	111	53	873
1	107	100	78	88	90	60	65	39	19	62	113	72	893
2	103	101	85	88	97	53	67	42	17	55	112	90	911
3	106	108	79	94	85	49	51	45	27	50	114	100	908
4	102	104	80	93	77	41	56	48	21	54	124	94	895
5	104	102	76	91	74	34	47	48	21	49	112	89	847
6	103	108	69	59	61	27	41	36	16	43	109	82	754
7	121	110	63	54	67	22	34	32	11	38	104	78	733
8	109	94	57	43	62	24	30	30	13	37	104	78	681
9	85	89	51	39	47	22	34	29	16	26	105	76	618
10	85	89	42	41	45	32	34	30	20	23	90	62	593
11	96	88	49	52	48	40	34	30	26	23	100	58	644
12	69	99	49	49	45	32	35	36	31	15	74	46	579
13	88	109	46	56	45	34	42	37	38	15	90	47	647
14	90	97	57	57	49	37	44	39	44	17	88	45	665
15	106	113	71	53	50	36	54	34	49	24	96	65	750
16	108	110	81	54	49	31	50	34	68	35	104	69	793
17	117	107	95	74	76	46	54	46	72	36	117	59	898
18	119	105	89	71	78	49	50	47	56	49	116	48	879
19	118	98	95	82	74	42	55	43	34	52	115	43	852
20	120	107	92	87	75	45	42	44	35	55	124	42	868
21	122	110	87	89	88	50	47	53	41	63	127	52	930
22	122	111	78	86	103	49	39	40	30	66	123	54	902
23	122	109	79	82	93	50	36	39	25	55	113	47	849
Gesamt	2.530	2.482	1.726	1.670	1.669	959	1.100	942	756	997	2.586	1.546	18.963

Stunden/Monat [MW]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Gesamt
0	3,4	4,0	2,5	3,0	2,9	1,8	1,9	1,3	0,8	1,7	3,7	1,7	2,4
1	3,4	3,6	2,5	2,9	2,9	2,0	2,1	1,3	0,6	2,0	3,8	2,3	2,4
2	3,3	3,6	2,7	2,9	3,1	1,8	2,2	1,4	0,6	1,8	3,7	2,9	2,5
3	3,4	3,9	2,6	3,1	2,7	1,6	1,7	1,5	0,9	1,6	3,8	3,2	2,5
4	3,3	3,7	2,6	3,1	2,5	1,4	1,8	1,6	0,7	1,8	4,1	3,0	2,5
5	3,4	3,6	2,5	3,0	2,4	1,1	1,5	1,5	0,7	1,6	3,7	2,9	2,3
6	3,3	3,9	2,2	2,0	2,0	0,9	1,3	1,2	0,5	1,4	3,6	2,6	2,1
7	3,9	3,9	2,0	1,8	2,2	0,7	1,1	1,0	0,4	1,2	3,5	2,5	2,0
8	3,5	3,3	1,8	1,4	2,0	0,8	1,0	1,0	0,4	1,2	3,5	2,5	1,9
9	2,8	3,2	1,6	1,3	1,5	0,7	1,1	0,9	0,5	0,8	3,5	2,4	1,7
10	2,7	3,2	1,4	1,4	1,4	1,1	1,1	1,0	0,7	0,7	3,0	2,0	1,6
11	3,1	3,1	1,6	1,7	1,6	1,3	1,1	1,0	0,9	0,7	3,3	1,9	1,8
12	2,2	3,5	1,6	1,6	1,4	1,1	1,1	1,2	1,0	0,5	2,5	1,5	1,6
13	2,8	3,9	1,5	1,9	1,4	1,1	1,4	1,2	1,3	0,5	3,0	1,5	1,8
14	2,9	3,5	1,8	1,9	1,6	1,2	1,4	1,3	1,5	0,5	2,9	1,5	1,8
15	3,4	4,0	2,3	1,8	1,6	1,2	1,7	1,1	1,6	0,8	3,2	2,1	2,1
16	3,5	3,9	2,6	1,8	1,6	1,0	1,6	1,1	2,3	1,1	3,5	2,2	2,2
17	3,8	3,8	3,1	2,5	2,5	1,5	1,7	1,5	2,4	1,2	3,9	1,9	2,5
18	3,8	3,8	2,9	2,4	2,5	1,6	1,6	1,5	1,9	1,6	3,9	1,6	2,4
19	3,8	3,5	3,1	2,7	2,4	1,4	1,8	1,4	1,1	1,7	3,8	1,4	2,3
20	3,9	3,8	3,0	2,9	2,4	1,5	1,4	1,4	1,2	1,8	4,1	1,3	2,4
21	3,9	3,9	2,8	3,0	2,9	1,7	1,5	1,7	1,4	2,0	4,2	1,7	2,5
22	3,9	4,0	2,5	2,9	3,3	1,6	1,3	1,3	1,0	2,1	4,1	1,7	2,5
23	3,9	3,9	2,6	2,7	3,0	1,7	1,1	1,3	0,8	1,8	3,8	1,5	2,3
Gesamt	3,4	3,7	2,3	2,3	2,2	1,3	1,5	1,3	1,1	1,3	3,6	2,1	2,2

## PARK - Zeitliche Variation AEP

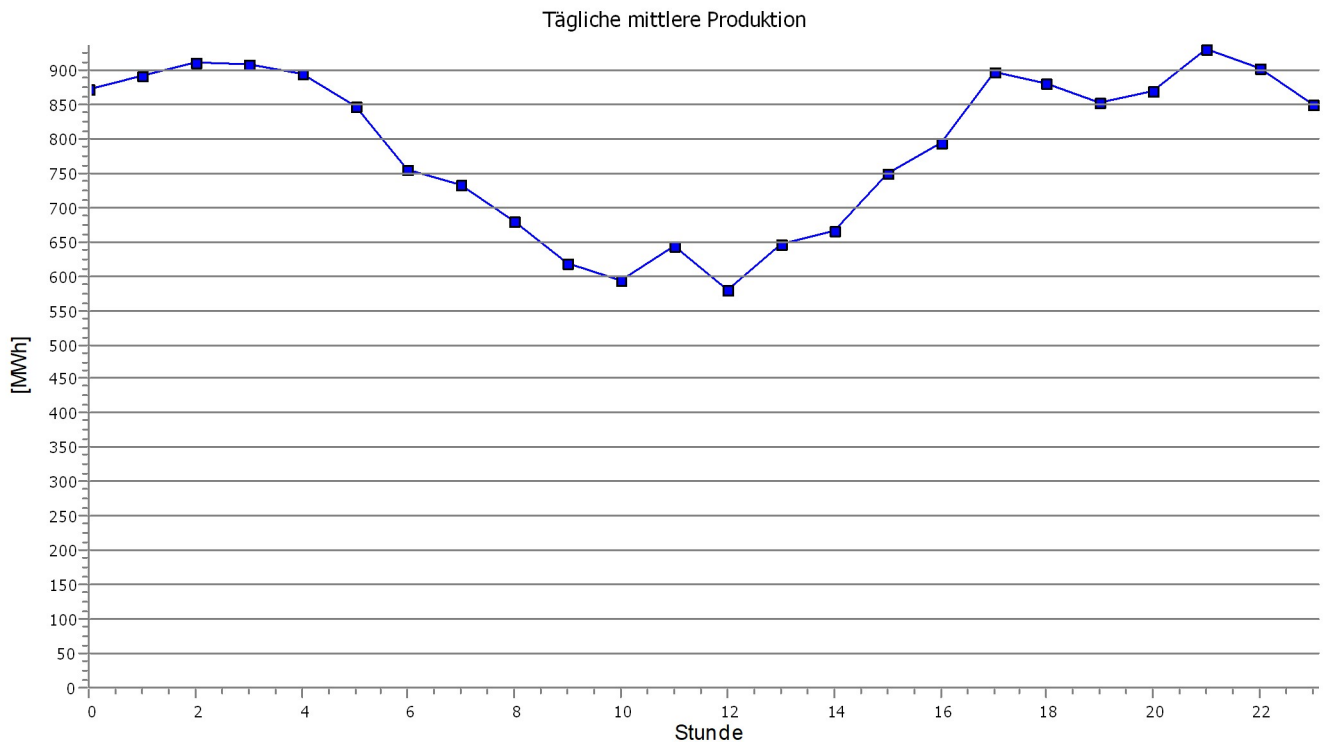
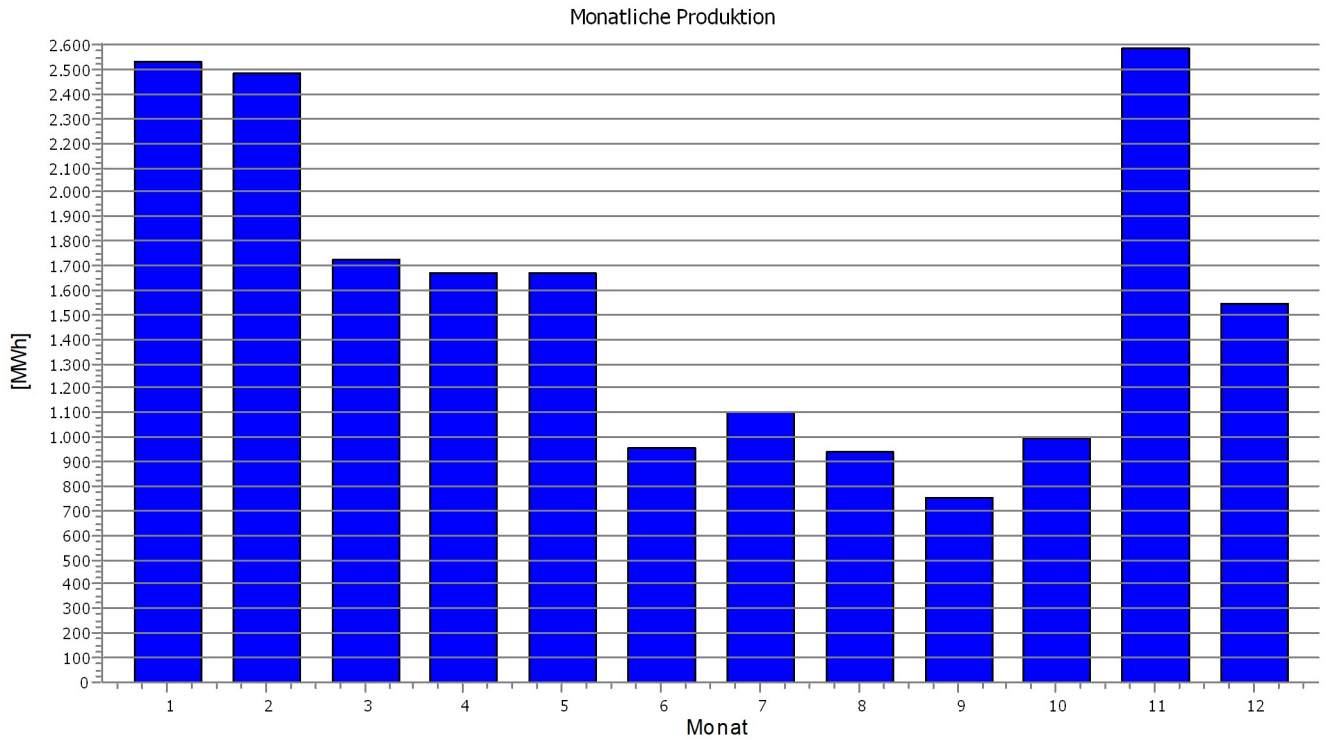
Berechnung: Anhang\_2\_ 241\_18\_1003\_WiGu Oberfeld 2023\_mit Curtailment WEA L0 WEA 2 L1 (Nacht)

Windfarm: 8,5 MW mit 2 WEA mit im Mittel 4,3 MW.

Auswahl: Alle neuen WEA

Berechnete mittlere Produktion pro Monat und Stunde [MWh] Das Ergebnis enthält Wake-Effekt und Curtailment-Verluste.

Werte sind auf ein volles Jahr skaliert, siehe Korrektur-Faktoren auf Seite Hauptbericht.



## PARK - Zeitliche Variation AEP

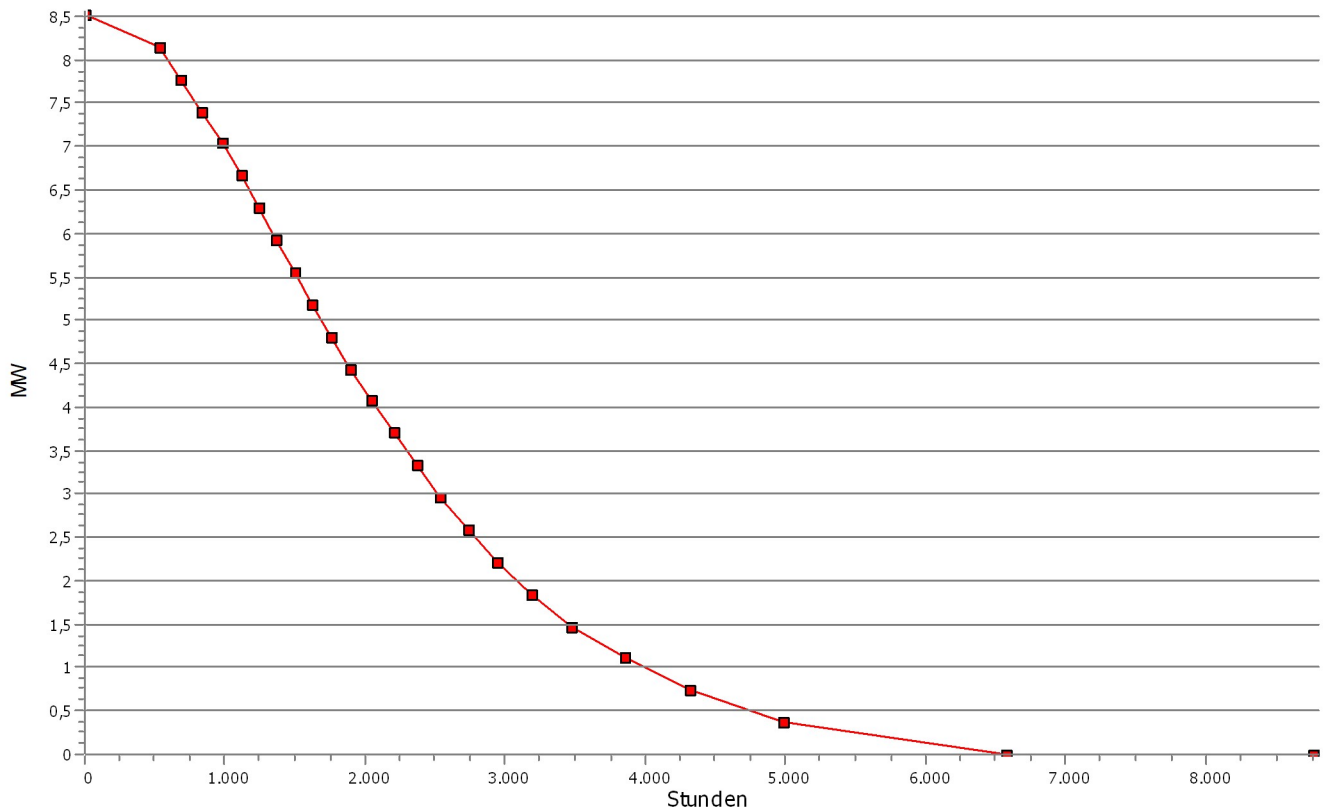
Berechnung: Anhang\_2\_ 241\_18\_1003\_WiGu Oberfeld 2023\_mit Curtailment WEA L0 WEA 2 L1 (Nacht)

Windfarm: 8,5 MW mit 2 WEA mit im Mittel 4,3 MW.

Auswahl: Alle neuen WEA

Stunden	Stunden [%]	Stunden akkumuliert	Leistung [MW]	Leistung (MW/WEA)
0	0,0	0	8,5	4,3
530	6,1	530	8,1 - 8,5	4,1 - 4,3
154	1,8	685	7,8 - 8,1	3,9 - 4,1
148	1,7	832	7,4 - 7,8	3,7 - 3,9
144	1,6	976	7,0 - 7,4	3,5 - 3,7
138	1,6	1114	6,7 - 7,0	3,3 - 3,5
126	1,4	1241	6,3 - 6,7	3,1 - 3,3
121	1,4	1362	5,9 - 6,3	3,0 - 3,1
130	1,5	1492	5,6 - 5,9	2,8 - 3,0
131	1,5	1622	5,2 - 5,6	2,6 - 2,8
138	1,6	1761	4,8 - 5,2	2,4 - 2,6
133	1,5	1894	4,4 - 4,8	2,2 - 2,4
150	1,7	2044	4,1 - 4,4	2,0 - 2,2
157	1,8	2201	3,7 - 4,1	1,9 - 2,0
161	1,8	2362	3,3 - 3,7	1,7 - 1,9
176	2,0	2538	3,0 - 3,3	1,5 - 1,7
192	2,2	2730	2,6 - 3,0	1,3 - 1,5
215	2,5	2945	2,2 - 2,6	1,1 - 1,3
242	2,8	3187	1,9 - 2,2	0,9 - 1,1
290	3,3	3477	1,5 - 1,9	0,7 - 0,9
382	4,4	3858	1,1 - 1,5	0,6 - 0,7
462	5,3	4320	0,7 - 1,1	0,4 - 0,6
660	7,5	4980	0,4 - 0,7	0,2 - 0,4
1595	18,2	6575	0,0 - 0,4	0,0 - 0,2
2191	25,0	8766	0,0	0,0

Dauerkurve 8,5 MW Windfarm



Projekt:  
241\_11\_700\_Appenzell\_2022

Lizenzierter Anwender:  
JH Wind GmbH  
Gruberhof 8  
DE-79110 Freiburg  
+49 0761 15612852  
Johannes Hagemann / jh-wind@email.de  
Berechnet:  
06.09.2023 22:42/3.6.355

## PARK - Scaling-Informationen

Berechnung: Anhang\_2\_ 241\_18\_1003\_WiGu Oberfeld 2023\_mit Curtailment WEA LO WEA 2 L1 (Nacht)

### Scaler-Einstellungen

Name	EMD Default Measurement Mast Scaler
Gelände-Scaling	Messdaten-Scaling (WASP-Stabilität / A-Parameter)
RIX-Korrektur	Keine RIX-Korrektur
Verdrängungshöhe	von Rechner
Sektorweise von Rechner	Areal 1
Strömungsmodell Mikroskal.Gelände	WASP-CFD-Ergebnisdateien - Ellipsys - 1.11.2.6
Haupt-Skalierung	1,0000
Haupt-Offset	0,0000
Nach Sektor	Nein
Nach Monat	Nein
Nach Stunde	Nein
Nach Windgeschwindigkeit	Nein

### CFD-Ergebnisse und Info

Swiss (LV95)-CH1903+ (CH/LI 1993)		Softwareversionen			Berechnet		
O	N	Ergebnisdatei	Ellipsys	Client	Server	Datum	Zeit
A	2.757.300	1.252.400	Fläche 1.cfdres	1.11.2.6	WindPRO 3.6.355	Cerebrum EMD International	07.12.2022 00:54:41

### Verwendete CFD-Dateien

Ergebnisdatei	Ergebnisdatei
A Fläche 1.cfdres	C:\WindPRO Data\Projects\241_01_Appenzell\OnlineCFDResults\Appenzell Oberfeld_06_11_2022\Fläche 1.cfdres



## PARK - Verdrängungshöhe

Berechnung: Anhang\_2\_ 241\_18\_1003\_WiGu Oberfeld 2023\_mit Curtailment WEA LO WEA 2 L1 (Nacht)

Sektorweise von Rechner: Areal 1  
Wald wird durch Areal-Objekt mit Waldhöhen beschrieben

Berechnung verwendet:  
C:\WindPRO Data\Projects\241\_01\_Appenzell\REGIONS\_241\_11\_700\_Appenzell\_2022\_0.w2r

WEA-Verdrängungshöhe ist 1,00 der Waldhöhe.  
WEA-Verdrängungshöhe nimmt im Lee des Waldes bis zu einer Entfernung von [50,0 x Waldhöhe] linear auf 0 ab  
WEA-Verdrängungshöhe nimmt im Luv des Waldes bis zu einer Entfernung von [25,0 x Waldhöhe] linear auf 0 ab

Sektorweise Verdrängungshöhen für Masten

	DH (0)	DH (1)	DH (2)	DH (3)	DH (4)	DH (5)	DH (6)	DH (7)	DH (8)	DH (9)	DH (10)	DH (11)
	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]
MAST_2015_2016_Oberf_gefilt_LANG_Erg	20,47	20,41	23,11	22,78	17,52	22,53	20,41	18,08	23,08	25,77	17,19	23,77

Sektorweise Verdrängungshöhen für WEA

Ak- tu- ell	Hersteller	Typ	Nenn- leistung	Rotor- durch- messer	Naben- höhe	DH (0)	DH (1)	DH (2)	DH (3)	DH (4)	DH (5)	DH (6)	DH (7)	DH (8)	DH (9)	DH (10)	DH (11)
			[kW]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]
1 Ja	ENERCON	E-138 EP3 E3-4.260	4.260	138,3	131,0	23,68	23,64	21,05	18,96	20,82	24,23	24,34	24,32	21,45	22,22	20,46	23,45
2 Ja	ENERCON	E-138 EP3 E3-4.260	4.260	138,3	131,0	28,99	25,00	28,63	29,60	29,61	29,75	29,50	25,00	28,30	29,20	29,21	29,49

## PARK - Curtailment-Annahmen

Berechnung: Anhang\_2\_ 241\_18\_1003\_WiGu Oberfeld 2023\_mit Curtailment WEA LO WEA 2 L1 (Nacht)

### Curtailment-Signale

Signal	Signalquelle	METEO-Objekt
Mittlere Windgeschw.	Scaler	
Windrichtung	Scaler	
Temperatur	METEO-Objekt	Messmast_99 - A 99,00 m

### WEA-Curtailments

WEA Name	Index	Priorität	Typ	Aktion	Bedingungen	Male angewandt	Male ignoriert- fehlende Daten
1 Vogel Mahd Bodenbearbeitung	1	1	Vogel	Abschaltung	Date [01.04.03.04], SunRiseSet [0h SONNENAUFGANG-oh SONNENUNTERGANG]	235	0
1 Vogel Mahd Bodenbearbeitung	2	2	Vogel	Abschaltung	Date [01.06.03.06], SunRiseSet [0h SONNENAUFGANG-oh SONNENUNTERGANG]	277	0
1 Vogel Mahd Bodenbearbeitung	3	3	Vogel	Abschaltung	Date [01.08.03.08], SunRiseSet [0h SONNENAUFGANG-oh SONNENUNTERGANG]	551	0
1 Vogel Zug	4	4	Vogel	Abschaltung	Date [27.08.02.09], Time [00.00.23:59], SunRiseSet [Mitternacht:Mitternacht], WS [0.75], Wdir [0.360], T [-75:75]	1008	0
1 Vogel Zug	5	5	Vogel	Abschaltung	Date [14.09.19.09], Time [00.00.23:59], SunRiseSet [Mitternacht:Mitternacht], WS [0.75], Wdir [0.360], T [-75:75]	864	0
1 Vogel Zug	6	6	Vogel	Abschaltung	Date [04.10.08.10], Time [00.00.23:59], SunRiseSet [Mitternacht:Mitternacht], WS [0.75], Wdir [0.360], T [-75:75]	720	0
1 Januar Schatten	7	7	Anderes Curtailment	Abschaltung	Date [01.01.28.01], Time [12:30:13:00]	81	0
1 Februar Schatten W1	8	8	Anderes Curtailment	Abschaltung	Date [01.02.28.02], Time [13:10:13:20]	23	0
1 März Schatten W1	9	9	Anderes Curtailment	Abschaltung	Date [01.03.17.03], Time [13:40:13:50]	15	0
1 April Schatten W1	10	10	Anderes Curtailment	Abschaltung	Date [01.04.16.04], Time [07:50:08:00]	13	0
1 Mail Schatten W1	11	11	Anderes Curtailment	Abschaltung	Date [01.05.16.05], Time [07:30:08:00]	146	0
1 Juni Schatten W1	12	12	Anderes Curtailment	Abschaltung	Date [01.06.30.06], Time [07:50:08:00]	27	0
1 Juli Schatten W1	13	13	Anderes Curtailment	Abschaltung	Date [01.07.31.07], Time [07:50:08:00]	41	0
1 August Schatten W1	14	14	Anderes Curtailment	Abschaltung	Date [01.08.31.08], Time [07:50:08:00]	34	0
1 September Schatten W1	15	15	Anderes Curtailment	Abschaltung	Date [01.09.30.09], Time [08:00:08:10]	22	0
1 Oktober Schatten W1	16	16	Anderes Curtailment	Abschaltung	Date [07.10.31.10], Time [13:00:13:10]	23	0
1 November Schatten W1	17	17	Anderes Curtailment	Abschaltung	Date [01.11.30.11], Time [12:30:12:50]	60	0
1 Dezember Schatten W1	18	18	Anderes Curtailment	Abschaltung	Date [01.12.31.12], Time [12:30:13:00]	91	0
1 April 1	19	19	Fledermause	Abschaltung	Date [01.04.30.04], Time [20:11:21:13], WS [1.3:29], T [0.9:75]	49	0
1 April 2	20	20	Fledermause	Abschaltung	Date [01.04.30.04], Time [21:13:22:16], WS [1.3:79], T [0.9:75]	56	0
1 April 3	21	21	Fledermause	Abschaltung	Date [01.04.30.04], Time [22:16:23:18], WS [1.3:59], T [0.9:75]	43	0
1 April 4	22	22	Fledermause	Abschaltung	Date [01.04.30.04], Time [23:18:00:21], WS [1.3:49], T [0.9:75]	30	0
1 April 5	23	23	Fledermause	Abschaltung	Date [01.04.30.04], Time [00:21:01:23], WS [1.3:59], T [0.9:75]	44	0
1 April 6	24	24	Fledermause	Abschaltung	Date [01.04.30.04], Time [01:23:02:26], WS [1.3:09], T [0.9:75]	27	0
1 Mai 1	25	25	Fledermause	Abschaltung	Date [01.05.31.05], Time [20:51:21:43], WS [1.4:09], T [0.9:75]	56	0
1 Mai 2	26	26	Fledermause	Abschaltung	Date [01.05.31.05], Time [21:43:22:36], WS [1.4:59], T [0.9:75]	67	0
1 Mai 3	27	27	Fledermause	Abschaltung	Date [01.05.31.05], Time [22:36:23:29], WS [1.4:29], T [0.9:75]	49	0
1 Mai 4	28	28	Fledermause	Abschaltung	Date [01.05.31.05], Time [23:29:00:22], WS [1.4:19], T [0.9:75]	45	0
1 Mai 5	29	29	Fledermause	Abschaltung	Date [01.05.31.05], Time [00:22:01:14], WS [1.4:29], T [0.9:75]	40	0
1 Mai 6	30	30	Fledermause	Abschaltung	Date [01.05.31.05], Time [01:14:02:07], WS [1.4:09], T [0.9:75]	41	0
1 Mai 7	31	31	Fledermause	Abschaltung	Date [01.05.31.05], Time [02:07:03:00], WS [1.4:09], T [0.9:75]	34	0
1 Mai 8	32	32	Fledermause	Abschaltung	Date [01.05.31.05], Time [03:00:03:53], WS [1.3:69], T [0.9:75]	15	0
1 Juni 1	33	33	Fledermause	Abschaltung	Date [01.06.30.06], Time [20:51:21:40], WS [1.4:69], T [0.9:75]	76	0
1 Juni 2	34	34	Fledermause	Abschaltung	Date [01.06.30.06], Time [21:40:22:29], WS [1.5:19], T [0.9:75]	87	0
1 Juni 3	35	35	Fledermause	Abschaltung	Date [01.06.30.06], Time [22:29:23:18], WS [1.4:79], T [0.9:75]	102	0
1 Juni 4	36	36	Fledermause	Abschaltung	Date [01.06.30.06], Time [23:18:00:07], WS [1.4:79], T [0.9:75]	93	0
1 Juni 5	37	37	Fledermause	Abschaltung	Date [01.06.30.06], Time [00:07:00:57], WS [1.4:69], T [0.9:75]	63	0
1 Juni 6	38	38	Fledermause	Abschaltung	Date [01.06.30.06], Time [00:57:01:46], WS [1.4:39], T [0.9:75]	66	0
1 Juni 7	39	39	Fledermause	Abschaltung	Date [01.06.30.06], Time [01:46:02:35], WS [1.4:39], T [0.9:75]	57	0
1 Juni 8	40	40	Fledermause	Abschaltung	Date [01.06.30.06], Time [02:35:03:24], WS [1.3:99], T [0.9:75]	62	0
1 Juni 9	41	41	Fledermause	Abschaltung	Date [01.06.30.06], Time [03:24:04:13], WS [1.3:89], T [0.9:75]	49	0
1 Juli 1	42	42	Fledermause	Abschaltung	Date [01.07.31.07], Time [20:51:21:42], WS [1.4:89], T [0.9:75]	167	0
1 Juli 2	43	43	Fledermause	Abschaltung	Date [01.07.31.07], Time [21:42:22:33], WS [1.5:49], T [0.9:75]	200	0
1 Juli 3	44	44	Fledermause	Abschaltung	Date [01.07.31.07], Time [22:33:23:24], WS [1.4:99], T [0.9:75]	156	0
1 Juli 4	45	45	Fledermause	Abschaltung	Date [01.07.31.07], Time [23:24:00:16], WS [1.4:89], T [0.9:75]	195	0
1 Juli 5	46	46	Fledermause	Abschaltung	Date [01.07.31.07], Time [00:16:01:07], WS [1.4:79], T [0.9:75]	131	0
1 Juli 6	47	47	Fledermause	Abschaltung	Date [01.07.31.07], Time [01:07:01:58], WS [1.4:49], T [0.9:75]	131	0
1 Juli 7	48	48	Fledermause	Abschaltung	Date [01.07.31.07], Time [01:58:02:49], WS [1.4:59], T [0.9:75]	116	0
1 Juli 8	49	49	Fledermause	Abschaltung	Date [01.07.31.07], Time [02:49:03:41], WS [1.4:19], T [0.9:75]	116	0
1 Juli 9	50	50	Fledermause	Abschaltung	Date [01.07.31.07], Time [03:41:04:32], WS [1.4:19], T [0.9:75]	111	0
1 Juli 10	51	51	Fledermause	Abschaltung	Date [01.07.31.07], Time [04:32:05:23], WS [1.2:09], T [0.9:75]	38	0
1 August 1	52	52	Fledermause	Abschaltung	Date [01.08.31.08], Time [20:32:21:30], WS [1.4:89], T [0.9:75]	144	0
1 August 2	53	53	Fledermause	Abschaltung	Date [01.08.31.08], Time [21:30:22:29], WS [1.5:49], T [0.9:75]	155	0
1 August 3	54	54	Fledermause	Abschaltung	Date [01.08.31.08], Time [22:29:23:28], WS [1.4:99], T [0.9:75]	172	0
1 August 4	55	55	Fledermause	Abschaltung	Date [01.08.31.08], Time [23:28:00:26], WS [1.4:89], T [0.9:75]	229	0
1 August 5	56	56	Fledermause	Abschaltung	Date [01.08.31.08], Time [00:26:01:25], WS [1.4:89], T [0.9:75]	173	0
1 August 6	57	57	Fledermause	Abschaltung	Date [01.08.31.08], Time [01:25:02:24], WS [1.4:49], T [0.9:75]	145	0
1 August 7	58	58	Fledermause	Abschaltung	Date [01.08.31.08], Time [02:24:03:22], WS [1.4:59], T [0.9:75]	205	0
1 August 8	59	59	Fledermause	Abschaltung	Date [01.08.31.08], Time [03:22:04:21], WS [1.4:19], T [0.9:75]	156	0
1 August 9	60	60	Fledermause	Abschaltung	Date [01.08.31.08], Time [04:21:05:20], WS [1.4:19], T [0.9:75]	104	0
1 August 10	61	61	Fledermause	Abschaltung	Date [01.08.31.08], Time [05:20:06:19], WS [1.2:59], T [0.9:75]	58	0
1 Sep 01	62	62	Fledermause	Abschaltung	Date [01.09.30.09], Time [19:35:20:43], WS [1.6:2], T [0.9:75]	102	0
1 Sep 02	63	63	Fledermause	Abschaltung	Date [01.09.30.09], Time [20:43:21:51], WS [1.6:8], T [0.9:75]	119	0
1 Sep 03	64	64	Fledermause	Abschaltung	Date [01.09.30.09], Time [21:51:23:00], WS [1.6:5], T [0.9:75]	96	0
1 Sep 04	65	65	Fledermause	Abschaltung	Date [01.09.30.09], Time [23:00:00:08], WS [1.6:5], T [0.9:75]	123	0
1 Sep 05	66	66	Fledermause	Abschaltung	Date [01.09.30.09], Time [00:08:01:17], WS [1.6:5], T [0.9:75]	132	0
1 Sep 06	67	67	Fledermause	Abschaltung	Date [01.09.30.09], Time [01:17:02:25], WS [1.6:1], T [0.9:75]	138	0
1 Sep 07	68	68	Fledermause	Abschaltung	Date [01.09.30.09], Time [02:25:03:33], WS [1.6:1], T [0.9:75]	148	0
1 Sep 08	69	69	Fledermause	Abschaltung	Date [01.09.30.09], Time [03:33:04:42], WS [1.6:6], T [0.9:75]	120	0
1 Sep 09	70	70	Fledermause	Abschaltung	Date [01.09.30.09], Time [04:42:05:50], WS [1.5:7], T [0.9:75]	92	0
1 Sep 10	71	71	Fledermause	Abschaltung	Date [01.09.30.09], Time [05:50:06:59], WS [1.4:1], T [0.9:75]	53	1
1 Oktober_1	72	72	Fledermause	Abschaltung	Date [01.10.31.10], Time [18:06:19:24], WS [1.5:6], T [0.9:75]	88	0
1 Oktober_2	73	73	Fledermause	Abschaltung	Date [01.10.31.10], Time [19:24:20:43], WS [1.6], T [0.9:75]	98	0
1 Oktober_3	74	74	Fledermause	Abschaltung	Date [01.10.31.10], Time [20:43:22:01], WS [1.5:7], T [0.9:75]	95	0
1 Oktober_4	75	75	Fledermause	Abschaltung	Date [01.10.31.10], Time [22:01:23:20], WS [1.5:6], T [0.9:75]	86	0
1 Oktober_5	76	76	Fledermause	Abschaltung	Date [01.10.31.10], Time [23:20:00:38], WS [1.5:5], T [0.9:75]	94	0
1 Oktober_6	77	77	Fledermause	Abschaltung	Date [01.10.31.10], Time [00:38:01:57], WS [1.5:2], T [0.9:75]	98	0
1 Oktober_7	78	78	Fledermause	Abschaltung	Date [01.10.31.10], Time [01:57:03:15], WS [1.5:3], T [0.9:75]	82	0
1 Oktober_8	79	79	Fledermause	Abschaltung	Date [01.10.31.10], Time [03:15:04:34], WS [1.4:8], T [0.9:75]	73	0
1 Oktober_9	80	80	Fledermause	Abschaltung	Date [01.10.31.10], Time [04:34:05:52], WS [1.4:8], T [0.9:75]	76	0
1 Oktober_10	81	81	Fledermause	Abschaltung	Date [01.10.31.10], Time [05:52:07:11], WS [1.2:8], T [0.9:75]	37	0
2 Vogel Mahd Bodenbearbeitung	1	1	Vogel	Abschaltung	Date [01.04.03.04], SunRiseSet [0h SONNENAUFGANG-oh SONNENUNTERGANG]	235	0
2 Vogel Mahd Bodenbearbeitung	2	2	Vogel	Abschaltung	Date [01.06.03.06], SunRiseSet [0h SONNENAUFGANG-oh SONNENUNTERGANG]	277	0
2 Vogel Mahd Bodenbearbeitung	3	3	Vogel	Abschaltung	Date [01.08.03.08], SunRiseSet [0h SONNENAUFGANG-oh SONNENUNTERGANG]	551	0
2 Vogel Zug	4	4	Vogel	Abschaltung	Date [27.08.02.09], Time [00.00.23:59], SunRiseSet [Mitternacht:Mitternacht], WS [0.75], Wdir [0.360], T [-75:75]	1008	0
2 Vogel Zug	5	5	Vogel	Abschaltung	Date [14.09.19.09], Time [00.00.23:59], SunRiseSet [Mitternacht:Mitternacht], WS [0.75], Wdir [0.360], T [-75:75]	864	0
2 Vogel Zug	6	6	Vogel	Abschaltung	Date [04.10.08.10], Time [00.00.23:59], SunRiseSet [Mitternacht:Mitternacht], WS [0.75], Wdir [0.360], T [-75:75]	720	0
2 Januar Schatten W2	7	7	Anderes Curtailment	Abschaltung	Date [01.01.28.01], Time [14:00:14:15]	54	0
2 Februar Schatten W2	8	8	Anderes Curtailment	Abschaltung	Date [01.02.28.02], Time [14:00:14:20]	46	0
2 März Schatten W2	9	9	Anderes Curtailment	Abschaltung	Date [01.03.17.03], Time [14:00:14:20]	58	0
2 April Schatten W2	10	10	Anderes Curtailment	Abschaltung	Date [01.04.30.04], Time [17:00:17:20]	52	0
2 Mail Schatten W2	11	11	Anderes Curtailment	Abschaltung	Date [01.05.31.05], Time [17:00:17:20]	62	0
2 Juni Schatten W2	12	12	Anderes Curtailment	Abschaltung	Date [01.06.30.06], Time [17:00:17:15]	54	0
2 Juli Schatten W2	13	13	Anderes Curtailment	Abschaltung	Date [01.07.31.07], Time [17:00:17:20]	85	0
2 August Schatten W2	14	14	Anderes Curtailment	Abschaltung	Date [01.08.31.08], Time [17:00:17:20]	70	0
2 September Schatten W2	15	15	Anderes Curtailment	Abschaltung	Date [01.09.30.09], Time [08:00:08:20]	44	0
2 Oktober Schatten W2	16	16	Anderes Curtailment	Abschaltung	Date [07.10.31.10], Time [15:00:15:20]	46	0
2 November Schatten W2	17	17	Anderes Curtailment	Abschaltung	Date [01.11.30.11], Time [10:00:10:15]	60	0

(Fortsetzung nächste Seite)...

Projekt:

241\_11\_700\_Appenzell\_2022

Lizenzierter Anwender:

JH Wind GmbH  
Gruberhof 8  
DE-79110 Freiburg  
+49 0761 15612852  
Johannes Hagemann / jh-wind@email.de  
Berechnet:  
06.09.2023 22:42/3.6.355

## PARK - Curtailment-Annahmen

Berechnung: Anhang\_2\_ 241\_18\_1003\_WiGu Oberfeld 2023\_mit Curtailment WEA LO WEA 2 L1 (Nacht)

...(Fortsetzung von vorheriger Seite)

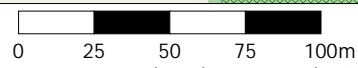
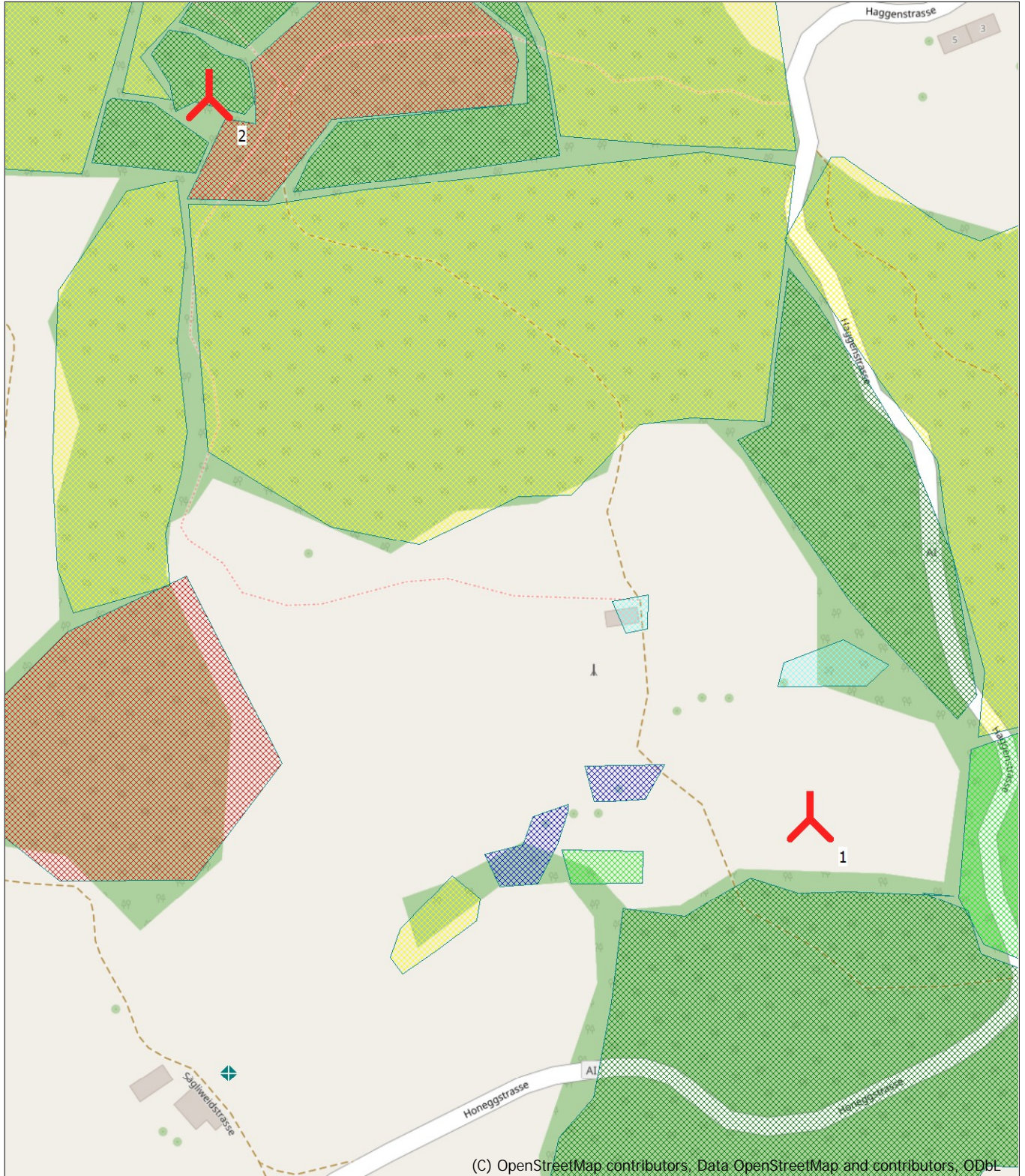
WEA Name	Index	Priorität	Typ	Aktion	Bedingungen	Male angewandt	Male ignoriert- fehlende Daten
2 Dezember Schatten W2	18	18	Anderes Curtailment	Abschaltung	Date [01.12.31.12], Time [14:00:14:10]	30	0
2 April 1	19	19	Fledermause	Abschaltung	Date [01.04.30.04], Time [20:11:21:13], WS [1:3.29], T [0.9:75]	49	0
2 April 2	20	20	Fledermause	Abschaltung	Date [01.04.30.04], Time [21:13:22:16], WS [1:3.79], T [0.9:75]	60	0
2 April 3	21	21	Fledermause	Abschaltung	Date [01.04.30.04], Time [22:16:23:18], WS [1:3.59], T [0.9:75]	47	0
2 April 4	22	22	Fledermause	Abschaltung	Date [01.04.30.04], Time [23:18:00:21], WS [1:3.49], T [0.9:75]	40	0
2 April 5	23	23	Fledermause	Abschaltung	Date [01.04.30.04], Time [00:21:01:23], WS [1:3.59], T [0.9:75]	45	0
2 April 6	24	24	Fledermause	Abschaltung	Date [01.04.30.04], Time [01:23:02:26], WS [1:3.09], T [0.9:75]	32	0
2 Mai 1	25	25	Fledermause	Abschaltung	Date [01.05.31.05], Time [20:51:21:43], WS [1:4.09], T [0.9:75]	61	0
2 Mai 2	26	26	Fledermause	Abschaltung	Date [01.05.31.05], Time [21:43:22:36], WS [1:4.59], T [0.9:75]	74	0
2 Mai 3	27	27	Fledermause	Abschaltung	Date [01.05.31.05], Time [22:36:23:29], WS [1:4.29], T [0.9:75]	55	0
2 Mai 4	28	28	Fledermause	Abschaltung	Date [01.05.31.05], Time [23:29:00:22], WS [1:4.19], T [0.9:75]	43	0
2 Mai 5	29	29	Fledermause	Abschaltung	Date [01.05.31.05], Time [00:22:01:14], WS [1:4.29], T [0.9:75]	39	0
2 Mai 6	30	30	Fledermause	Abschaltung	Date [01.05.31.05], Time [01:14:02:07], WS [1:4.09], T [0.9:75]	39	0
2 Mai 7	31	31	Fledermause	Abschaltung	Date [01.05.31.05], Time [02:07:03:00], WS [1:4.09], T [0.9:75]	41	0
2 Mai 8	32	32	Fledermause	Abschaltung	Date [01.05.31.05], Time [03:00:03:53], WS [1:3.69], T [0.9:75]	22	0
2 Juni 1	33	33	Fledermause	Abschaltung	Date [01.06.30.06], Time [20:51:21:40], WS [1:4.69], T [0.9:75]	79	0
2 Juni 2	34	34	Fledermause	Abschaltung	Date [01.06.30.06], Time [21:40:22:29], WS [1:5.19], T [0.9:75]	86	0
2 Juni 3	35	35	Fledermause	Abschaltung	Date [01.06.30.06], Time [22:29:23:18], WS [1:4.79], T [0.9:75]	103	0
2 Juni 4	36	36	Fledermause	Abschaltung	Date [01.06.30.06], Time [23:18:00:07], WS [1:4.79], T [0.9:75]	97	0
2 Juni 5	37	37	Fledermause	Abschaltung	Date [01.06.30.06], Time [00:07:00:57], WS [1:4.69], T [0.9:75]	61	0
2 Juni 6	38	38	Fledermause	Abschaltung	Date [01.06.30.06], Time [00:57:01:46], WS [1:4.39], T [0.9:75]	70	0
2 Juni 7	39	39	Fledermause	Abschaltung	Date [01.06.30.06], Time [01:46:02:35], WS [1:4.39], T [0.9:75]	59	0
2 Juni 8	40	40	Fledermause	Abschaltung	Date [01.06.30.06], Time [02:35:03:24], WS [1:3.99], T [0.9:75]	62	0
2 Juni 9	41	41	Fledermause	Abschaltung	Date [01.06.30.06], Time [03:24:04:13], WS [1:3.89], T [0.9:75]	52	0
2 Juli 1	42	42	Fledermause	Abschaltung	Date [01.07.31.07], Time [20:51:21:42], WS [1:4.89], T [0.9:75]	171	0
2 Juli 2	43	43	Fledermause	Abschaltung	Date [01.07.31.07], Time [21:42:22:33], WS [1:5.49], T [0.9:75]	206	0
2 Juli 3	44	44	Fledermause	Abschaltung	Date [01.07.31.07], Time [22:33:23:24], WS [1:4.99], T [0.9:75]	160	0
2 Juli 4	45	45	Fledermause	Abschaltung	Date [01.07.31.07], Time [23:24:00:16], WS [1:4.89], T [0.9:75]	199	0
2 Juli 5	46	46	Fledermause	Abschaltung	Date [01.07.31.07], Time [00:16:01:07], WS [1:4.79], T [0.9:75]	148	0
2 Juli 6	47	47	Fledermause	Abschaltung	Date [01.07.31.07], Time [01:07:01:58], WS [1:4.49], T [0.9:75]	138	0
2 Juli 7	48	48	Fledermause	Abschaltung	Date [01.07.31.07], Time [01:58:02:49], WS [1:4.59], T [0.9:75]	122	0
2 Juli 8	49	49	Fledermause	Abschaltung	Date [01.07.31.07], Time [02:49:03:41], WS [1:4.19], T [0.9:75]	118	0
2 Juli 9	50	50	Fledermause	Abschaltung	Date [01.07.31.07], Time [03:41:04:32], WS [1:4.19], T [0.9:75]	114	0
2 Juli 10	51	51	Fledermause	Abschaltung	Date [01.07.31.07], Time [04:32:05:23], WS [1:2.09], T [0.9:75]	43	0
2 August 1	52	52	Fledermause	Abschaltung	Date [01.08.31.08], Time [20:32:21:30], WS [1:4.89], T [0.9:75]	140	0
2 August 2	53	53	Fledermause	Abschaltung	Date [01.08.31.08], Time [21:30:22:29], WS [1:5.49], T [0.9:75]	156	0
2 August 3	54	54	Fledermause	Abschaltung	Date [01.08.31.08], Time [22:29:23:28], WS [1:4.99], T [0.9:75]	178	0
2 August 4	55	55	Fledermause	Abschaltung	Date [01.08.31.08], Time [23:28:00:26], WS [1:4.89], T [0.9:75]	252	0
2 August 5	56	56	Fledermause	Abschaltung	Date [01.08.31.08], Time [00:26:01:25], WS [1:4.89], T [0.9:75]	191	0
2 August 6	57	57	Fledermause	Abschaltung	Date [01.08.31.08], Time [01:25:02:24], WS [1:4.49], T [0.9:75]	152	0
2 August 7	58	58	Fledermause	Abschaltung	Date [01.08.31.08], Time [02:24:03:22], WS [1:4.59], T [0.9:75]	217	0
2 August 8	59	59	Fledermause	Abschaltung	Date [01.08.31.08], Time [03:22:04:21], WS [1:4.19], T [0.9:75]	166	0
2 August 9	60	60	Fledermause	Abschaltung	Date [01.08.31.08], Time [04:21:05:20], WS [1:4.19], T [0.9:75]	106	0
2 August 10	61	61	Fledermause	Abschaltung	Date [01.08.31.08], Time [05:20:06:19], WS [1:2.59], T [0.9:75]	66	0
2 Sep 01	62	62	Fledermause	Abschaltung	Date [01.09.30.09], Time [19:35:20:43], WS [1:6.2], T [0.9:75]	104	0
2 Sep 02	63	63	Fledermause	Abschaltung	Date [01.09.30.09], Time [20:43:21:51], WS [1:6.8], T [0.9:75]	118	0
2 Sep 03	64	64	Fledermause	Abschaltung	Date [01.09.30.09], Time [21:51:23:00], WS [1:6.5], T [0.9:75]	96	0
2 Sep 04	65	65	Fledermause	Abschaltung	Date [01.09.30.09], Time [23:00:00:08], WS [1:6.5], T [0.9:75]	125	0
2 Sep 05	66	66	Fledermause	Abschaltung	Date [01.09.30.09], Time [00:08:01:17], WS [1:6.5], T [0.9:75]	133	0
2 Sep 06	67	67	Fledermause	Abschaltung	Date [01.09.30.09], Time [01:17:02:25], WS [1:6.1], T [0.9:75]	139	0
2 Sep 07	68	68	Fledermause	Abschaltung	Date [01.09.30.09], Time [02:25:03:33], WS [1:6.1], T [0.9:75]	148	0
2 Sep 08	69	69	Fledermause	Abschaltung	Date [01.09.30.09], Time [03:33:04:42], WS [1:6.6], T [0.9:75]	124	0
2 Sep 09	70	70	Fledermause	Abschaltung	Date [01.09.30.09], Time [04:42:05:50], WS [1:5.7], T [0.9:75]	104	0
2 Sep 10	71	71	Fledermause	Abschaltung	Date [01.09.30.09], Time [05:50:06:59], WS [1:4.1], T [0.9:75]	70	1
2 Oktober_1	72	72	Fledermause	Abschaltung	Date [01.10.31.10], Time [18:06:19:24], WS [1:5.6], T [0.9:75]	92	0
2 Oktober_2	73	73	Fledermause	Abschaltung	Date [01.10.31.10], Time [19:24:20:43], WS [1:6], T [0.9:75]	110	0
2 Oktober_3	74	74	Fledermause	Abschaltung	Date [01.10.31.10], Time [20:43:22:01], WS [1:5.7], T [0.9:75]	101	0
2 Oktober_4	75	75	Fledermause	Abschaltung	Date [01.10.31.10], Time [22:01:23:20], WS [1:5.6], T [0.9:75]	91	0
2 Oktober_5	76	76	Fledermause	Abschaltung	Date [01.10.31.10], Time [23:20:00:38], WS [1:5.5], T [0.9:75]	102	0
2 Oktober_6	77	77	Fledermause	Abschaltung	Date [01.10.31.10], Time [00:38:01:57], WS [1:5.2], T [0.9:75]	108	0
2 Oktober_7	78	78	Fledermause	Abschaltung	Date [01.10.31.10], Time [01:57:03:15], WS [1:5.3], T [0.9:75]	92	0
2 Oktober_8	79	79	Fledermause	Abschaltung	Date [01.10.31.10], Time [03:15:04:34], WS [1:4.8], T [0.9:75]	80	0
2 Oktober_9	80	80	Fledermause	Abschaltung	Date [01.10.31.10], Time [04:34:05:52], WS [1:4.8], T [0.9:75]	79	0
2 Oktober_10	81	81	Fledermause	Abschaltung	Date [01.10.31.10], Time [05:52:07:11], WS [1:2.8], T [0.9:75]	41	0
2 Schall	83	83	Schall	Mode 01 - OM NR 1 s (4080 kW)	Time [19:00:07:00]	20836	0

\*) Curtailments wurden aufgrund fehlender Daten mit weniger Bedingungen als spezifiziert berechnet. Curtailments mit geringerer Priorität können dadurch zum Einsatz kommen.

WEA-Curtailments mit Windgeschwindigkeiten interagieren mit Wakeverlusten.

## PARK - Karte

Berechnung: Anhang\_2\_ 241\_18\_1003\_WiGu Oberfeld 2023\_mit Curtailment WEA LO WEA 2 L1 (Nacht)



Karte: EMD OpenStreetMap , Maßstab 1:2.500, Mitte: Swiss (LV95)-CH1903+ (CH/LI 1993) Ost: 2.757.207 Nord: 1.252.339

- Neue WEA
- Waelder App\_2022