



Begleitgruppensitzung 12. April und 24. Mai 2016

Fachbeitrag Windmessungen

Windmessung – Ertragsprognose - Wirtschaftlichkeit

Windmessungen
(Messmasten, Lidar,
Bodenstationen ...)

Ertragsprognose
(Langzeitbetrachtung, Gelände, Höhe,
Anlagentyp, Parklayout ...)

Wirtschaftlichkeitsrechnung
(Verfügbarkeit, Laufzeit, Kosten KEV,
Abschaltungen, Investition, ...)

Windatlanten

Potenzialstudie
Kanton

Windatlas BW

Wo gibt es
überhaupt Wind?

→ Orientierung

Standortspezifische Winddaten

Lidar bei
Anlage 2
12/13 – 4/14

Lidar bei
Oberwald
08/10 – 10/10

Wieviel Wind gibt es
wirklich?

→ Genaue Messwerte

Standortunabhängige Winddaten

Messmast
Schienerberg
07/13 – 08/14

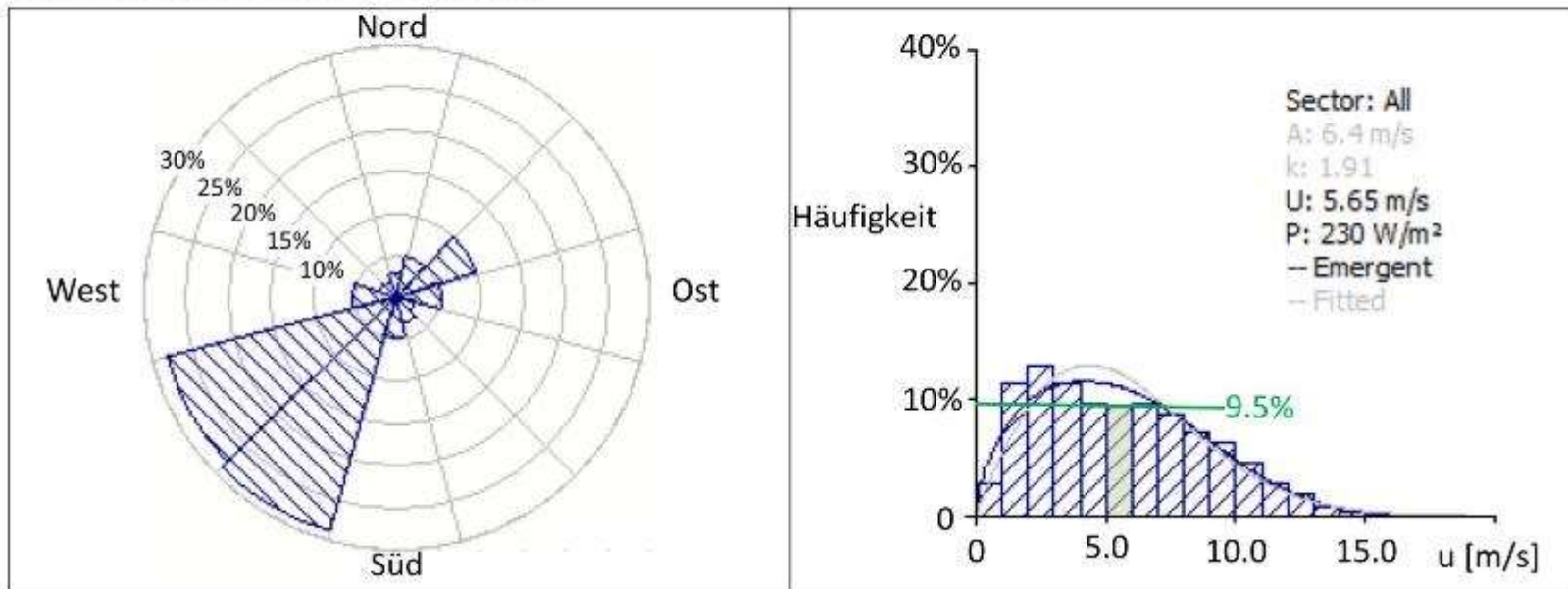
MERRA
VORTEX
ConWx

Schwankt der Wind
langfristig?

→ Langzeitabgleich

Ergebnisse LIDAR

**Windrose und Häufigkeitsverteilung (09.12.2013 bis 09.04.2014),
Lidar Standort 2 auf 140m Höhe**



In der Windrose ist dargestellt, wie oft der Wind aus welcher Richtung weht
(Anteil an allen Messperioden)

In der Häufigkeitsverteilung ist dargestellt, wie oft der Wind mit welcher Geschwindigkeit weht
(Anteil an allen Messperioden).

Korrelation Lidar Chroobach – Windmessmast Schiener Berg

Mittlere Windgeschwindigkeit auf 100m 8/9.02 Feb. 2014

Zeitraum 1 Tag

Mittelung 10-minütlich



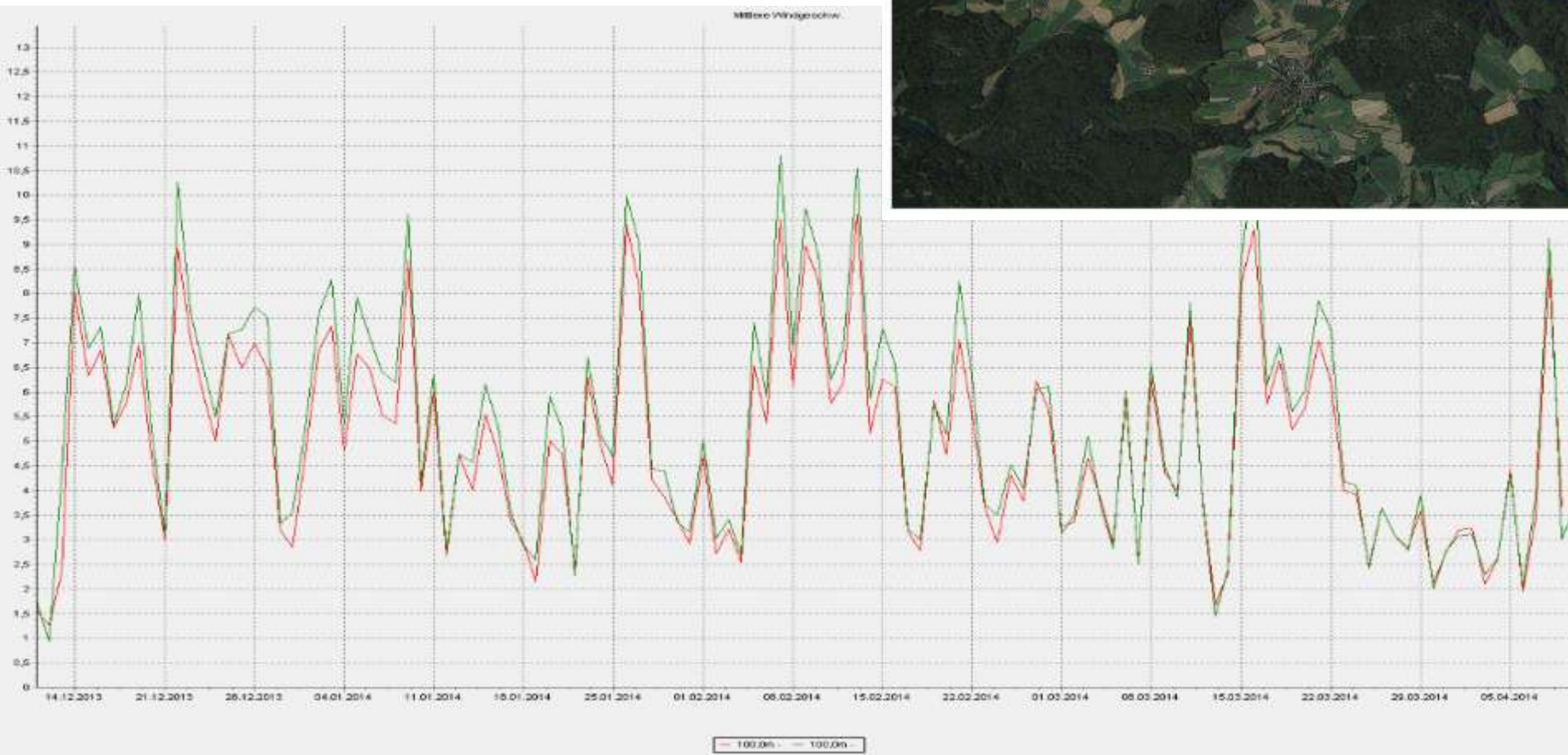
Korrelation Lidar Chroobach – Windmessmast Schiener Berg

Mittlere Windgeschwindigkeit auf 100 m

14. 12. 2013 - 05. 04. 2014

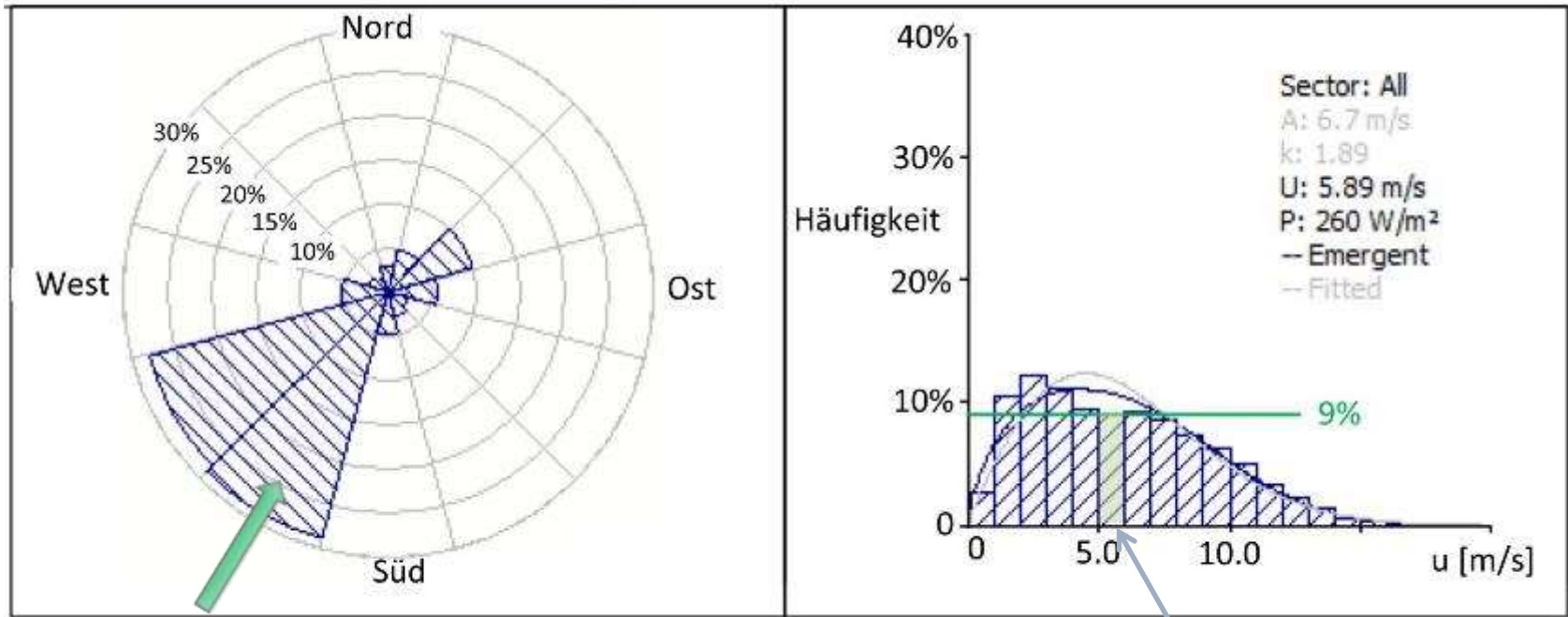
Zeitraum 120 Tage

Mittelung täglich



Grafische Windstatistik am Standort

Windrose und Häufigkeitsverteilung der Windverhältnisse am Standort, in 140 m Höhe



Bei ca. 28% der Messwerte weht der Wind aus Süd-Südwest

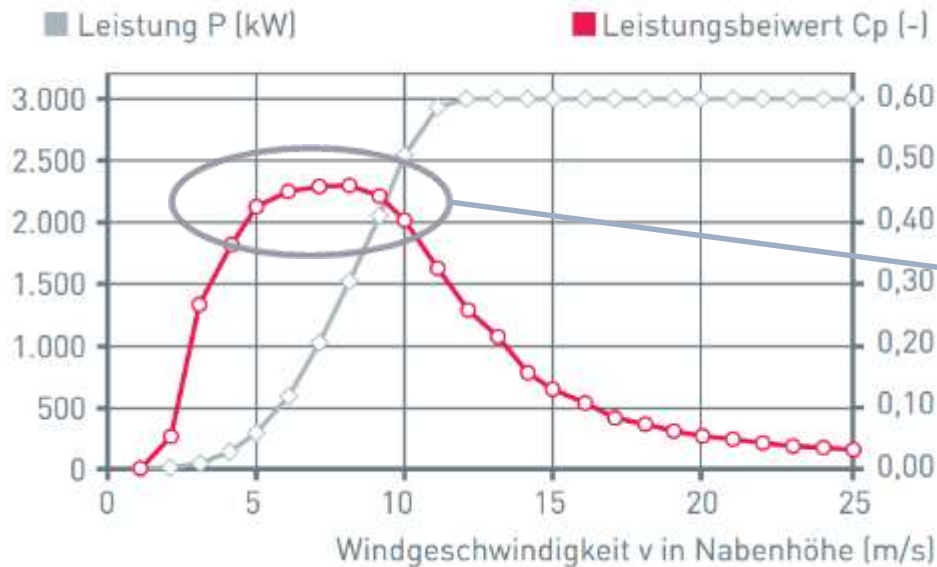
In der Windrose ist dargestellt, wie oft der Wind aus welcher Richtung weht
(Anteil an allen Messperioden)

ca. 9% der Messwerte liegen im Bereich zwischen 5 und 6 m/s

In der Häufigkeitsverteilung ist dargestellt, wie oft der Wind mit welcher Geschwindigkeit weht
(Anteil an allen Messperioden).

Wie wird der Jahresenergieertrag ermittelt?

Mit der für jeden Anlagentyp spezifischen Leistungskennlinie und unter Berücksichtigung der gegenseitigen «Verschattung» (Parkwirkungsgrad) wird der Jahresenergieertrag ermittelt.



- Enercon E115 mit 3'000 kW
- Typische Schwachwindanlage
- Bester Beiwert zwischen 5 und 10 m/s

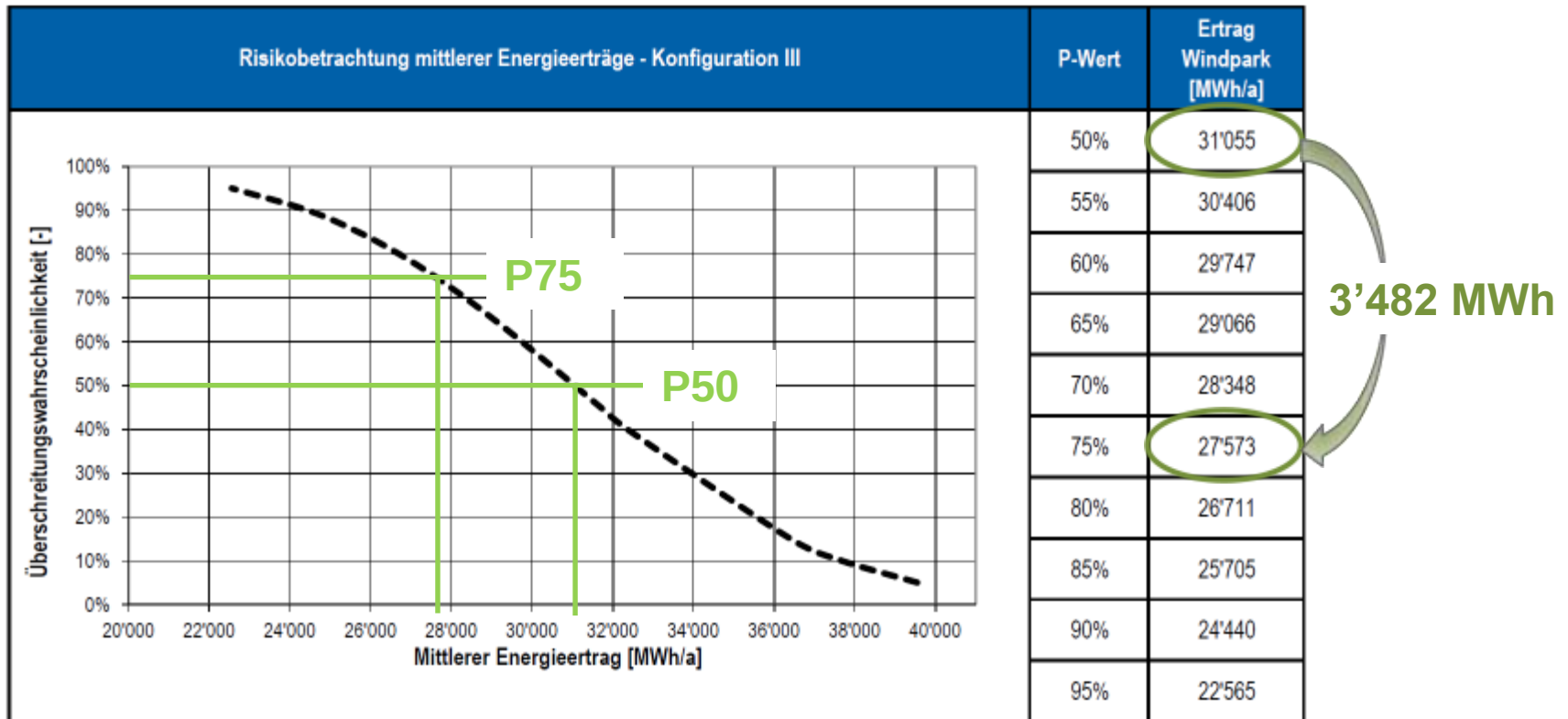
Der Leistungsbeiwert gibt an, wie viel von der im Wind enthaltenen Energie als Strom «geerntet» werden kann.

Der physikalisch maximale Wert beträgt 0.59 (59.3%)

Prognose des Jahresenergieertrags mit Enercon E115 (V1)

Eingangsdaten für die Ermittlung der Jahresenergieerträge						
Anzahl und WEA-Typ - Konfiguration			4 x E-115		III	
Nennleistung			3.0 MW			
Nabenhöhe			135.4 m			
Leistungskennlinie			Berechnet LK für E-115, 3.0 MW, Dok.Nr. D0282478-1; 23.09.2013			
Schubbeiwertkennlinie			Berechnet c_T für E-115, 3.0 MW, Dok.Nr. D0282478-1; 23.09.2013			
Gesamte Leistung des Windparks			12 MW			
Ermittelte durchschnittliche Jahreswindgeschwindigkeiten für den Referenzpunkt						
Referenzanlage - Auswahlkriterium			Lidar Chroobach - Lage im Windpark			
Mittlere Jahreswindgeschwindigkeit v			5.9 m/s			
Skalenparameter der Weibullverteilung A			6.6 m/s			
Formparameter der Weibullverteilung k			1.88			
Ermittelte Jahresenergieerträge für den Windpark						
Freie Anströmung (Einzel-WEA)			Ergebnisse im Windpark			
WEA-Nr.	v	Ertrag	Kapazitätsfaktor	$E_{t, Wind}$	Ertrag	η_{Park}
[-]	[m/s]	[MWh/a]	[-]	[kWh/m ² /a]	[MWh/a]	[-]
Chr-1	6.0	8'355	31%	768	8'260	98.9%
Chr-2	5.9	8'039	29%	716	7'702	95.8%
Chr-3	5.7	7'455	28%	681	7'326	98.3%
Chr-4	5.8	7'834	30%	722	7'766	99.1%
Mittelwert aller WEA		7'921	29.5%	722	7'764	98.0%
Gesamter Park		31'683		2'888	31'055	

Überschreitungswahrscheinlichkeit und Risikobetrachtung



Der Ertrag des Windparks beträgt 31'055 MWh, sofern der künftige Wind so weht wie in der Vergangenheit und die Modelle die Realität exakt abbilden. Das wird nicht der Fall sein.

Deshalb wird für die weiteren Berechnungen der P75-Wert verwendet.

Von der Ertragsprognose (P75) werden noch die nicht windbedingten Einbussen abgezogen

Bruttoenergieertrag Park P75	27'573 MWh	
./. Verfügbarkeit 3.2%	./. 882 MWh	z.B. Abschaltung wegen Revisionen
Trafo / Kabelverluste 3%	./. 801 MWh	
Leistungsverhalten 0.8 %	./. 207 MWh	
Umgebungsbedingungen 2%	./. 514 MWh	Abschaltungen aufgrund behördlicher Auflagen
Leistungseinschränkungen 5%	./. 1'258 MWh	Abschaltung zur Vermeidung von Kollisionen
Weitere Abschläge 1%	./. 239 MWh	Reserve
TOTAL 15 %	./. 3'901 MWh	
Ertragsprognose für Wirtschaftlichkeit	23'672 MWh	

Was fließt noch in die Wirtschaftlichkeitsrechnung ein?



- Windertragsprognose



- Weitere Abschläge
- (Revisionen, Trafoverluste; Schattenwurf; Fledermäuse;



- Einspeisevergütung
- (KEV)



- Investitionen
- (Windräder; Zuwegung; Netzanschluss; Planung; Gutachten; Ausgleichsmassnahmen ...)



- Betriebskosten
- (Wartungsvertrag; Pacht; Lastabgeltung; Betriebsführung ...)



- Laufzeit; Finanzierung

Fazit

- Es werden möglichst viele Winddaten von verschiedenen Quellen, Qualitäten und Zeiträumen gesammelt.
- Die Daten werden abgeglichen und mit Rechenmodellen auf den jeweiligen Standort und die jeweilige Höhe umgerechnet.
- Aus den Winddaten und der Leistungskennlinie des Windrades ergibt sich die Ertragsprognose.
- Gegenseitige Verschattung wird über den Parkwirkungsgrad berücksichtigt.
- Unsicherheiten sind vorhanden. Diese werden bewertet und mit der Wahl einer Überschreitungswahrscheinlichkeit kompensiert.
- Für die Ertragsprognose werden weitere Verluste abgezogen.
- Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit fließen u.a. die Annahmen zur KEV, Laufzeit, Finanzierung, Investitions- und Betriebskosten etc. ein.



**Vielen Dank für Ihre
Aufmerksamkeit!**

Welche Fragen haben Sie?