

Prognose der Standortgüte - ein Jahr nach Inbetriebnahme (TR10)

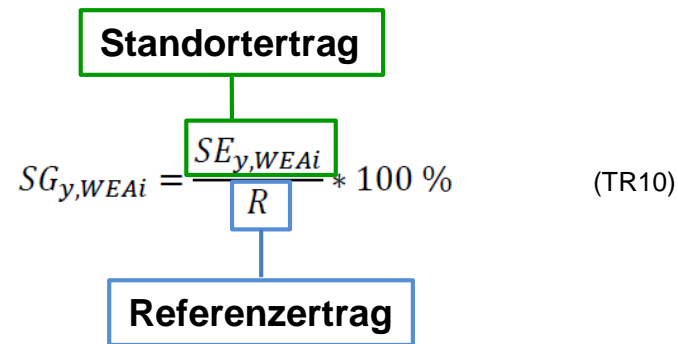
28. Windenergietage in Potsdam

Axel Weiter

anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH

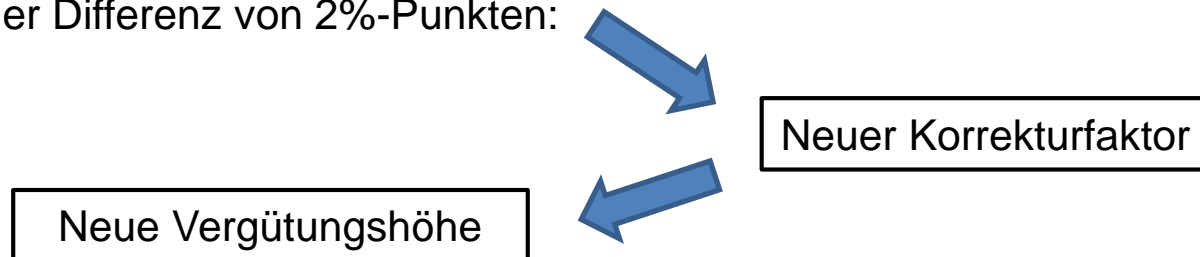
www.anemos.de

- Nach **EEG 2017** muss die Standortgüte nach 5, 10 und 15 Betriebszeit überprüft werden



- Differenz zur Standortgüte **vor** Inbetriebnahme?

- Ab einer Differenz von 2%-Punkten:



	Gütefaktor	Korrekturfaktor
<	70,00%	1,29
SG vor IBN =	70,00%	1,29
	80,00%	1,16
	90,00%	1,07
	100,00%	1
	110,00%	0,94
	120,00%	0,89
	130,00%	0,85
	140,00%	0,81
	150,00%	0,79
>	150,00%	0,79

FGW

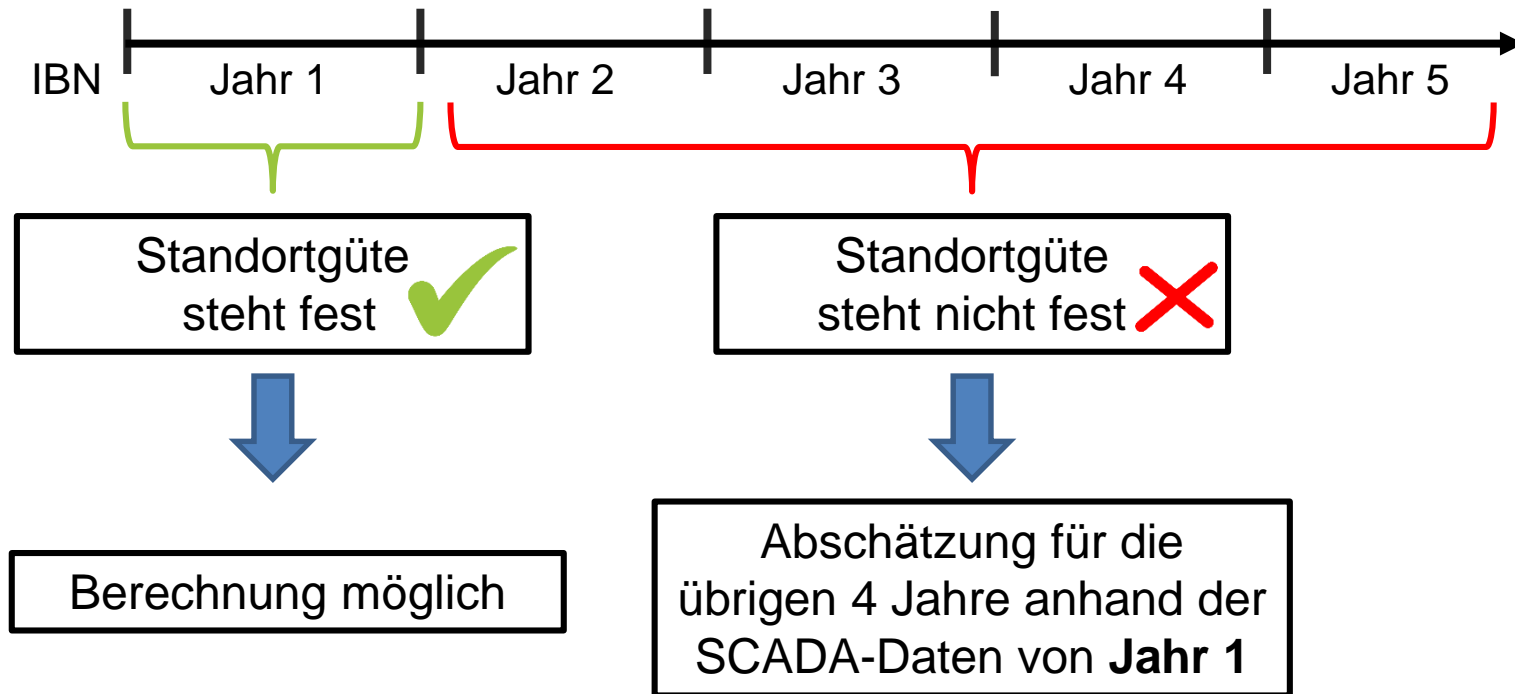
10% geringere Standortgüte
➤ 7% höhere Vergütung

10% höhere Standortgüte
➤ 6% geringere Vergütung

• **Wichtig zu wissen:**

Ist für die Standortgüte nach 5 Jahren eine Differenz von **mehr als 2%-Punkten** zur Standortgüte **vor** Inbetriebnahme zu erwarten?

Wie gut kann man bereits nach **einem Jahr Betriebszeit** die Standortgüte nach 5 Jahren prognostizieren?



Aktuelle Probleme der TR10:

- zertifizierte Zuordnungslisten liegen nicht vor
- Kleinere Uneindeutigkeiten

Vorteil zur Standortgüte **vor** Inbetriebnahme:

- Wind- und Ertragsdaten vom Standort selbst liegen vor
- keine Modellunsicherheit mehr (WAsP, windPRO,..)

- Schritte zur Abschätzung der Standortgüte der **übrigen 4 Jahre**:

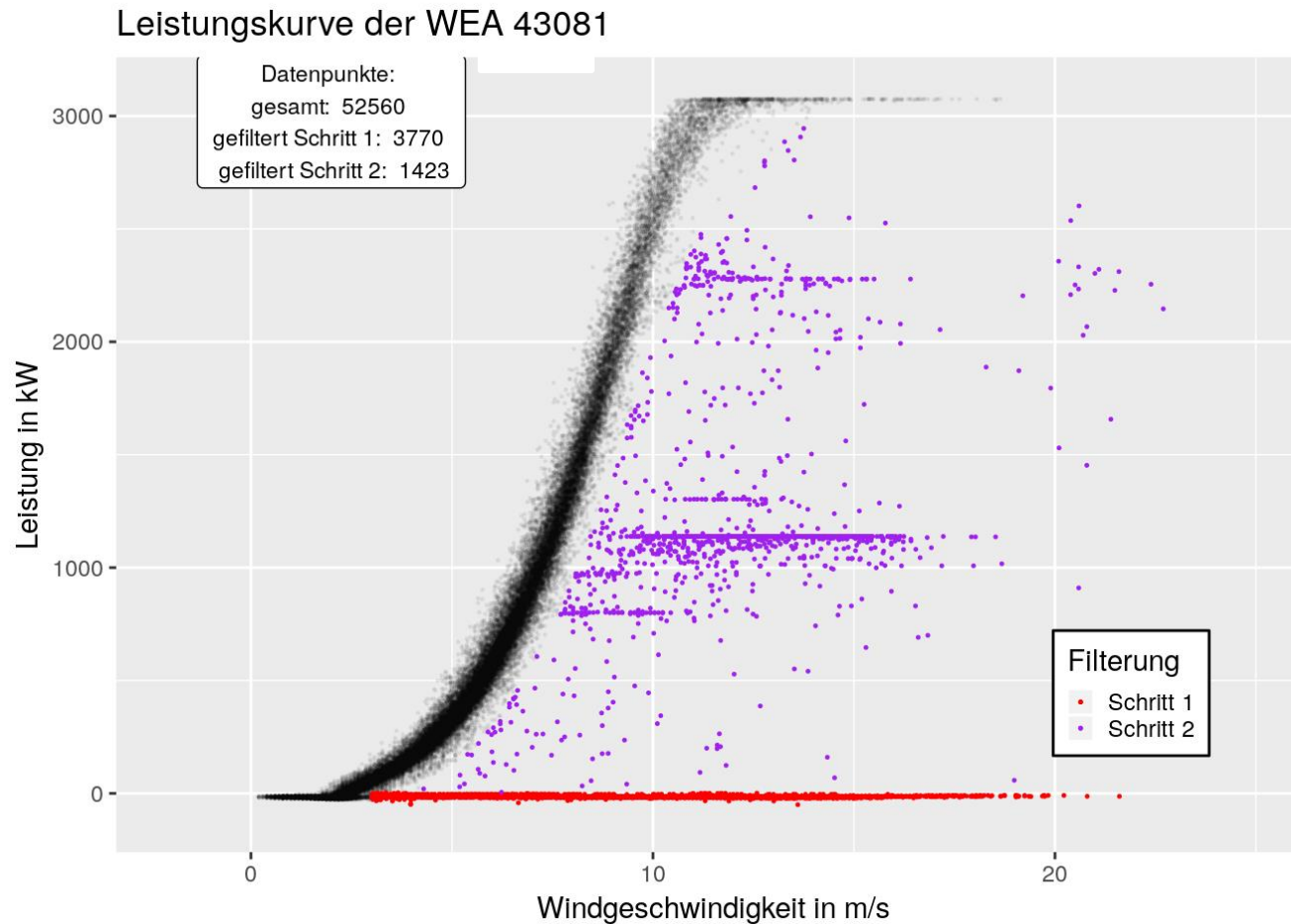
I. Berechnung des Langzeitertrags

II. Berechnung der Variabilität des Ertrags für einen **4-Jahreszeitraum**

- Methoden zur Abschätzung der Standortgüte der **übrigen 4 Jahre**:

	Ertragsindex-Methode	Windatlas-Methode
Komplexität	mittel	umfangreich
Datengrundlage Langzeitbezug	Standortertrag von Jahr 1	gefilterte SCADA-Ertragsdaten von Jahr 1

- Auswertung der SCADA-Daten von **Jahr 1**
- Filterung der unplausiblen Daten; unabhängig von der Vorgehensweise nach TR10



- Methoden zur Abschätzung der Standortgüte der **übrigen 4 Jahre**:

	Ertragsindex-Methode	Windatlas-Methode
Komplexität	mittel	umfangreich
Datengrundlage Langzeitbezug	Standortertrag von Jahr 1	gefilterte SCADA-Ertragsdaten von Jahr 1
Langzeitdaten	Ertragsindex jährlich	Windatlas-Zeitreihe inklusive Wake-Effekte mit zeitl. Auflösung von 10 min

- jährlicher Ertragsindex

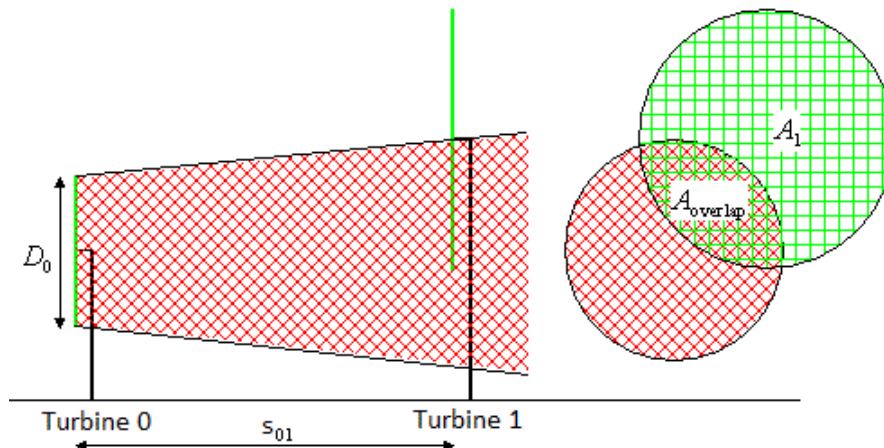
	A	B
		Windatlas D-3km.M2 Cell 189x242 2.0MW Hub height: 100.0 Reference period: 1999 - 2018
1		
2	1997	101.2%
3	1998	114.5%
4	1999	98.0%
5	2000	102.7%
6	2001	93.1%
7	2002	98.7%
8	2003	94.0%
9	2004	102.8%
10	2005	99.3%
11	2006	97.2%
12	2007	111.7%
13	2008	106.5%
14	2009	94.5%
15	2010	96.2%
16	2011	110.7%
17	2012	105.8%
18	2013	95.3%
19	2014	94.5%
20	2015	110.3%
21	2016	91.2%
22	2017	107.8%
23	2018	90.3%

anemos Ertragsindex für Deutschland 3km

- Windatlas-Zeitreihen (10 min)
 - Koppelung der Zeitreihen mit **Wake-Modell**

Output (je WEA):

- Windgeschwindigkeits-Zeitreihe (10 min) inkl. Wake-Effekte



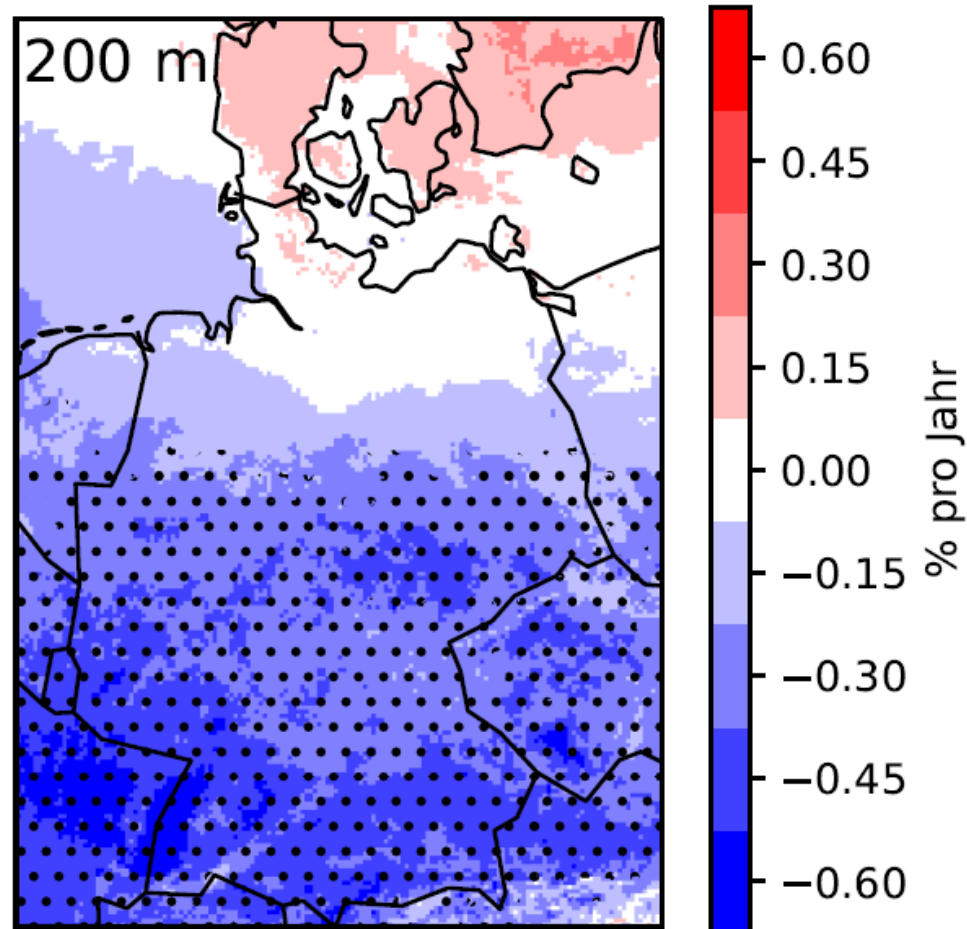
	A	B	C
1	date	wspd164m	dir164m
2	01.01.1998 00:00	6.88	253
3	01.01.1998 00:10	6.8	253
4	01.01.1998 00:20	6.64	252.5
5	01.01.1998 00:30	6.48	251.9
6	01.01.1998 00:40	6.38	251.7
7	01.01.1998 00:50	6.35	251.7
8	01.01.1998 01:00	6.34	251.8
9	01.01.1998 01:10	6.3	252.2
10	01.01.1998 01:20	6.25	252.4
11	01.01.1998 01:30	6.17	251.7
12	01.01.1998 01:40	6.07	250.2
13	01.01.1998 01:50	5.92	249
14	01.01.1998 02:00	5.71	248.8
15	01.01.1998 02:10	5.45	249.2
16	01.01.1998 02:20	5.24	249
17	01.01.1998 02:30	5.16	247.4
18	01.01.1998 02:40	5.17	245.9
19	01.01.1998 02:50	5.19	245.1
20	01.01.1998 03:00	5.19	244.6
21	01.01.1998 03:10	5.14	243.4
22	01.01.1998 03:20	5.12	241
23	01.01.1998 03:30	5.18	239.5
24	01.01.1998 03:40	5.34	238.6
25	01.01.1998 03:50	5.43	236.1
26	01.01.1998 04:00	5.29	227.2
27	01.01.1998 04:10	5.25	217.3
28	01.01.1998 04:20	5.09	219.5

anemos Windatlas für Deutschland 3km

- Methoden zur Abschätzung der Standortgüte der **übrigen 4 Jahre**:

	Ertragsindex-Methode	Windatlas-Methode
Komplexität	mittel	umfangreich
Datengrundlage Langzeitbezug	Standortertrag von Jahr 1	gefilterte SCADA-Ertragsdaten von Jahr 1
Langzeitdaten	Ertragsindex jährlich	Windatlas-Zeitreihe inklusive Wake-Effekte mit zeitl. Auflösung von 10 min
Trendkorrektur der Langzeitdaten	möglich	möglich

- Trend in der Windgeschwindigkeit
(anemos Windatlas für Deutschland 1998-2017)



Master Arbeit Julia Marschall

- Methoden zur Abschätzung der Standortgüte der **übrigen 4 Jahre**:

	Ertragsindex-Methode	Windatlas-Methode
Komplexität	mittel	umfangreich
Datengrundlage Langzeitbezug	Standortertrag von Jahr 1	gefilterte SCADA-Ertragsdaten von Jahr 1
Langzeitdaten	Ertragsindex jährlich	Windatlas-Zeitreihe inklusive Wake-Effekte mit zeitl. Auflösung von 10 min
Trendkorrektur der Langzeitdaten	möglich	möglich
Langzeitbezug	Via Indexwert	10-min-Basis

	A	B
		Windatlas D-3km.M2 Cell 189x242 2.0MW Hub height: 100.0 Reference period: 1999 - 2018
1		
2	1997	101.2%
3	1998	114.5%
4	1999	98.0%
5	2000	102.7%
6	2001	93.1%
7	2002	98.7%
8	2003	94.0%
9	2004	102.8%
10	2005	99.3%
11	2006	97.2%
12	2007	111.7%
13	2008	106.5%
14	2009	94.5%
15	2010	96.2%
16	2011	110.7%
17	2012	105.8%
18	2013	95.3%
19	2014	94.5%
20	2015	110.3%
21	2016	91.2%
22	2017	107.8%
23	2018	90.3%

Beispiel (Jahr 1 = 2018):

$$Langzeitertrag = \frac{Standortertrag_{2018}}{90.3\%}$$

anemos Ertragsindex für Deutschland 3km

- Langzeitbezug auf **10-min-Basis**:
 - Für jede WEA:
Windatlas-Windgeschwindigkeit an gefilterten Ertrag der SCADA-Daten von **Jahr 1** anpassen
 - Skalierte 20-Jahres-Windgeschwindigkeitszeitreihe des Windatlas ergibt den Langzeitertrag

- Methoden zur Abschätzung der Standortgüte der **übrigen 4 Jahre**:

	Ertragsindex-Methode	Windatlas-Methode
Komplexität	mittel	umfangreich
Datengrundlage Langzeitbezug	Standortertrag von Jahr 1	gefilterte SCADA-Ertragsdaten von Jahr 1
Langzeitdaten	Ertragsindex jährlich	Windatlas-Zeitreihe inklusive Wake-Effekte mit zeitl. Auflösung von 10 min
Trendkorrektur der Langzeitdaten	möglich	möglich
Langzeitbezug	Via Indexwert	10-min-Basis
Langzeitbezug von BImSchG- Auflagen (EEG-Kategorie 1)	Nicht möglich	Kann durchgeführt werden
Abschätzung der Variabilität für einen 4-Jahreszeitraum	Via Standardabweichung von 4-Jahres Indexperioden	Monte-Carlo Simulation

	A	B
		Windatlas D-3km.M2 Cell 189x242 2.0MW Hub height: 100.0 Reference period: 1999 - 2018
1		
2	1997	101.2%
3	1998	114.5%
4	1999	98.0%
5	2000	102.7%
6	2001	93.1%
7	2002	98.7%
8	2003	94.0%
9	2004	102.8%
10	2005	99.3%
11	2006	97.2%
12	2007	111.7%
13	2008	106.5%
14	2009	94.5%
15	2010	96.2%
16	2011	110.7%
17	2012	105.8%
18	2013	95.3%
19	2014	94.5%
20	2015	110.3%
21	2016	91.2%
22	2017	107.8%
23	2018	90.3%

anemos Ertragsindex für Deutschland 3km

- Variabilität für einen 4-Jahreszeitraum:
Standardabweichung aller 4-Jahreszeiträume

Skalierte Langzeitreihe des Windatlas
(20+ Jahre) in Jahreserträge unterteilen



via Monte-Carlo große Anzahl
Jahreserträge erzeugen



zufälliges Zusammenstellen von
vielen 4-Jahreszeiträumen



Variabilität für einen 4-Jahreszeitraum ergibt sich aus der
Standardabweichung der 4-Jahreszeiträume

- Methoden zur Abschätzung der Standortgüte der **übrigen 4 Jahre**:

	Ertragsindex-Methode	Windatlas-Methode
Komplexität	mittel	umfangreich
Datengrundlage Langzeitbezug	Standortertrag von Jahr 1	gefilterte SCADA-Ertragsdaten von Jahr 1
Langzeitdaten	Ertragsindex jährlich	Windatlas-Zeitreihe inklusive Wake-Effekte mit zeitl. Auflösung von 10 min
Trendkorrektur der Langzeitdaten	möglich	möglich
Langzeitbezug	Via Indexwert	10-min-Basis
Langzeitbezug von BImSchG- Auflagen (EEG-Kategorie 1)	Nicht möglich	Kann durchgeführt werden
Abschätzung der Variabilität für einen 4-Jahreszeitraum	Via Standardabweichung von 4-Jahres Indexperioden	Monte-Carlo Simulation
Unsicherheit	mittel	niedrig

Generell:

- Mehrere Ertragsindizes bzw. Windatlanten verwenden

zwei Test-Windparks:

- 5 Jahre SCADA-Daten aus der Vergangenheit
 - Standortgüte nach 5 Jahren berechnet

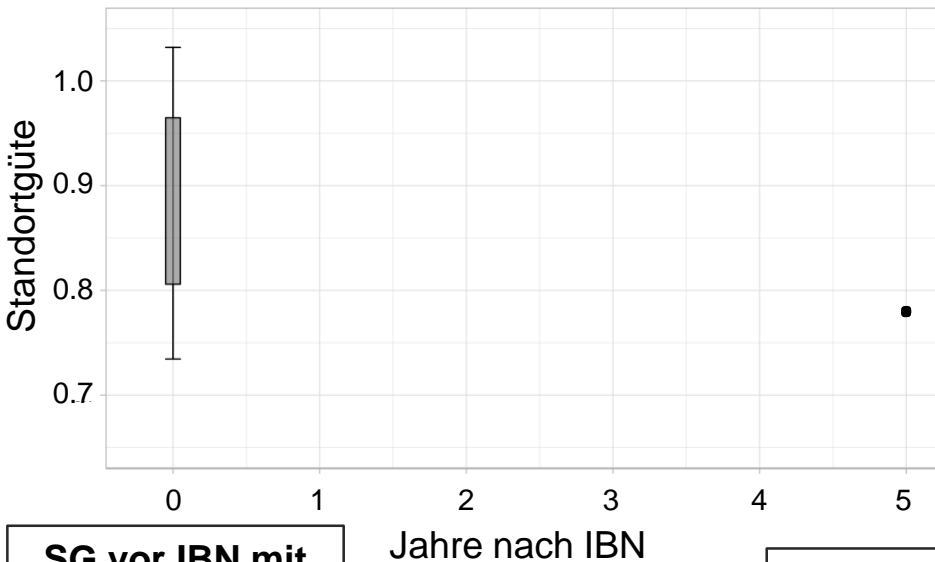


Verifikation:

- SCADA-Daten von **Jahr 1** nehmen und die Standortgüte **nach 5 Jahren** prognostizieren

Windpark I (Mecklenburg-Vorpommern): 6x Vestas V112, 2014-2018

Ertragsindex-Methode

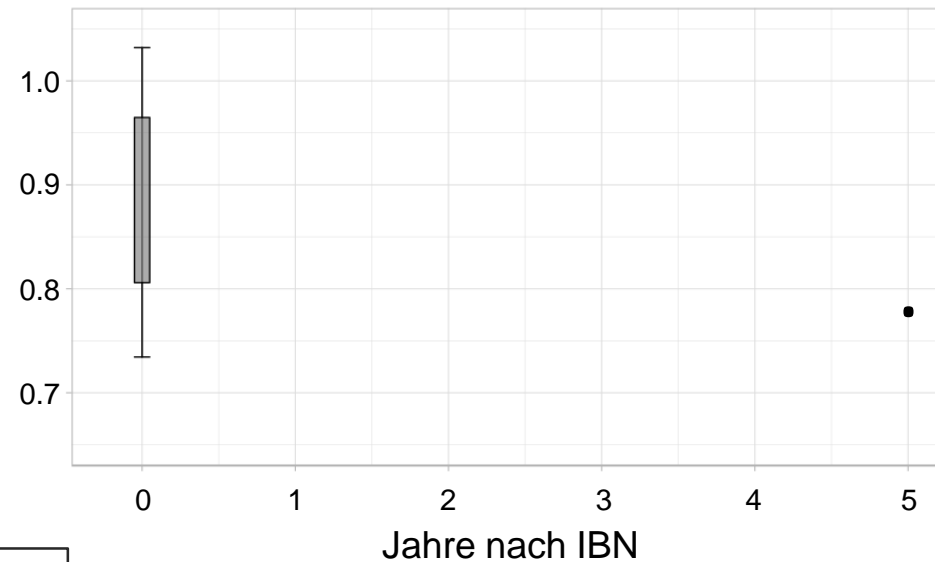


**SG vor IBN mit Gutachten-
Unsicherheit**

Jahre nach IBN

SG nach 5 Jahren

Windatlas-Methode



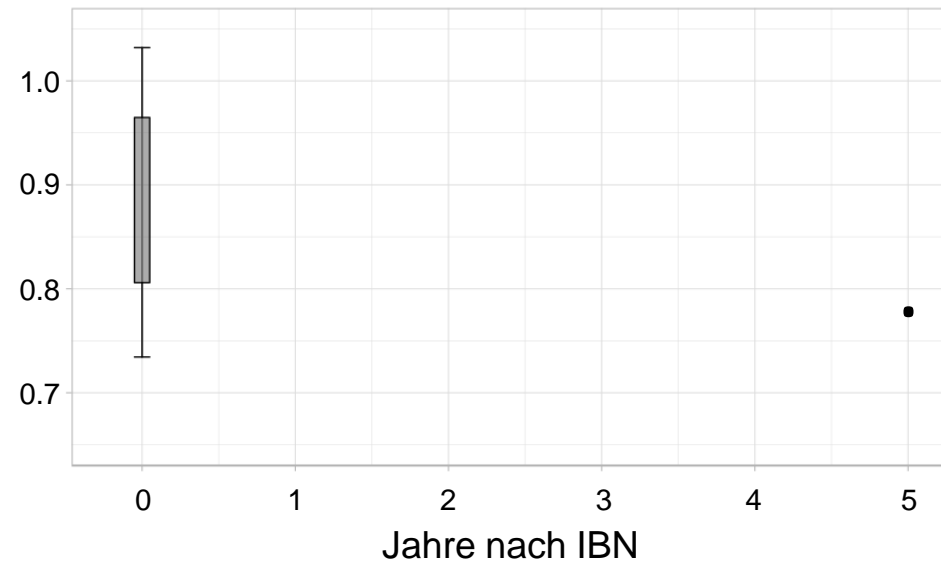
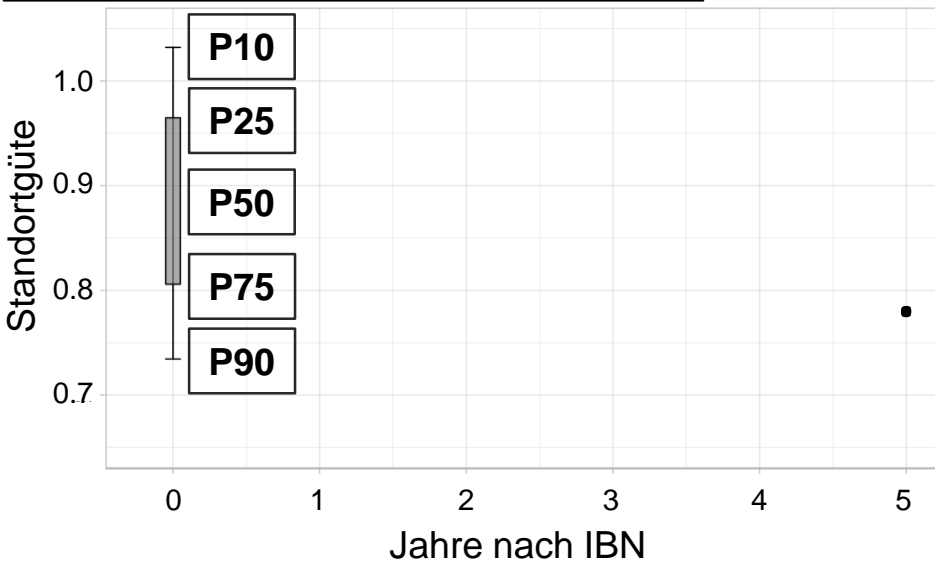
Jahre nach IBN

Windpark I (Mecklenburg-Vorpommern): 6x Vestas V112, 2014-2018

Ertragsindex-Methode

Windatlas-Methode

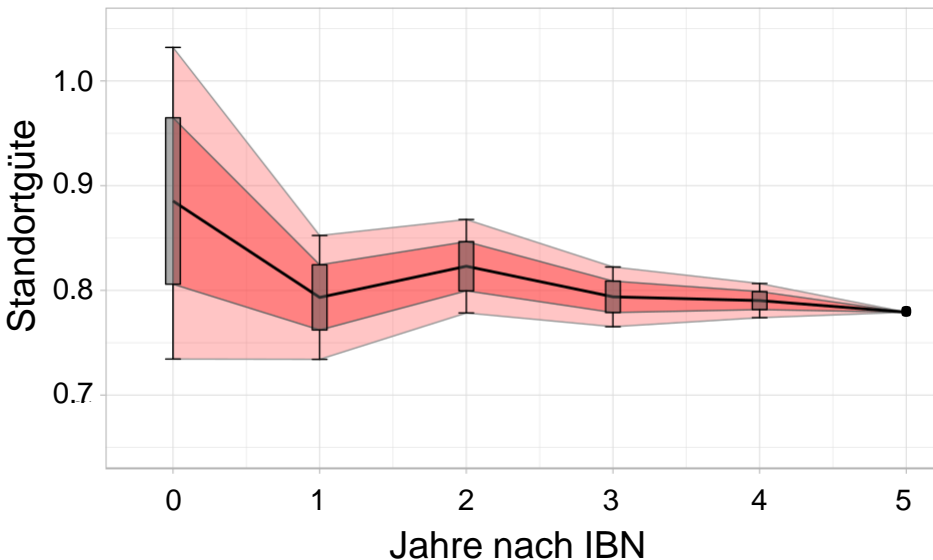
Überschreitungswahrscheinlichkeit



Windpark I (Mecklenburg-Vorpommern): 6x Vestas V112, 2014-2018

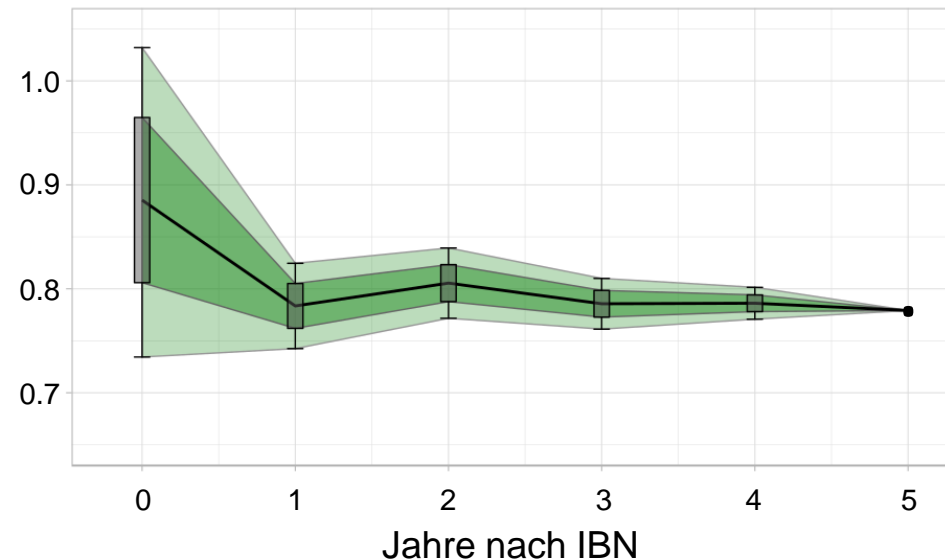
Ertragsindex-Methode

Windjahr: 96.7% 107.3% 92.6% 107.0% 92.0%



Windatlas-Methode

Windjahr: 96.7% 107.3% 92.6% 107.0% 92.0%



- deutlich verbesserte Einschätzung der Standortgüte nach **Jahr 1**
- Windatlas-Methode zeigt bessere Performance (v.a. **Jahr 2**) und erlaubt kleinere Schwankungsbreite

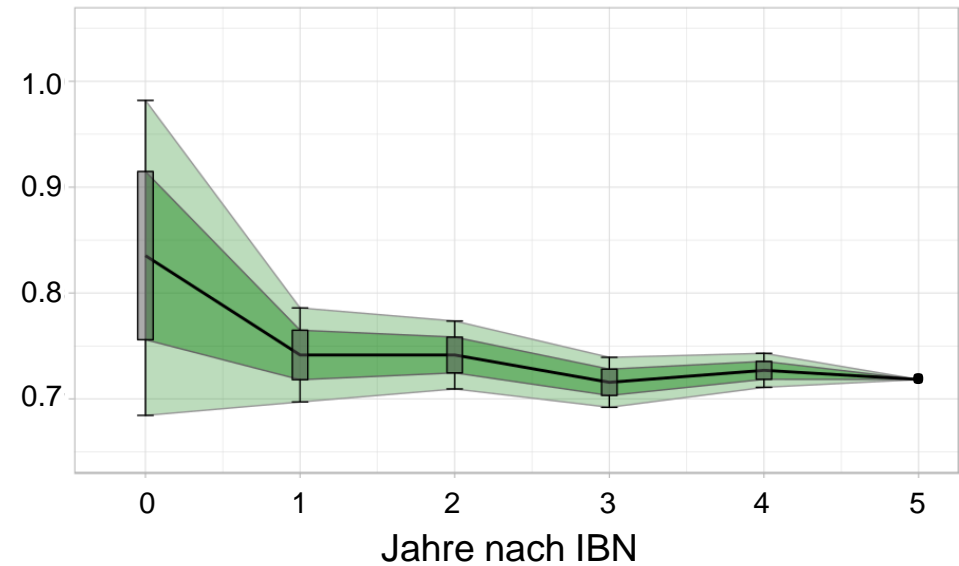
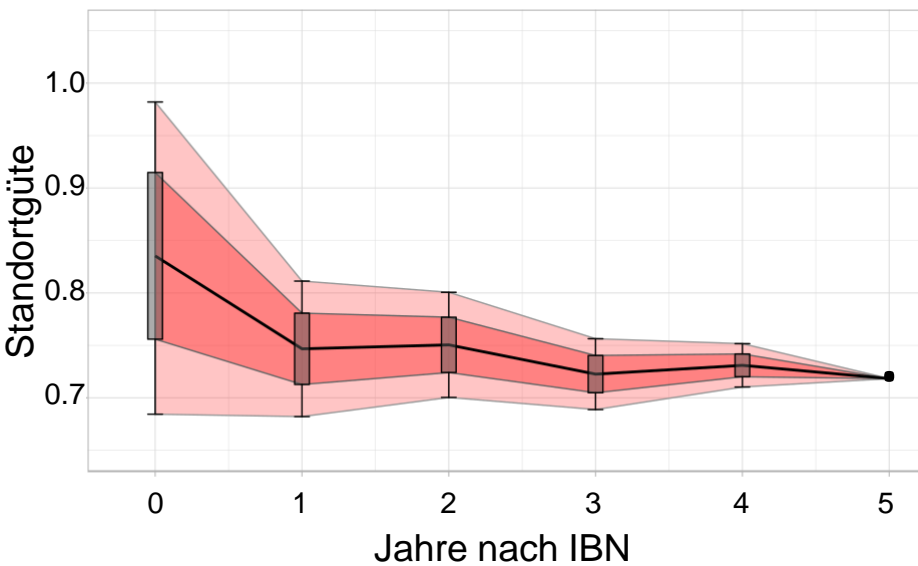
Windpark II (Thüringen): 4x Enercon E82, 2012-2016

Ertragsindex-Methode

Windatlas-Methode

Windjahr: 105.6% 90.7% 88.2% 107.0% 88.4%

105.6% 90.7% 88.2% 107.0% 88.4%



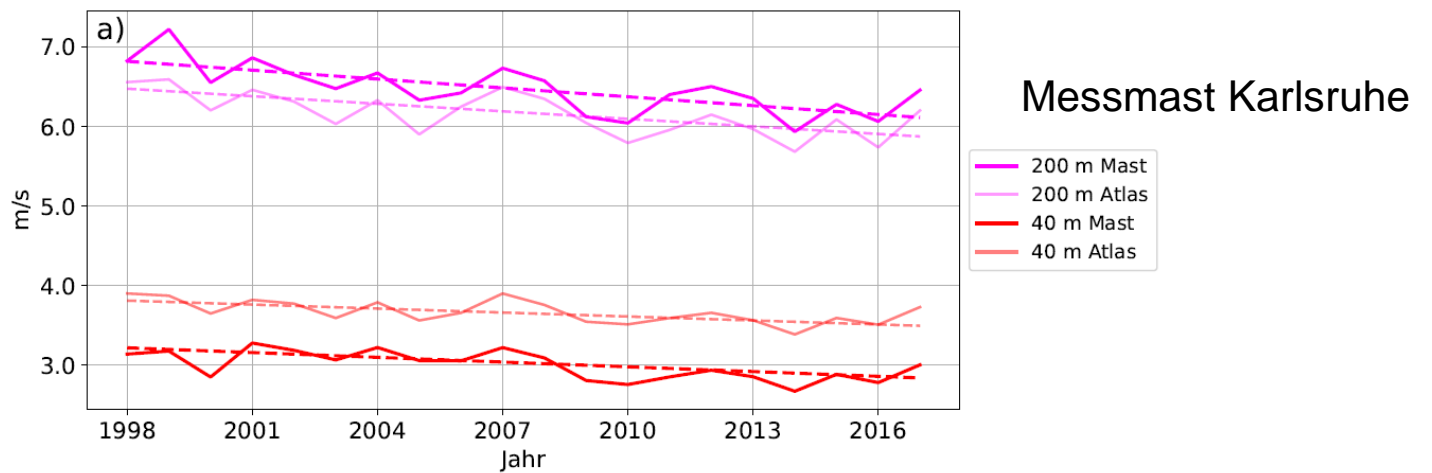
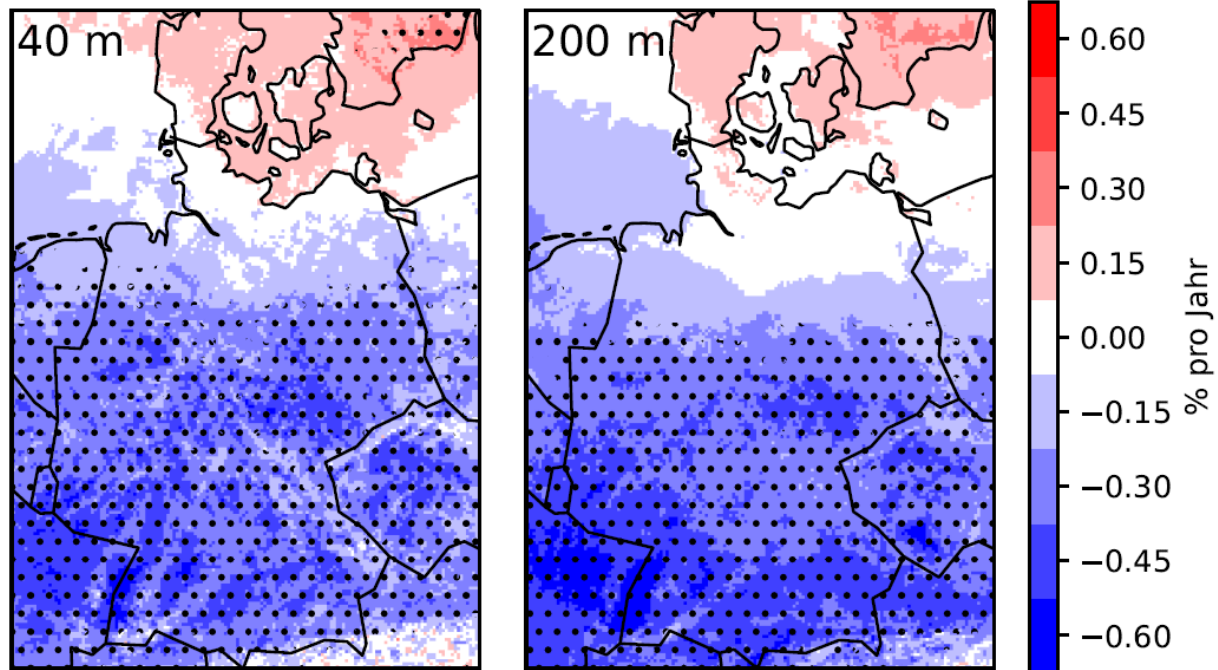
- deutlich verbesserte Einschätzung der Standortgüte nach **Jahr 1**

- Bereits **ein Jahr nach Inbetriebnahme** ist eine gute Einordnung der Standortgüte möglich
 - beide vorgestellten Methoden liefern gute Ergebnisse
 - **Windatlas-Methode** bietet aufgrund der feineren Methodik genauere Ergebnisse sowie eine geringere Schwankungsbreite
- **Prognose der Standortgüte nach Jahr 1 ist sehr zu empfehlen**

Vielen Dank für die Aufmerksamkeit!

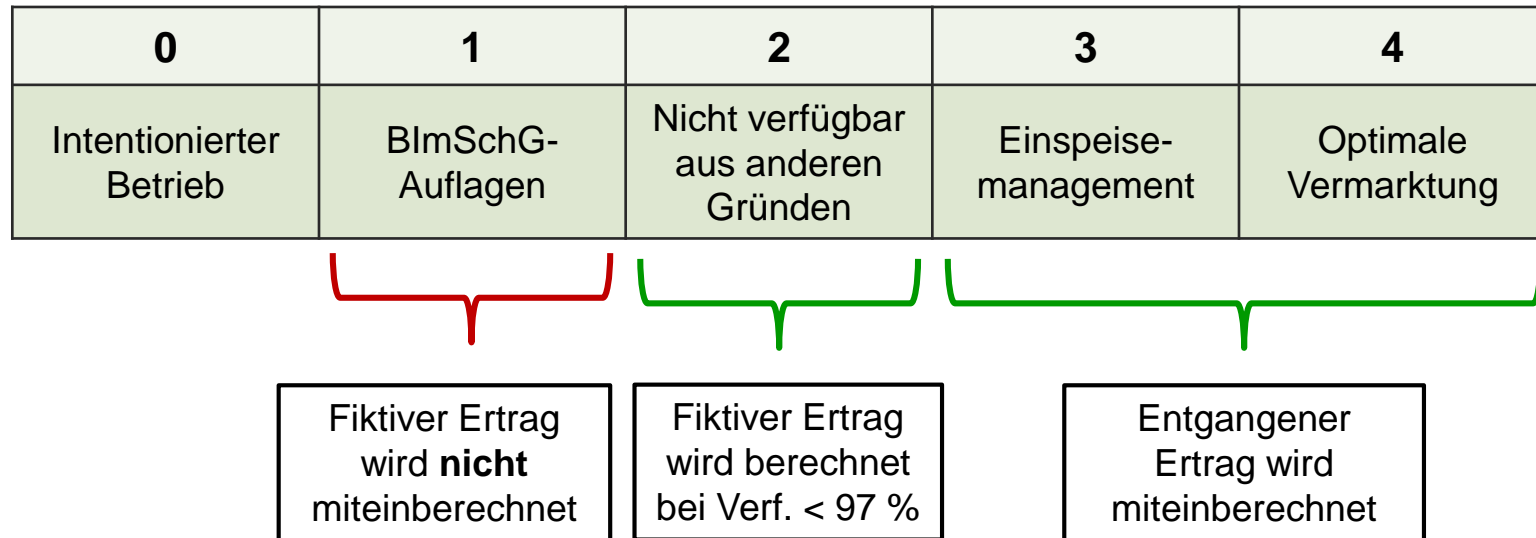
Unsicherheitskomponenten:

- Ertragsdaten
- Langzeitbezug
- zeitlicher Anteil EEG-Kategorien (v.a. BImSchG-Auflagen)



EEG-Kategorien:

frei nach TR10



- **Problem:** Fledermaus-, Vereisungsverluste, etc. können in **Jahr 1** deutlich über/unter dem Durchschnitt (Langzeitertragsverlust) liegen (Fledermausmonitoring!)
- Hat Einfluss auf den Standortertrag, da bei EEG-Kategorie 1 der entgangene Ertrag **nicht** enthalten ist

- Zwei unabhängige Windatlanten auf 10-min-Basis
- anemos Windatlanten für Deutschland

Windatlas	D-3km.M2	D-3km.E5
Gebiet	Deutschland	Deutschland
Datenbasis	MERRA2	ERA5
Downscaling-Modell	WRF	WRF
horiz. Auflösung	3 km	3 km
Zeitliche Auflösung	10 min	10 min
Zeitraum	1997 - aktuell	1999 - aktuell