



KEY**WIND**energy

Knowledge is the Key – Wind Energy is the Source.

Erosion an der Blattvorderkante:

Wieviel Geld kosten Erosionsschäden?

Windenergietage Potsdam

11. November 2021

Forum 17 – Profi(t) am Wind X

Jan Liersch

Key Wind Energy GmbH

www.keywind.de





Weiterbildung und
Schulungen



Technische Beratung



Forschung und
Entwicklung

ETL

Materialprüfstand für
Erosionsschutzsysteme

KErMiD

Bewertung von
Erosionsbedingungen

robina

Geführte Rotorblattinspektion
und Schadensdokumentation

Advisory & Consulting

Marktanalysen und Studien,
Projektprüfungen (TDD)

KWE Performance Check

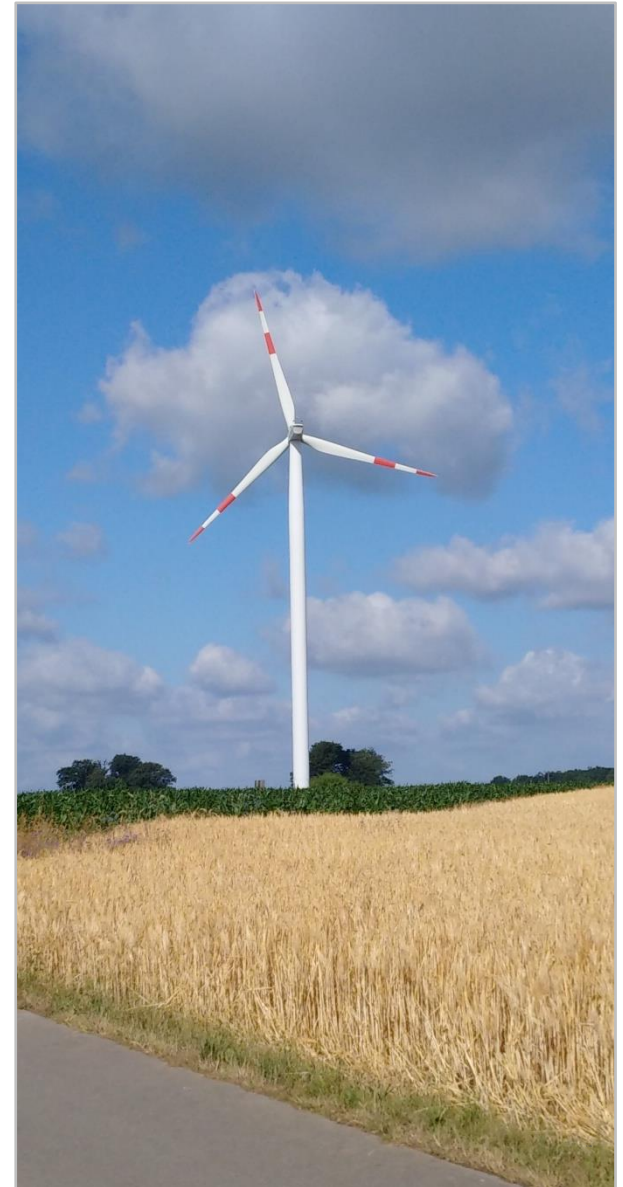
Betriebsqualität und
Bewertung von Windparks

Weiterbildung und Schulungen

Inhouse Seminare und
White Label Lösungen

Erosion am WEA-Rotorblatt

- ▶ Bedingungen und Szenarien für Erosion am Rotorblatt
- ▶ Welche negativen Auswirkungen hat Erosion?
- ▶ Ertragsminderung durch geschädigte Vorderkanten
- ▶ Gegenmaßnahmen und Vermeidungsstrategien



Vorderkantenerosion am Rotorblatt

Schönheitsfehler oder gravierender Mangel?

- ▶ Rotorblätter sind hohen Belastungen über lange Einsatzzeiten ausgesetzt
- ▶ Erosion ist ein abrasiver Verschleiß der Blattoberfläche an der Vorderkante im Außenbereich
- ▶ Einflüsse auf den Schadensfortschritt:
 - Materialeigenschaften
 - Applikationsqualität
 - Standortbedingungen



Seilpartner Windkraft GmbH

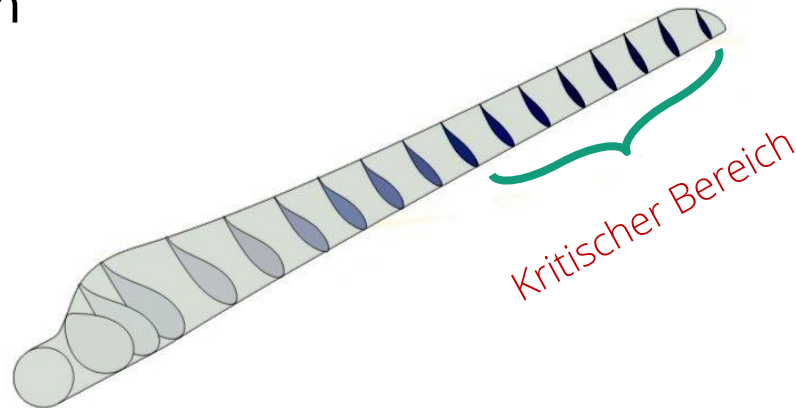
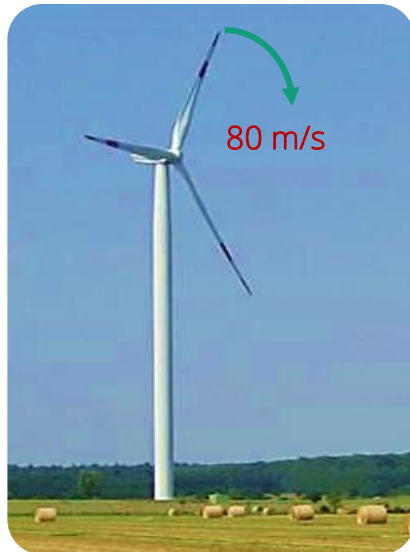
Erosion an der Blattvorderkante - Worum geht es?

- ▶ Rotorblätter sind optimal ausgelegt:
 - Gute Leistungskurve für verschiedene Betriebsbereiche
 - Hoher Auftrieb, wenig Widerstand
 - Geringe Verluste (Reibung, Blattspitze, Nachlaufdrall)
- Geringes Gewicht (Leichtbau)
- Wenig Betriebsgeräusche
- Lange Einsatzzeit (bis 25 Jahre oder länger...)
- ▶ Im Betrieb aber u.a. Verschleiß an der Vorderkante
 - Höchste Umfangsgeschwindigkeit: 70m/s – 100m/s an der Spitze
 - Wassertropfen und Stäube belasten die Oberfläche
 - Salz, Säure, Bio-Aerosole, weitere Umweltchemikalien
- ▶ Konsequenz: *Unerwartet hohe Schäden nach kurzer Zeit*

Erosion an der Vorderkante – Erosionsursachen

Hohe Blattspitzengeschwindigkeiten verursachen Erosionseffekte und Beschädigungen am Blatt

- ▶ Hohe Blattspitzengeschwindigkeiten
- ▶ Raue Standortbedingungen
- ▶ Lange Umweltexposition



- ▶ Das äußere Drittel ist der Bereich, in dem Erosionsschäden auftreten und auch der Bereich, der am meisten zur Energiegewinnung beiträgt.

Umfangsgeschwindigkeiten am Rotorblatt von WEA



Quelle: Key Wind Energy GmbH

Erosion an der Vorderkante – Erosionsursachen

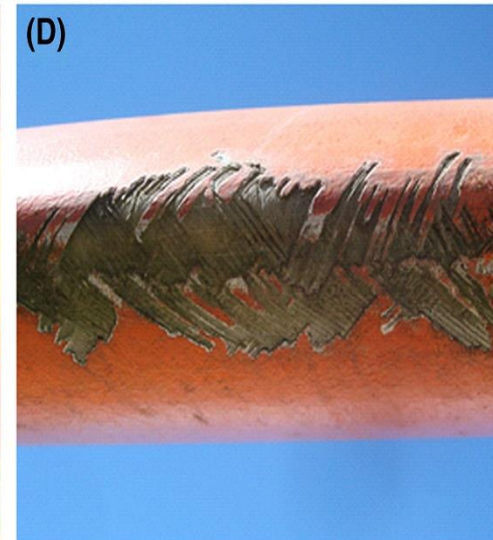
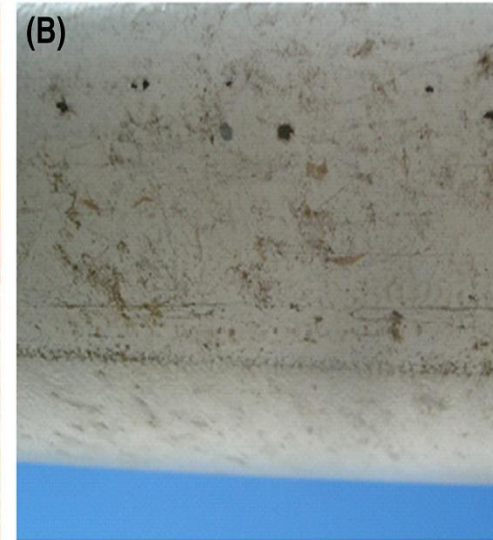
- ▶ An der Vorderkante treffen Fremdkörper zuerst auf
- ▶ Hohe Relativgeschwindigkeit bedeutet hohe Einschlagsenergie
- ▶ Art der Schädigung stark abhängig von Erosionsursache
- ▶ Erosionsmilieu standortbedingt unterschiedlich und unbekannt
- ▶ Vorderkantenschutz nicht an Standortbedingungen angepasst
- ▶ Mögliche Vorschädigungen (Transportschäden/Qualitätsmängel)



Rempel, L. Rotor blade leading edge erosion-real life experiences. *Wind Syst. Mag.* 2012, 11, 22–24.

Stadien der Erosion

- ▶ **A:** Grübchenbildung
- ▶ **B:** Vergrößerung der Vertiefungen führt zu Rissbildung
- ▶ **C:** Fortschreitende Erosion und Kraterbildung
- ▶ **D:** Delamination



Stadien der Erosion

- ▶ **A:** Grübchenbildung
- ▶ **B:** Vergrößerung der Vertiefungen führt zu Rissbildung
- ▶ **C:** Fortschreitende Erosion und Kraterbildung
- ▶ **D:** Delamination



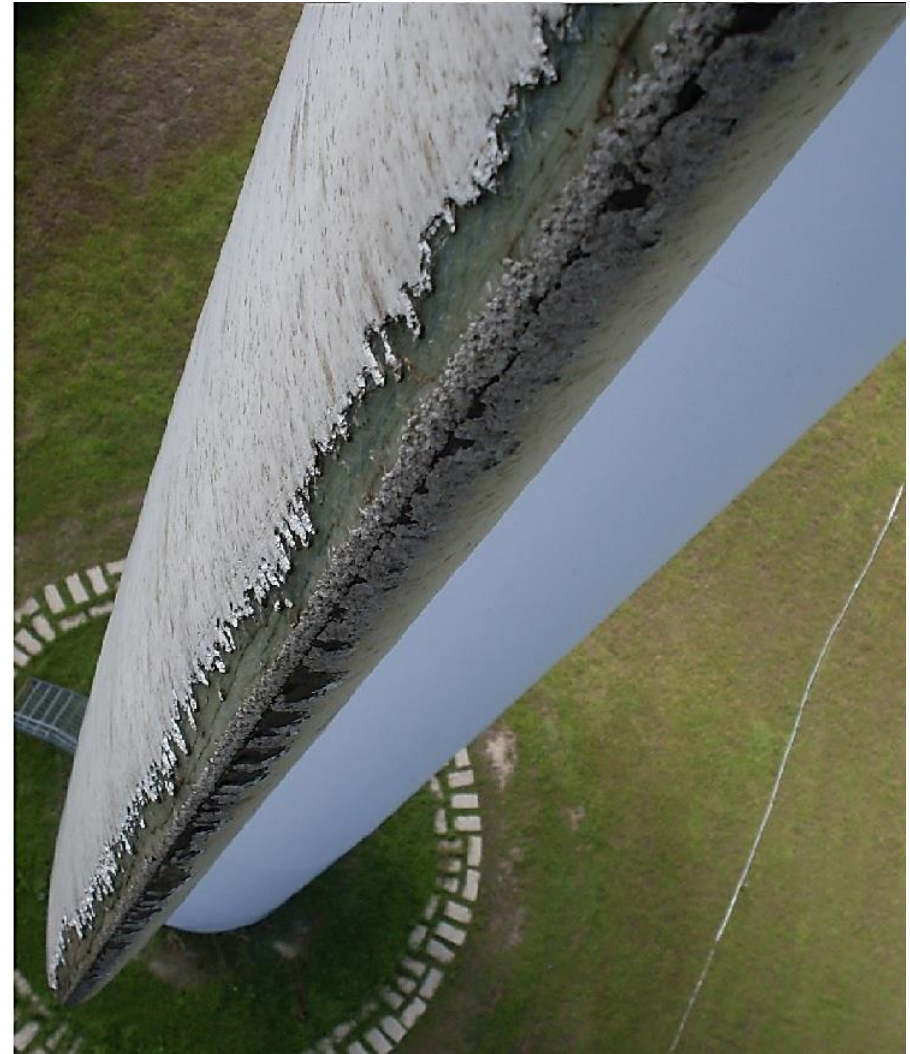
Elhadi Ibrahim M, Medraj M. Water Droplet Erosion of Wind Turbine Blades: Mechanics, Testing, Modeling and Future Perspectives. *Materials*. 2020; 13(1):157. <http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>

Erosion an der Vorderkante – Praxisbeispiele



Seilpartner Windkraft

Erosion an der Vorderkante – Praxisbeispiele



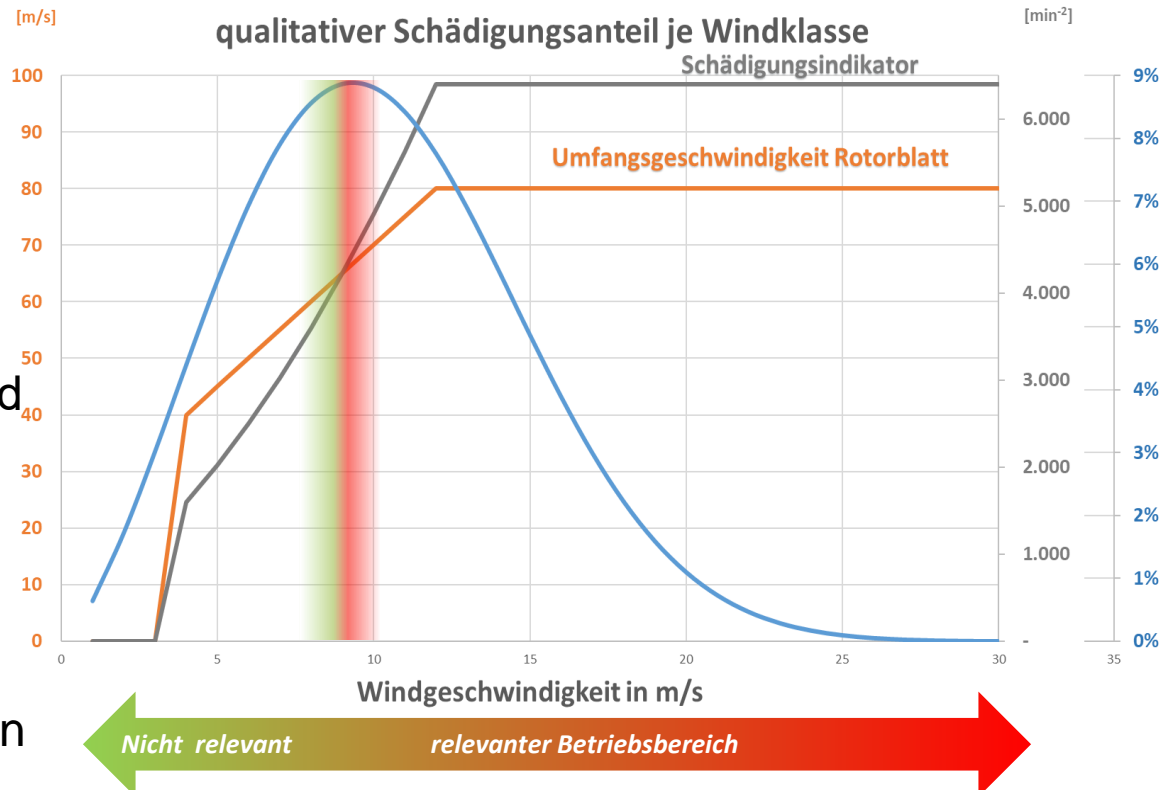
Quelle: Seilpartner Windkraft

Abschätzung Erosionsmilieu

WEA-Drehzahl gibt Aufprallgeschwindigkeit vor

- ▶ die Relativgeschwindigkeit ist
 - abhängig von Drehzahl (und Windgeschwindigkeit)
 - deutlich höher als Fallgeschwindigkeit eines Tropfens (abhängig von Tropfengröße, aber kleiner als 10m/s)

- ▶ Rotorblatt „sieht“ durch Wind und Rotation eine größere Regenmenge als projizierte Fläche auf dem Boden
- ▶ Tropfengröße und Regenintensität hängen zusammen



Vorderkantenerosion am Rotorblatt

- ▶ Typen von Erosion
 - Wassertropfenerosion
 - Partikelerosion

Quelle: sainshandwindpark.mn



- ▶ Erosionsmilieu – Einflussfaktoren für Erosionsbelastungen
 - hohe Abhängigkeit von Standortbedingungen
 - Qualität von Blattmaterial und Beschichtung
 - Blattstruktur und Dynamik (Dehnung, Spannung)

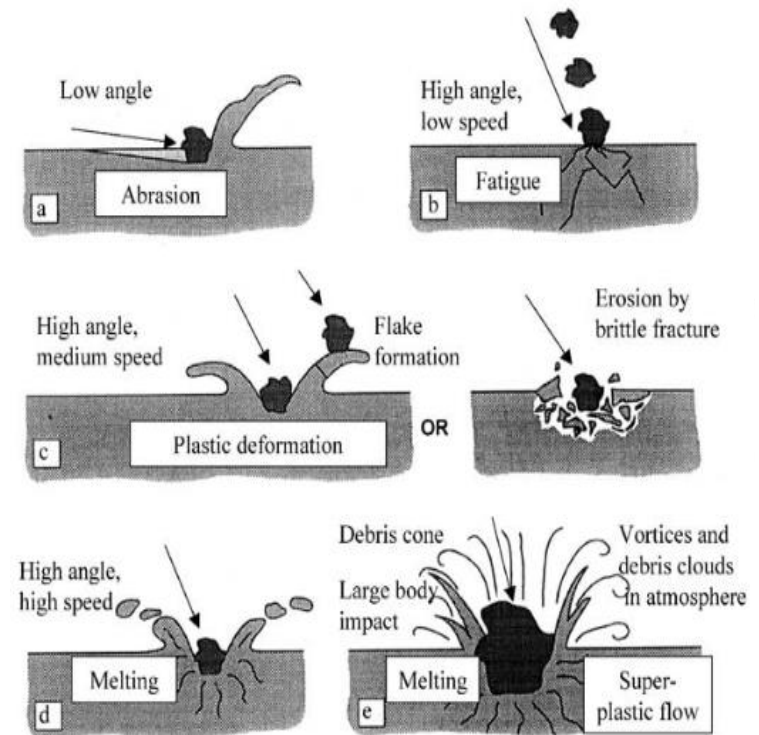
Partikelerosion - Entstehung

Schädigungsvorgang

- ▶ kleine Partikel furchen bei niedrigem Aufprallwinkel das Material
- ▶ bei größeren Aufprallwinkeln bewirken sie Materialermüdung

Einflussfaktoren

- Materialien der Stoßpartner
- Partikeldurchmesser
- Partikelform
- Auftreffgeschwindigkeit
- Auftreffwinkel
- Vorschädigung des Materials
- Partikelkonzentration
- Partikelrotation



Quelle: N.-. M. Barkoula und J. Karger-Kocsis, „Process and influencing parameters of the solid particle erosion of polymers and their composites“

Regenerosion – Entstehung

Zwei Phasen bei der Regenerosion:

1. Einschlag

- Druckstoß in Oberfläche durch stoppenden Tropfen (Wasserhammerdruck bis zu 3500bar)
- Induzierte Spannungswellen pflanzen sich unter der Oberfläche fort

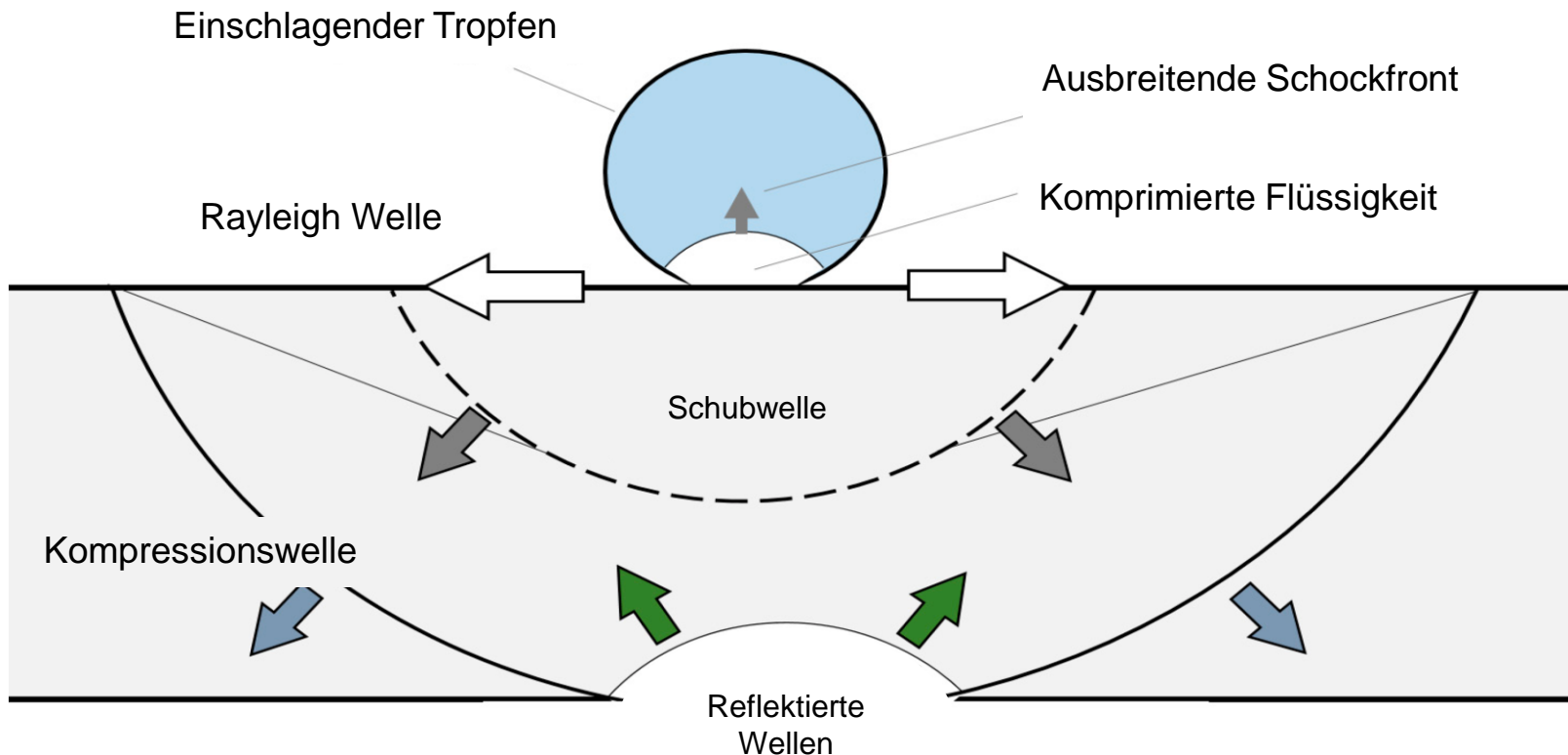
2. Dekompression und Mikrojetting

- Dekompression im Tropfen
- Seitlicher Ausfluss entlang der Rotorblattoberfläche

Regenerosion – Entstehung

- ▶ Zwei Phänomene im wesentlichen verantwortlich für Regenerosion

2. Induzierte Spannungswellen im Material



Erosionsmilieu Tropfen - Niederschlag

Niederschlagsart	Durchmesser in mm	Eigenschaften	Fallgeschwindigkeit in m/s
Hagel	5 – 25	in warmen Jahreszeiten, in mittleren Breiten, tritt selten auf	8-20
Regen	0,5 – 5	Konvektiver Regen bei aufsteigenden Wolken	2-8
Sprühregen	0,1 – 0,5	Stratifomer Regen aus Stratuswolken	1-5
Wolkentröpfchen	0,02 – 0,10		0,01-0,25

Extreme Niederschlagsmengen in Deutschland

Menge	Ort	Dauer	Datum
126 mm	Füssen (Ostallgäu)	8 Min.	25.05.1920
245 mm	Münster (LANUV)	2 Std.	28.07.2014
312 mm	Zinnwald-Georgenfeld	1 Tag	12.08.2002
779 mm	Aschau-Stein	1 Monat	Juli 1954

▲ Beispiele für in Deutschland erfasste, sehr extreme Niederschlagsmengen. Die genannten Niederschlagshöhen treten seltener als einmal in 100 Jahren auf.

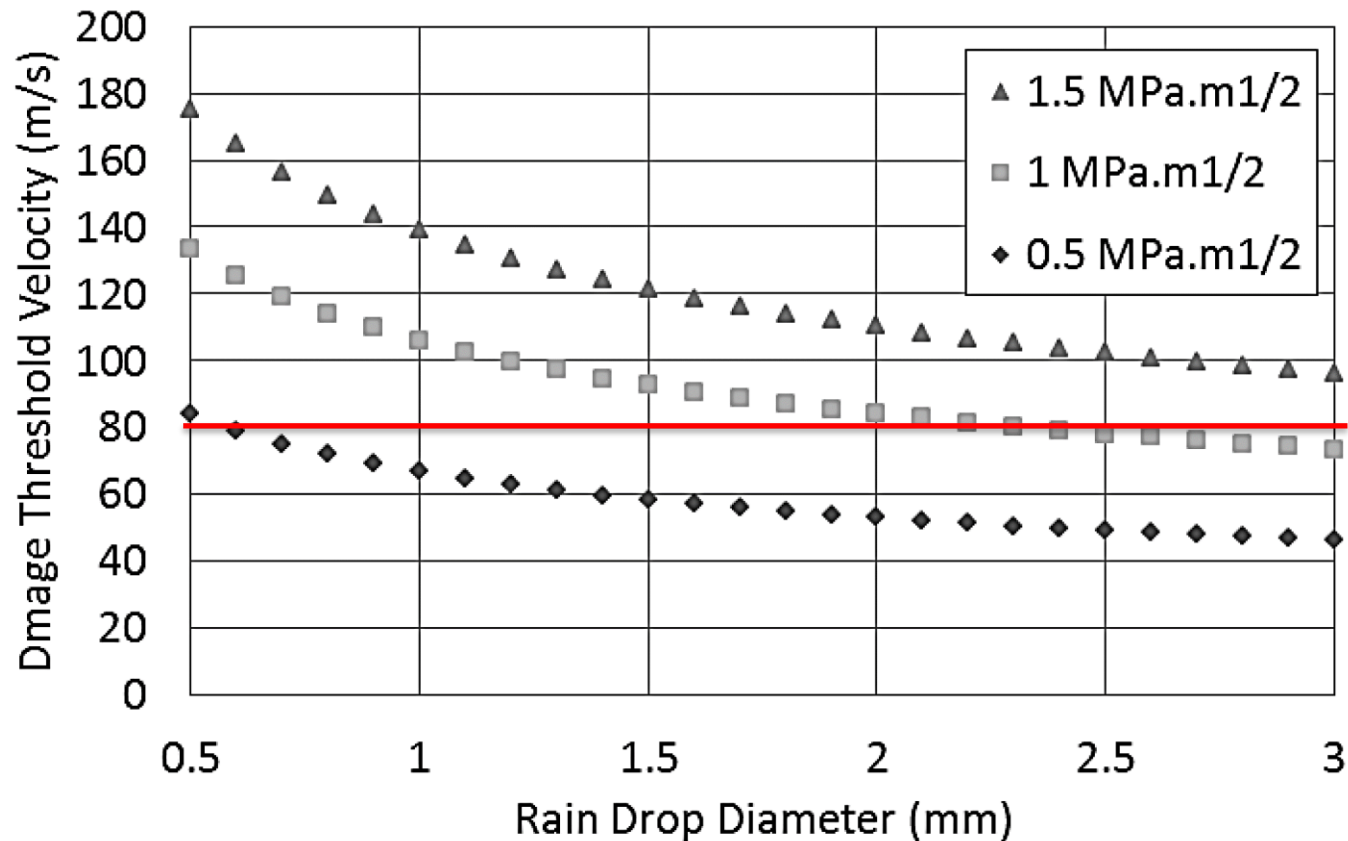
Wiederkehrintervalle von Niederschlagsmengen

D	5 Min.	15 Min.	30 Min.	1 Std.	3 Std.	6 Std.	24 Std.	72 Std.
T = 1 a	8	15	19	24	40	60	120	180
T = 10 a	18	32	40	45	80	110	200	320
T = 100 a	30	45	60	80	100	140	280	450

▲ Auflistung von maximalen Niederschlagshöhen (in mm) je Dauerstufe (D), die statistisch einmal in 1, 10 und 100 Jahren in Deutschland auftreten (Wiederkehrintervall T).

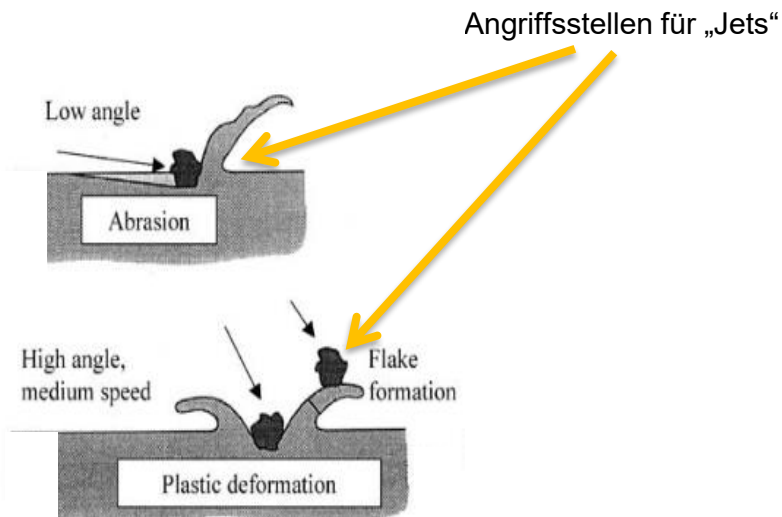
Grenzgeschwindigkeit für verschiedene Epoxy

- ▶ Grenzwerte des Beginns der Schädigung für Epoxy mit unterschiedlicher Bruchzähigkeit:

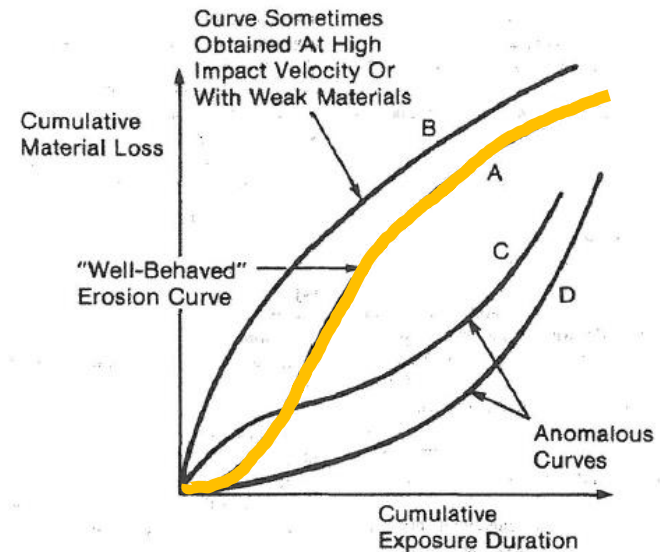


Erosionsmilieu – Kombination Regen- und Partikel

- ▶ Initialschäden (Vorschädigung) durch Partikelauflprall, Kratzer, Blitzeinschläge o.ä.



Quelle: N.-. M. Barkoula und J. Karger-Kocsis, „Process and influencing parameters of the solid particle erosion of polymers and their composites“



Quelle: ASTM G73-10

Quantifizierung Erosionsmilieu

Erosionsmilieu verschiedener Standorte

Nr.	Vegetationsklasse	Durchschnittliche Staubsturm Häufigkeit [Tage/Jahr]
1	Wüste	79.4
2	Steppe	32.5
3	Graslandschaft	3.7
4	Waldlandschaft	1.5
5	Tundra	1.1

Standort	KWE Windklassen	Windgeschwindigkeit in m/s
Onshore	1 - 2	$0 < v_{wind} < 7$
Nearshore	3 - 5	$7 < v_{wind} < 8,6$
Offshore	5 - 7	$8,1 < v_{wind}$

Windpark	Standort	Typ	KWE Windklasse	Vegetations- klasse	Jährlicher Nieder- schlag in mm/a
Alta Wind Energy	Kalifornien	Nearshore	3 - 5	3	300
BARD Offshore 1	Nördlich von Borkum	Offshore	4 - 7	4	800
Fântânele-Cogealac	Rumänien	Onshore	1	4	600
Gansu	China	Onshore	1	2	50
London Array	London	Offshore	4 - 6	4	750
Roscoe	Texas	Onshore	1 - 3	3	750
Tarfaya	Marokko	Nearshore	3	2	15
Thanet	Kent (England)	Nearshore	2 - 4	4	750

Standardisierte Erosionstests

Gibt es einen Teststandard für die Windbranche?

Nein, aber...

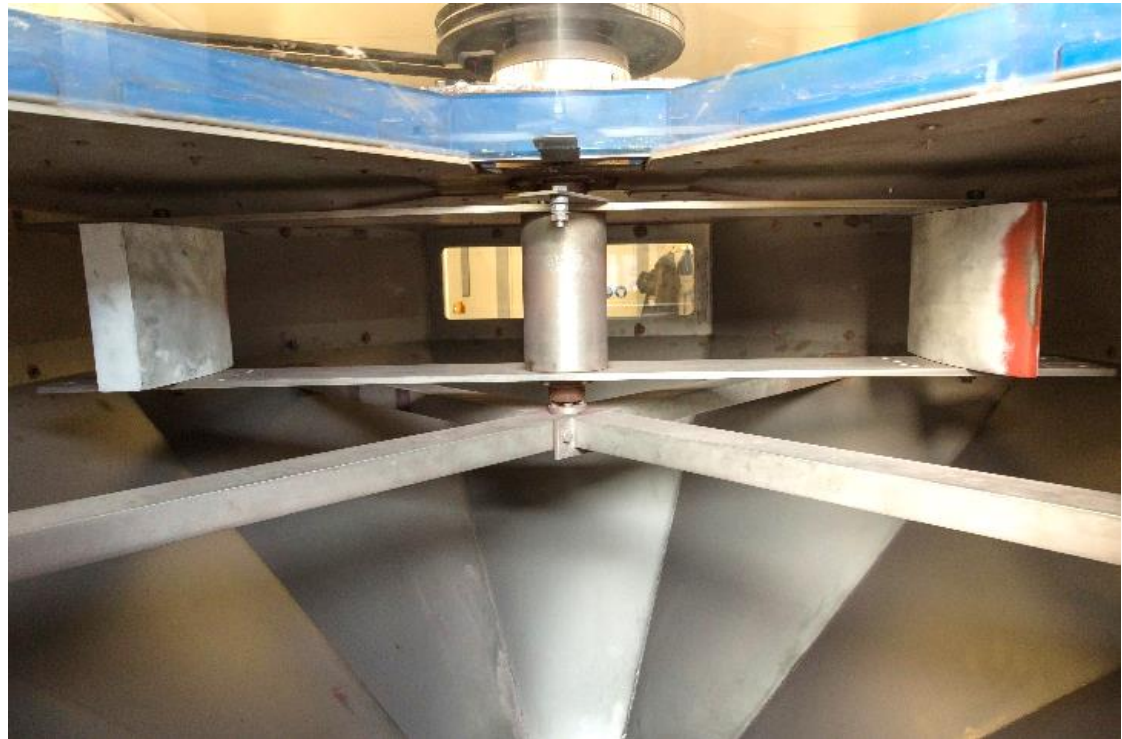
- ▶ Europäische Vornorm/Technische Spezifikation
 - DIN ISO/TS 19392:2018-04 Beschichtungsstoffe - Beschichtungssysteme für Rotorblätter von Windkraftanlagen
 - Teil 1: Mindestanforderungen und Bewitterung
 - Teil 2: Bestimmung und Bewertung der Beständigkeit gegen Regenerosion mittels rotierendem Arm
 - Teil 3: Bestimmung und Bewertung der Beständigkeit gegen Regenerosion mittels Wasserstrahl

- ▶ International:
 - **DNVGL-RP-0171**: 2018-02 Recommended Practice: Testing of rotor blade erosion protection systems (auch „nur“ Regenerosion)



„Helikopter“-Teststand:

- ▶ Kompakte Bauweise
- ▶ vertikaler Drehachse
- ▶ 2 Probenkörper
- ▶ Horizontales Einbringen von Tropfen- oder Sandpartikel
- ▶ Schnelle und einfache Bedienung
- ▶ Wechsel von Wasser- und Sandtests ohne Umbau
- ▶ Maximale Zeitraffung (time lapse factor)



Blick in die Testkammer aus Einstrahlrichtung

Features

- ▶ Realitätsnahe Kontur der Vorderkante (Blattprofil)
- ▶ Realistische Umströmung der Vorderkante
- ▶ Großer Testbereich: 300mm Blattelement
- ▶ Materialaufbau wie im Freifeld
- ▶ Realistische Test-Geschwindigkeiten (z. B. 85m/s)
- ▶ Sandtests mit wählbaren Korngrößen und Formen wie am Standort
- ▶ Tropfengröße einstellbar
 - Einbau von Fehlstellen (Falten, Löcher, Blasen o.ä.)
 - Vorschädigungen (z. B. UV-Belastung, Extremtemperaturen, etc.)



Quelle: KWE

Tropfen-Erosion



Quelle: KWE

Testszenario E (beendet)
4,5h Testzeit \cong 5 Jahre Betriebszeit *)

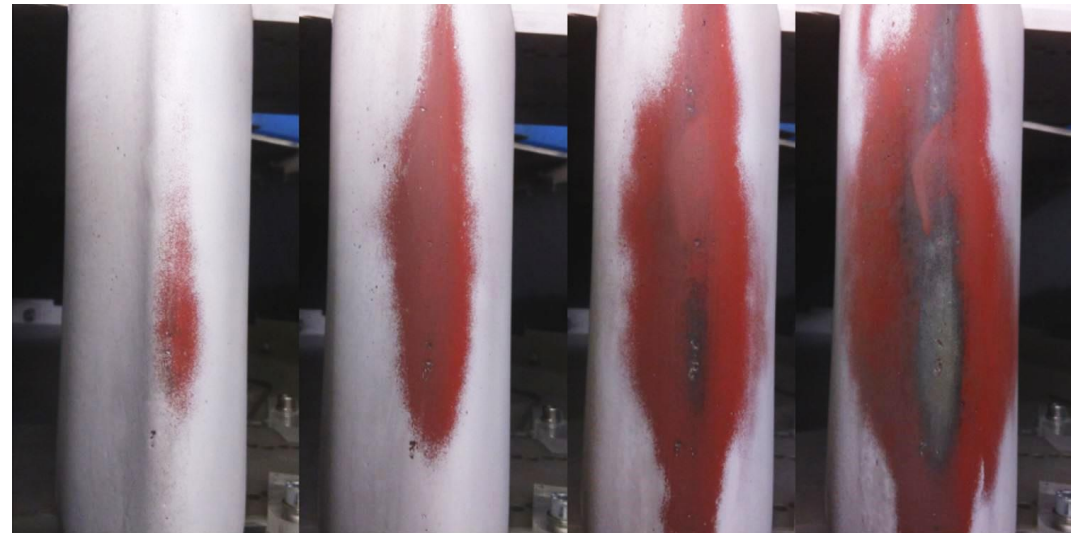
Sand-Erosion

Nach 15 min

20 min

25 min

30 min Testzeit



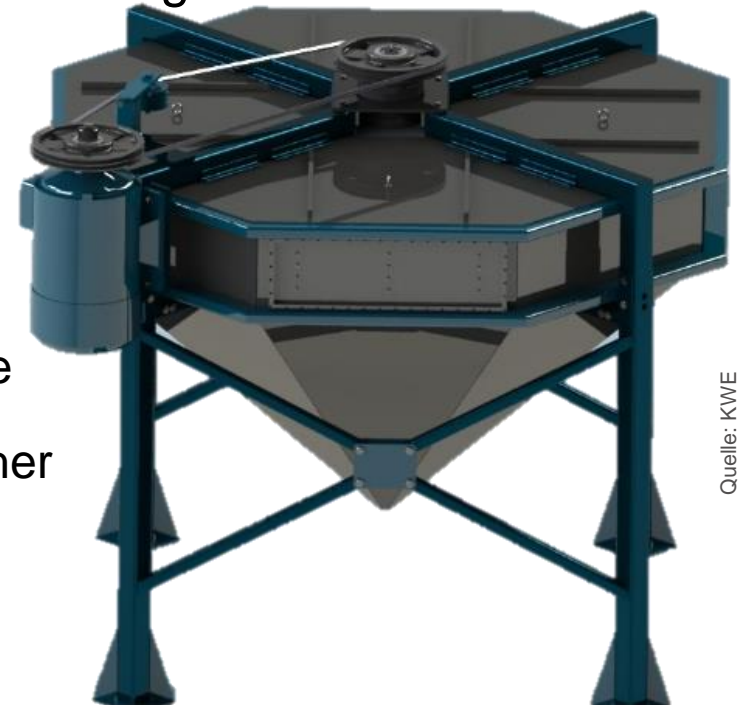
Quelle: KWE

Testszenario δa (Schadensverlauf)
2,3 Kg auftreffende Partikel (ca. 30min Testzeit) \cong 5 Jahre Betriebszeit *)

*) *statistische Aussage für untersuchten Standort*

Flexibel – Wiederholbar – Aussagekräftig

- ▶ Standardtestverfahren
 - Analyse und Vergleich verschiedener Beschichtungen
- ▶ Individueller Test und optimale Standortanpassung
 - Verschiedene Partikel und Einspritzmengen
- ▶ Vielseitige Ergebnisverwertung
 - Direkter Vergleich von Beschichtungen
 - Standorteignung bestimmter Schutzsysteme
 - Gezielte Analyse und Auswertung spezifischer Beschichtungen
 - Verständnis und Vergleich erosiver Schadensbilder



Quelle: KWE

AEP Verluste durch Erosionsschäden

Leistungsverlust aufgrund veränderter Tragflächeneigenschaften (Univ. of Illinois 2014)

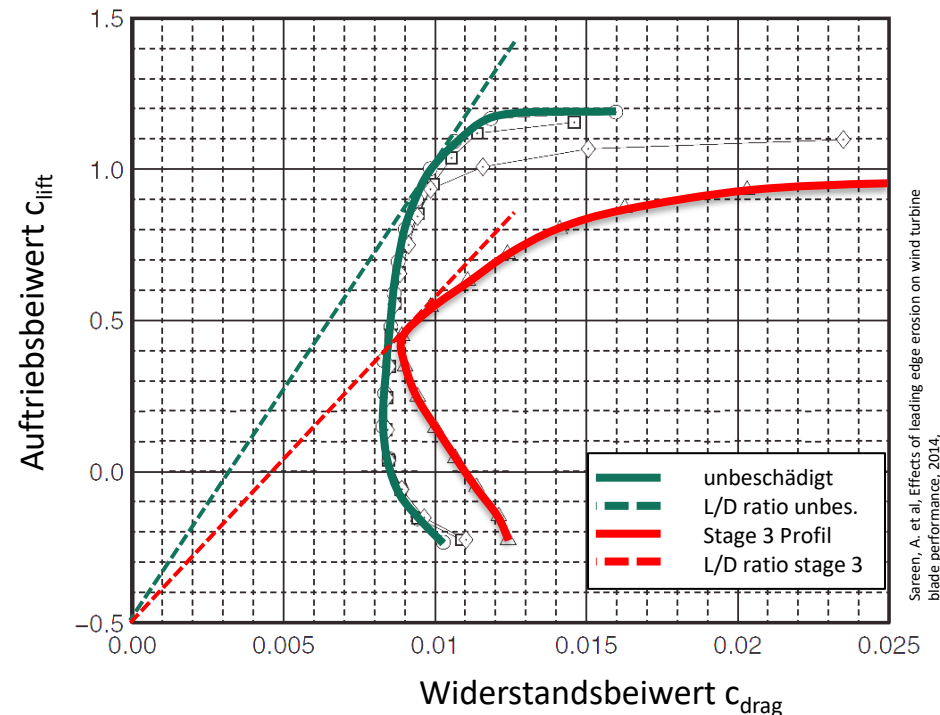
Kleine Vertiefungen (pits) auf Flügelprofil (0,5mm) für die Vermessung

Erosionsbedingung	ΔC_{drag}	ΔC_{lift}
Stage 1 (100 pits)	+6%	-0,07
Stage 2 (200 pits)	+80%	-0,12
Stage 3 (400 pits)	+150%	-0,15

AEP Verlust für 2.5 MW Klasse in Stage 2:

3% – 5% Ertragsverlust *

**) Abhängig von der mittleren Windgeschwindigkeit und Windverteilung*



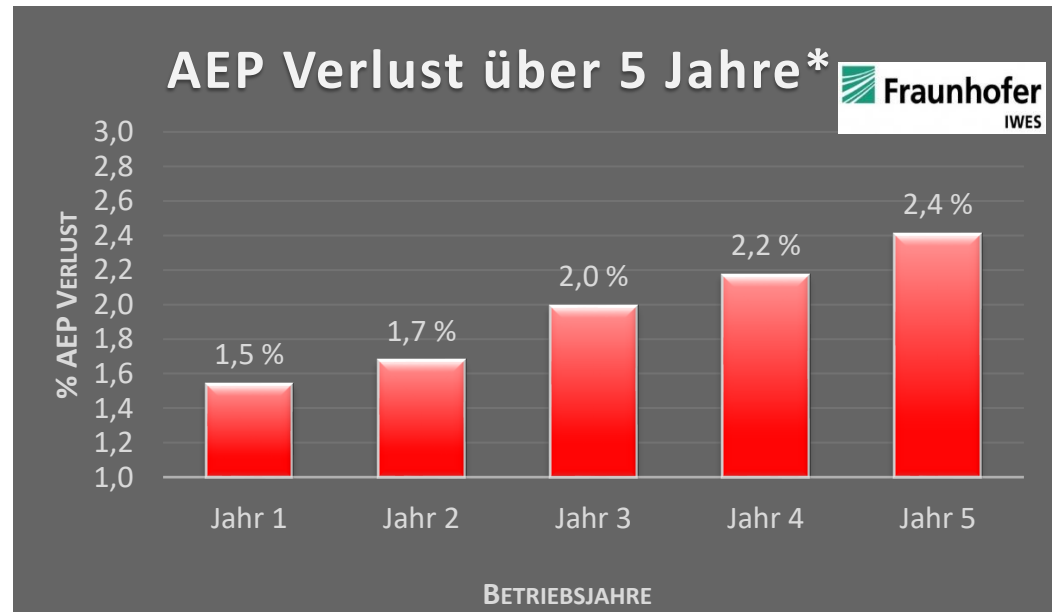
Sareen, A. et al. Effects of leading edge erosion on wind turbine blade performance, 2014.

AEP Verluste durch Erosionsschäden

Beispiel: AEP Verlust durch Regenerosion

Onshore Windturbine, küstennah:

- 3MW
- 100m Rotordurchmesser
- 100m Nabenhöhe
- 600 l/m² Regenmenge pro Jahr



Quelle: Interner Workshop mit Fraunhofer IWES 2019

*Ohne Volllaststunden

- ▶ AEP ohne Erosion*
(Mittel über 5 Jahre): 3.930 MWh
- ▶ AEP mit Erosion*
(Mittel über 5 Jahre): 3.850 MWh
- ▶ Ertragsverlust: 80 MWh

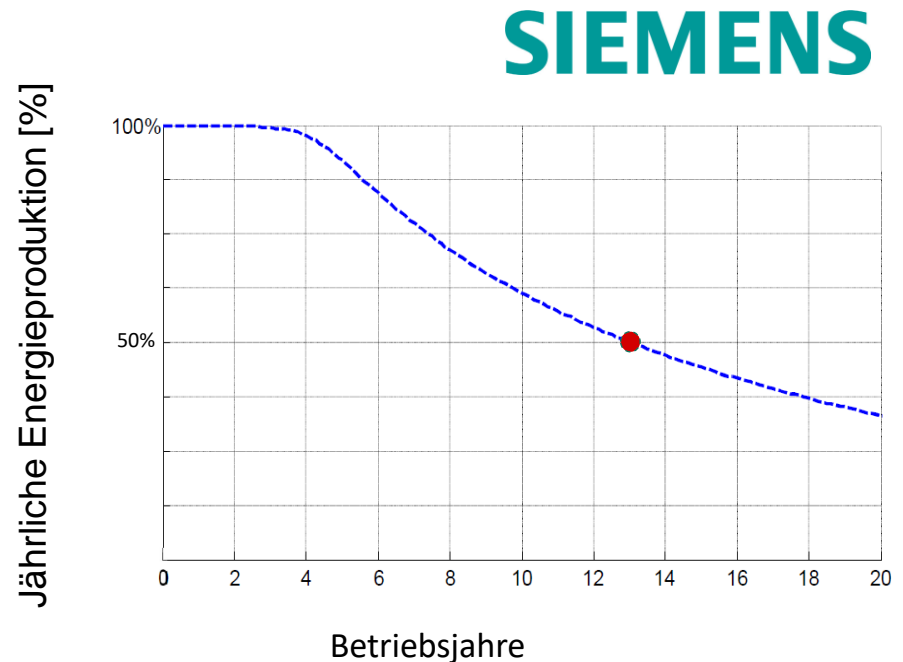
→ **2% AEP Verlust**

AEP Verluste – Praxiserfahrungen

AEP Verschlechterung über die Lebensdauer einer Anlage, Siemens windpower (US)

- ▶ Fast keine Verschlechterung in den ersten drei Jahren (Inkubationsphase)
- ▶ Danach starker Abfall der jährlichen Energieproduktion
 - Der äußere Blattradius wird immer mehr beschädigt
 - Verlust von Auftrieb, höherer Blattwiderstand

50% Ertragsverluste nach 13 Jahren



Eisenberg, D.; Steffen, S.; Stege, J. Leading Edge Protection Lifetime Prediction Model Creation and Validation

Bspw.: Anlage erzeugt 6.000MWh im Jahr
2% → 120MWh Verlust (4.800€*)
10% → 600MWh Verlust (24.000€*)

*: Einspeisevergütung von 4 ct/kWh

Zusammenfassung Auswirkungen

Technische Auswirkungen

- ▶ Reduzierte Leistung durch aerodynamische Verluste
- ▶ Veränderte „optimale“ Betriebspunkte (Erosions-Fehl-Pitch)
- ▶ Höhere dynamische Belastungen
- ▶ Folgeschäden durch Risswachstum
- ▶ Eindringende Feuchtigkeit

Wirtschaftliche Auswirkungen

- ▶ Verluste im Jahresertrag (Annual Energy Production – AEP)
- ▶ Reduzierte Betriebszeit
- ▶ Höhere Reparaturkosten durch unvorhergesehene Reparaturen
- ▶ Weniger Potenzial zur Verlängerung der Lebensdauer

Auswertung aus Diagramm ...

Betriebszustand	Auftriebsbeiwert c_A	Widerstandsbeiwert c_W	Pitchwinkel	Gleitzahl (aerodyn. Effizienz)
optimales Blatt	1,00	0,010	8°	100
erodiertes Blatt bei normal-Pitch	0,95	0,025	8°	38
erodiertes Blatt bei korrigiertem Pitch	0,50	0,008	2°	62,5

$$\text{Gleitzahl } \epsilon = \frac{c_W}{c_A}$$

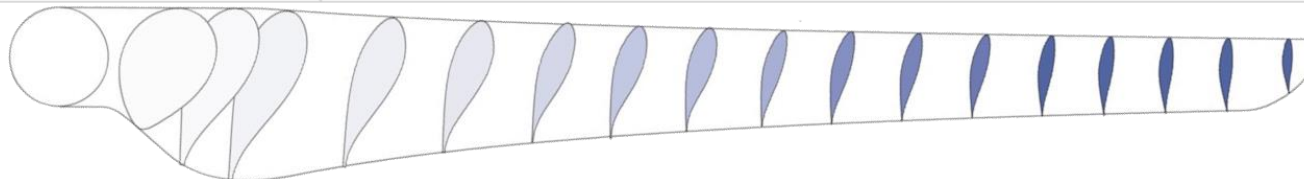
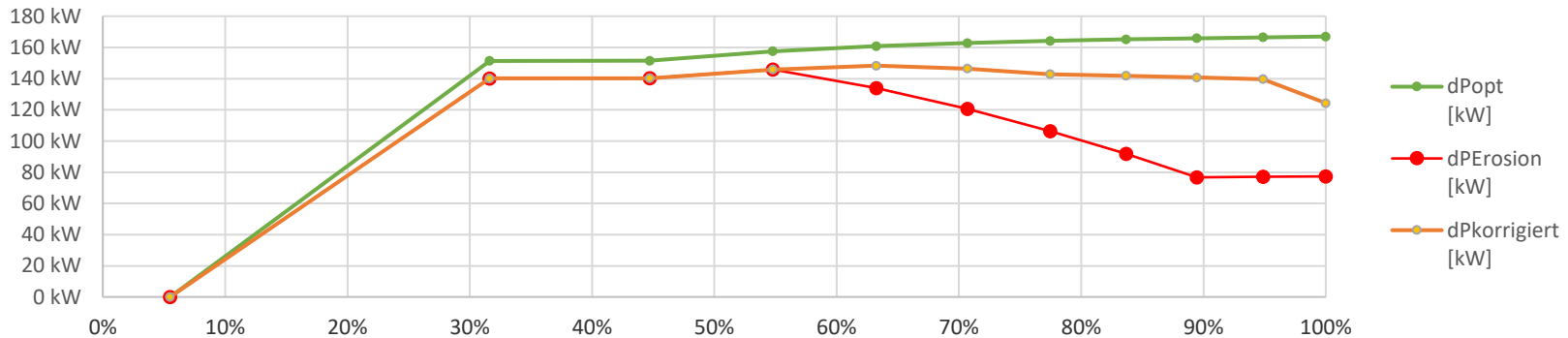
Erodiertes Blatt liefert nur noch 1/3 Leistung
Pitch-Korrektur verbessert auf 1/2 Leistung

Auswertung über Rotorblattlänge

▶ Leistungssegmente pro Blattabschnitt

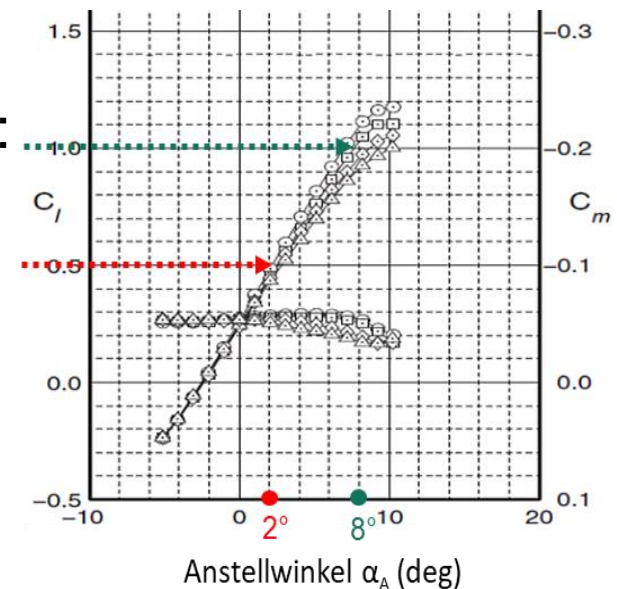
r/R	dP _{opt} [kW]	dP _{Erosion} [kW]	Verlust _{Erosion} [%]	dP _{korrigiert} [kW]	Verlust _{korrigiert} [%]
100%	166,98 kW	77,31 kW	54%	124,26 kW	26%
95%	166,52 kW	77,09 kW	54%	139,65 kW	16%
89%	165,94 kW	76,82 kW	54%	140,79 kW	15%
84%	165,20 kW	91,78 kW	44%	141,89 kW	14%
77%	164,21 kW	106,43 kW	35%	142,90 kW	13%
71%	162,85 kW	120,63 kW	26%	146,46 kW	10%
63%	160,83 kW	134,02 kW	17%	148,34 kW	8%
55%	157,56 kW	145,89 kW	7%	145,89 kW	7%
45%	151,53 kW	140,31 kW	7%	140,31 kW	7%
32%	151,41 kW	140,20 kW	7%	140,20 kW	7%
5%	0,00 kW	0,00 kW		0,00 kW	
Summe	1613,02 kW	1110,47 kW	31%	1410,68 kW	13%

Leistung pro Blattsegment (R=38,75m)



Auswirkung von Erosion auf die Leistung

- ▶ Auftriebskraft sinkt um bis zu 10%
 - Umfangskraft und Antriebsmoment sinken
 - Leistung am betroffenen Abschnitt sinkt ebenfalls um 50%
- ▶ Gleitzahl sinkt von 100 auf 50
- ▶ Widerstandskraft steigt nur wenig, aber zunehmender Widerstand verringert ebenfalls die Leistung
- ▶ Das Blatt arbeitet nicht mehr im besten Anstellwinkel (üblicherweise Pitchwinkel 0°):
 - Im Beispiel: Pitch-Differenz = 6°



Operativer Erosionsschutz

- ▶ Coatings auf der Blattoberfläche
 - Topcoats können auch nachträglich aufgetragen werden
- ▶ Leading Edge Tape, Erosionsschutzfolien
 - Nach Abschleifen und Säubern der Vorderkante lassen sich Tape auftragen und Kanten versiegeln
 - Hohe Sorgfalt nötig, kleine Lufteinschlüsse führen zur Ablösung der Folie
- ▶ Aufgeklebte Erosionsschilde
 - Erosionsschilde lassen sich nachträglich auf Vorderkanten aufkleben und mit einem Schutzfilm versehen
- ▶ Anlagenmanöver
 - Rotordrehzahl reduzieren bei Starkregen schwächt Erosionseffekte
 - AEP-Verlust durch gelegentliche Drehzahlverminderung wird durch längere Lebenszeit des Rotors und geringere Instandhaltungskosten wettgemacht

Fazit

- ▶ Rotorblatt-Erosion für viele Standorte und WEA-Typen ein zunehmendes Problem
- ▶ Bedingungen müssen geklärt werden:
 - Äußere Bedingungen: Erosions-Milieu
 - Verwendete Materialien
 - Servicequalität und bisherige Reparaturen
- ▶ Kenntnis des Standorts und der WEA führt zur optimalen Strategie aus kurz- und langfristigen Maßnahmen
- ▶ Instandsetzung:
 - Erfassung und Einschätzung der Erosionsbelastung (aktueller Schadensklasse u. Auswirkung auf Ertrag und Lebensdauer)
 - Auswahl des optimalen Erosionsschutz (Material, Preis-Leistung,...)

**Vielen Dank für Ihre
Aufmerksamkeit.**

KEY**WIND**ENERGY

**Jan Liersch
Geschäftsführer**

Key Wind Energy GmbH
Röblingstr. 152 – 154
12105 Berlin
j.liersch@keywind.de
www.keywind.de



www.erosion-test-lab.de

