



juwi

WINDWÄRTS

Erneuerbare Energien in der MVV Gruppe



20 Jahre, und dann? Entscheidungsfahrplan für die beste Option: Weiterbetrieb, Repowering oder Rückbau

Experten: Jörg Grinsch, Stefanie Heidrich, Carsten Hoch, juwi; Lutz Knölke, Martin Greschik, Windwärts; Sara Gravdal, MVV

20 Jahre, und dann?

Inhalt

Entscheidungsfahrplan für Betreiber – welche ist die beste Option für Ihren Windpark?

- Vorstellung
- Optionen für Bestandsanlagen: Überblick
- Weiterbetrieb ohne EEG-Vergütung
- Repowering als Alternative



20 Jahre, und dann?

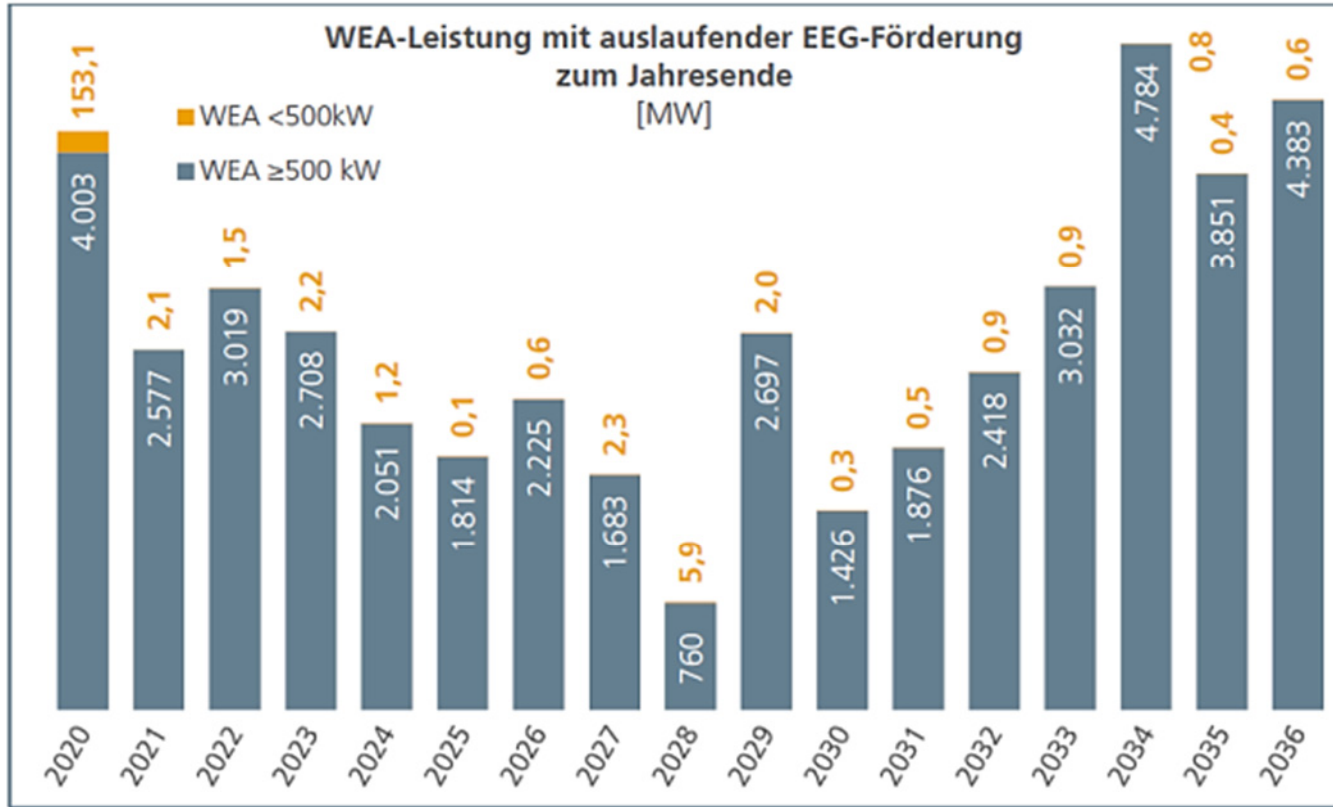
Optionen für Bestandsanlagen

- Unsere Erfahrungen im Verbund der MVV Gruppe (Auszug)
 - Betriebsführung: Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von knapp 1.500 MW (allein in Deutschland) in der Betreuung
 - Repowering: über 100 erfolgreich repowerte Anlagen
 - Größter kommunaler Direktvermarkter in Deutschland mit einem Portfolio von ca. 4,4 GW



20 Jahre, und dann?

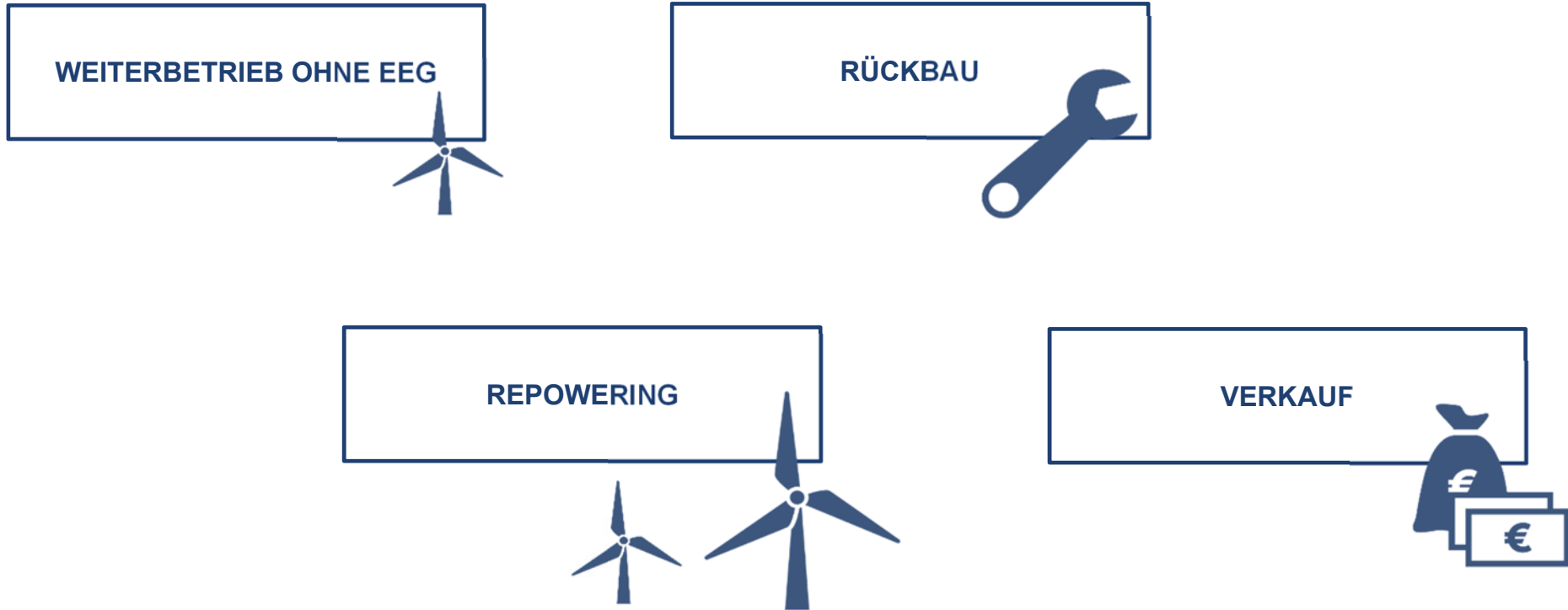
Einstieg



FA Windenergie an Land: Was tun nach 20 Jahren? Stand: 03.2018

20 Jahre, und dann?

Optionen für Bestandsanlagen im Überblick



20 Jahre, und dann?

Chancen und Risiken für den Weiterbetrieb von Altanlagen

Chancen

- Windenergieanlagen an etablierten Standorten mit bekannten Windbedingungen
- Abgeschriebene Anlagen, i.d.R. ohne zusätzliche Finanzierungskosten
- Anspruch auf Netzanschluss bleibt bestehen; Anspruch auf Netzeinspeisung bleibt bestehen
- Anspruch auf Ersatz für Produktionsverluste durch EinsMan bleibt bestehen
- i.d.R. Fortbestand der Betriebsgenehmigung, diese ggf. jedoch mit erweiterten Auflagen

Risiken

- Technisches Risiko: Nachzuweisen ist die Technische Eignung der WEA für den Weiterbetrieb durch Sachverständigen (Nachweis der Standsicherheit gemäß DIBT)
- Wirtschaftlichkeit: Kein Anspruch mehr auf Vergütung nach dem EEG!

Ein Weiterbetrieb ist kein „Hexenwerk“:

Die Anlage muss technisch für den Weiterbetrieb geeignet sein und der erzeugte Strom muss profitabel verkauft werden.

20 Jahre, und dann?

Schritte zur Prüfung eines erfolgreichen Weiterbetriebs



20 Jahre, und dann?

Bewertung technisches Risiko: Weiterbetriebsgutachten

Bewertung Ist-Zustand

- Vor-Ort-Begehung, ähnlich Umfang wiederkehrender Prüfung

Rechnerisch-analytische Bewertung

- Lastannahmen in der Typenprüfung höher als tatsächlich erfahrene Lasten?

Einflussgrößen auf die Bewertung der Eignung für den Weiterbetrieb

- Standortqualität (Windhöffigkeit)
- Turbulenz am Standort
- Betriebsmodi (Schalldrosselungen, Parkregelung, EinsMan-Abschaltung, ...)
- Lebenslaufakte (längere Stillstandzeiten im Rahmen einer Instandsetzung, ...)
- Sonderereignisse (Sturmabschaltungen, Notbremsungen, ...)
- Komponentenzustand (Austauschkomponenten, Neukomponenten)



20 Jahre, und dann?

Projektbeispiel: Bestandspark Spiesheim, Rheinland-Pfalz

Technische Daten des Parks (2,5 MW)

- 5 x Enercon E-40 (0,5 MW, 65 m NH)
- Inbetriebnahme 1997/1998
- EEG-Vergütung bis 31.12.2020



20 Jahre, und dann?

Weiterbetrieb: Technische Prüfung

Ergebnis Weiterbetriebsgutachten

- Restlaufzeit der kritischsten Komponenten bis ca. 2042/2043

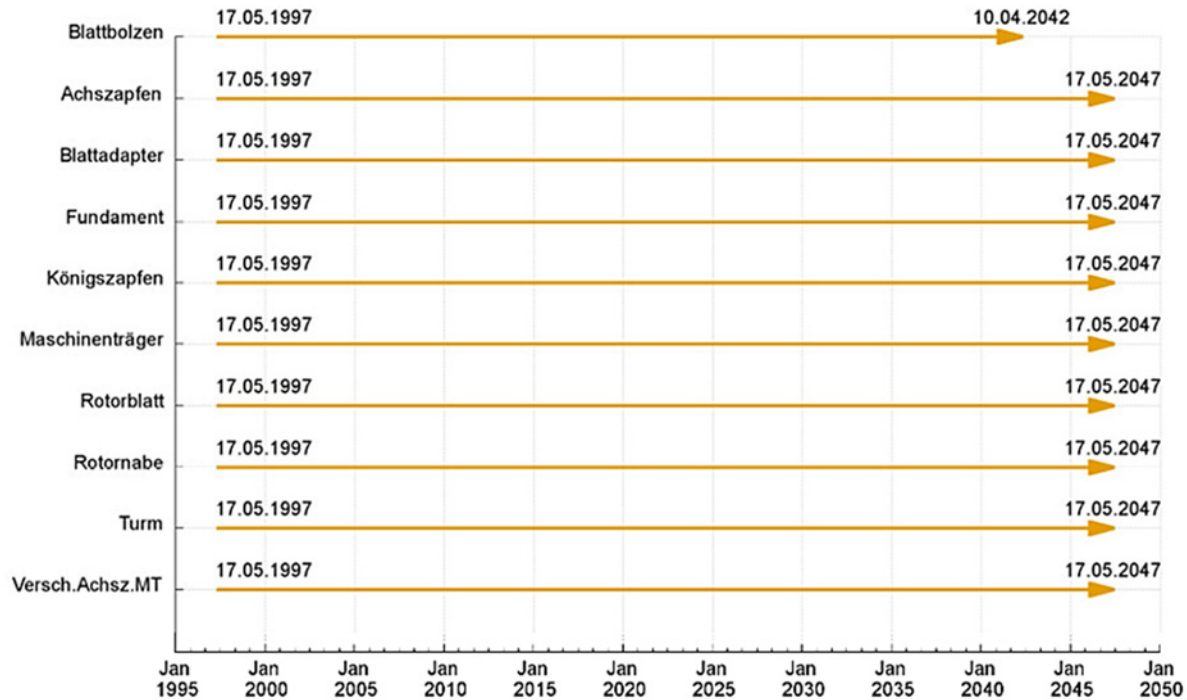
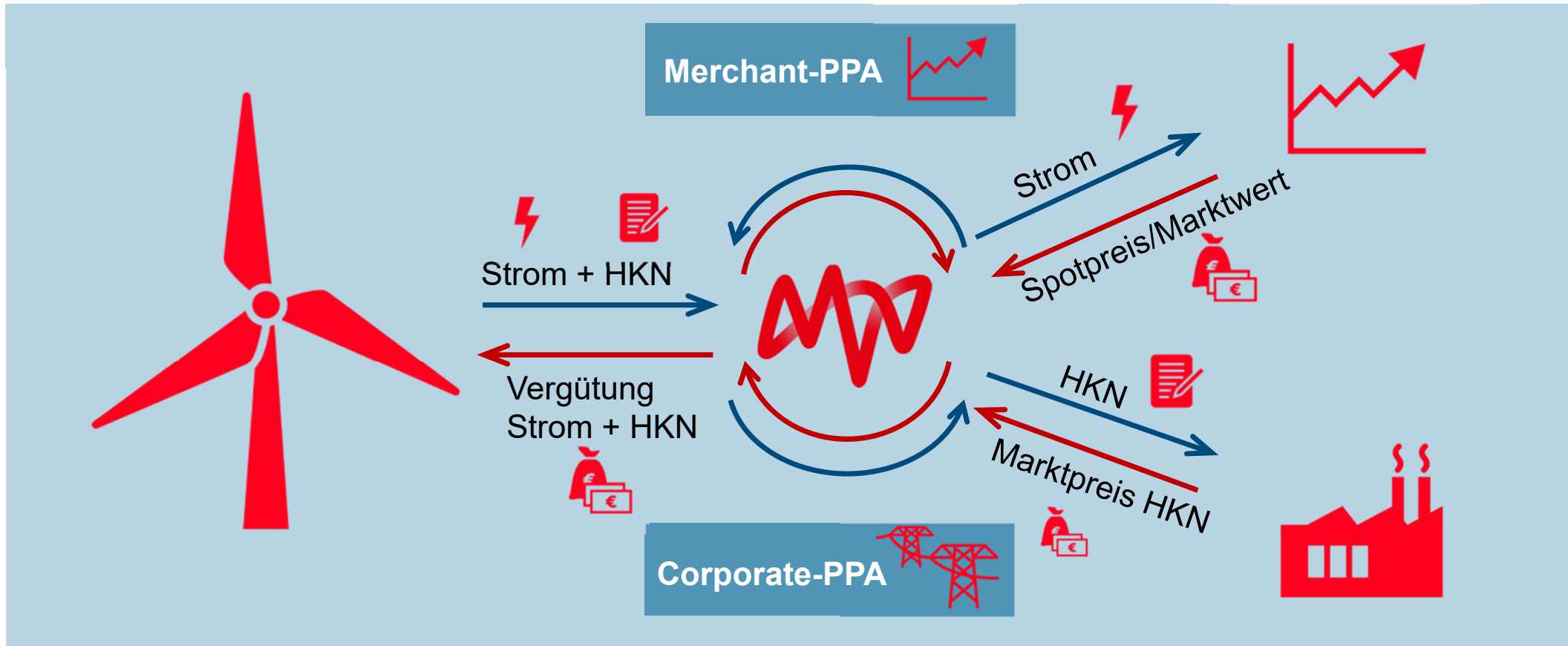


Abbildung 13: Nutzungsdauerzeitraum je Komponente



20 Jahre, und dann?

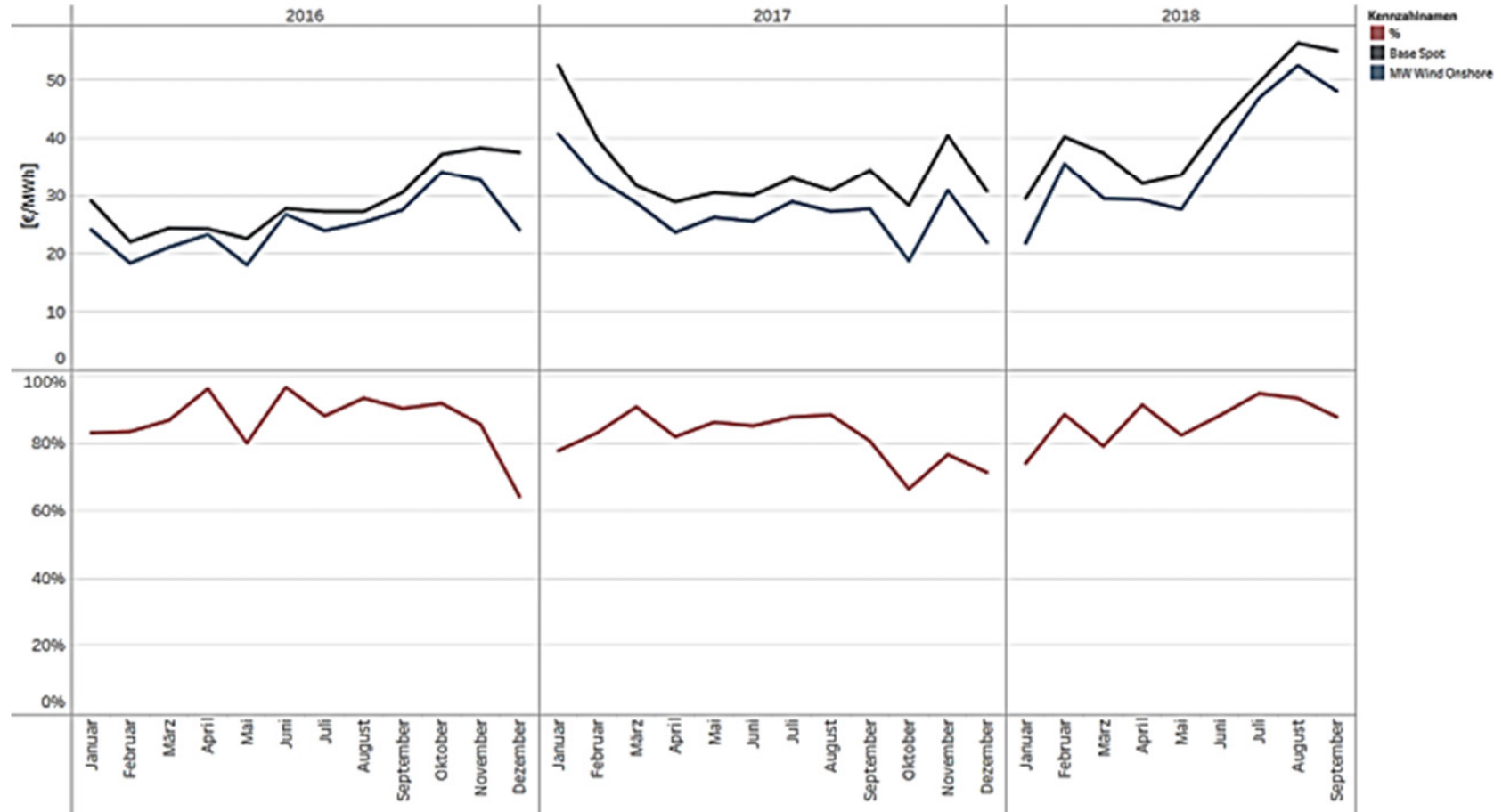
Exkurs: Stromvermarktung



Wesentliche wirtschaftliche Einflussfaktoren

Exkurs: Strompreise außerhalb des EEG

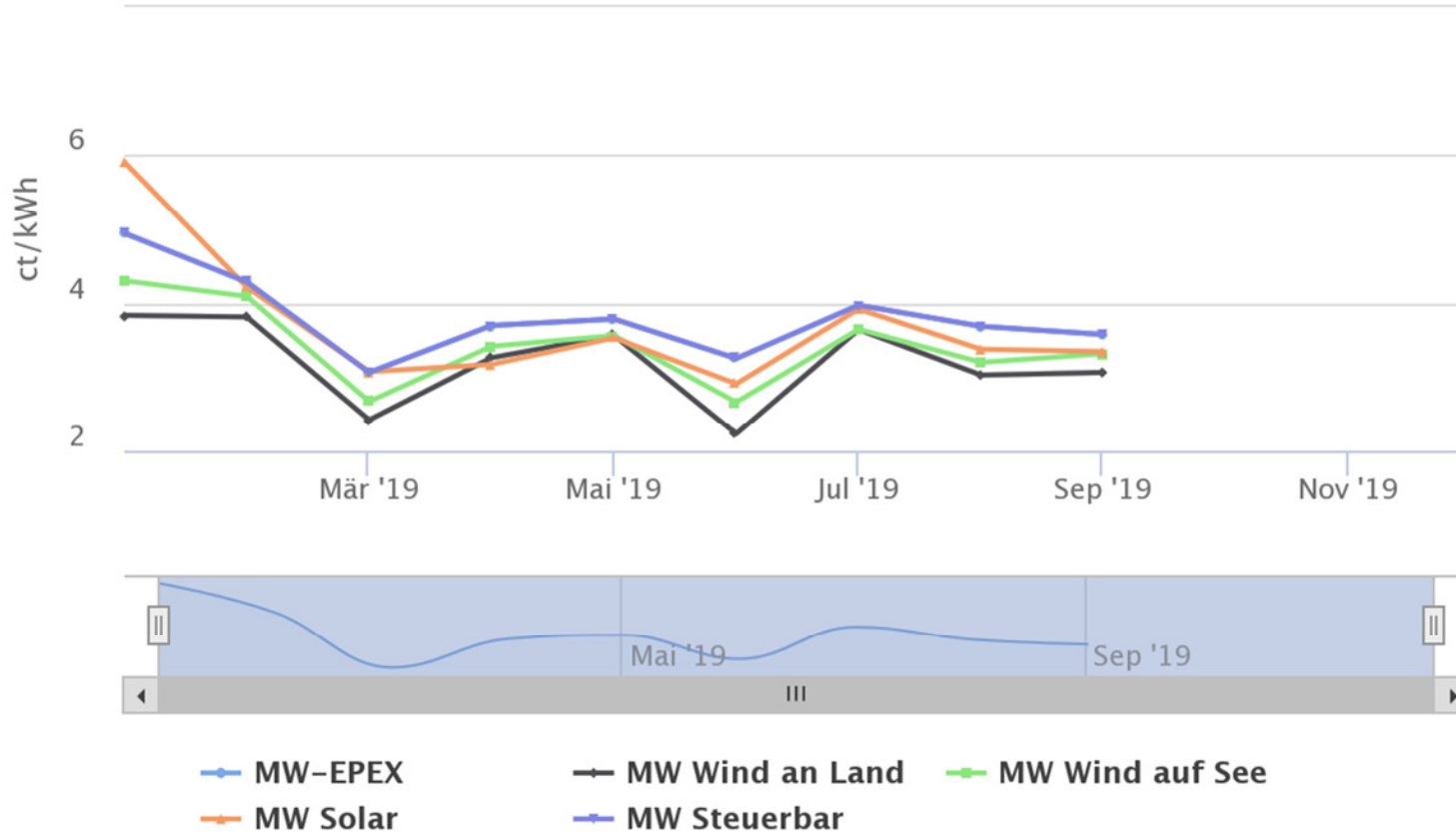
Marktwert Wind Onshore zu Base



Wesentliche wirtschaftliche Einflussfaktoren

Exkurs: Strompreise außerhalb des EEG

Marktwerte 2019



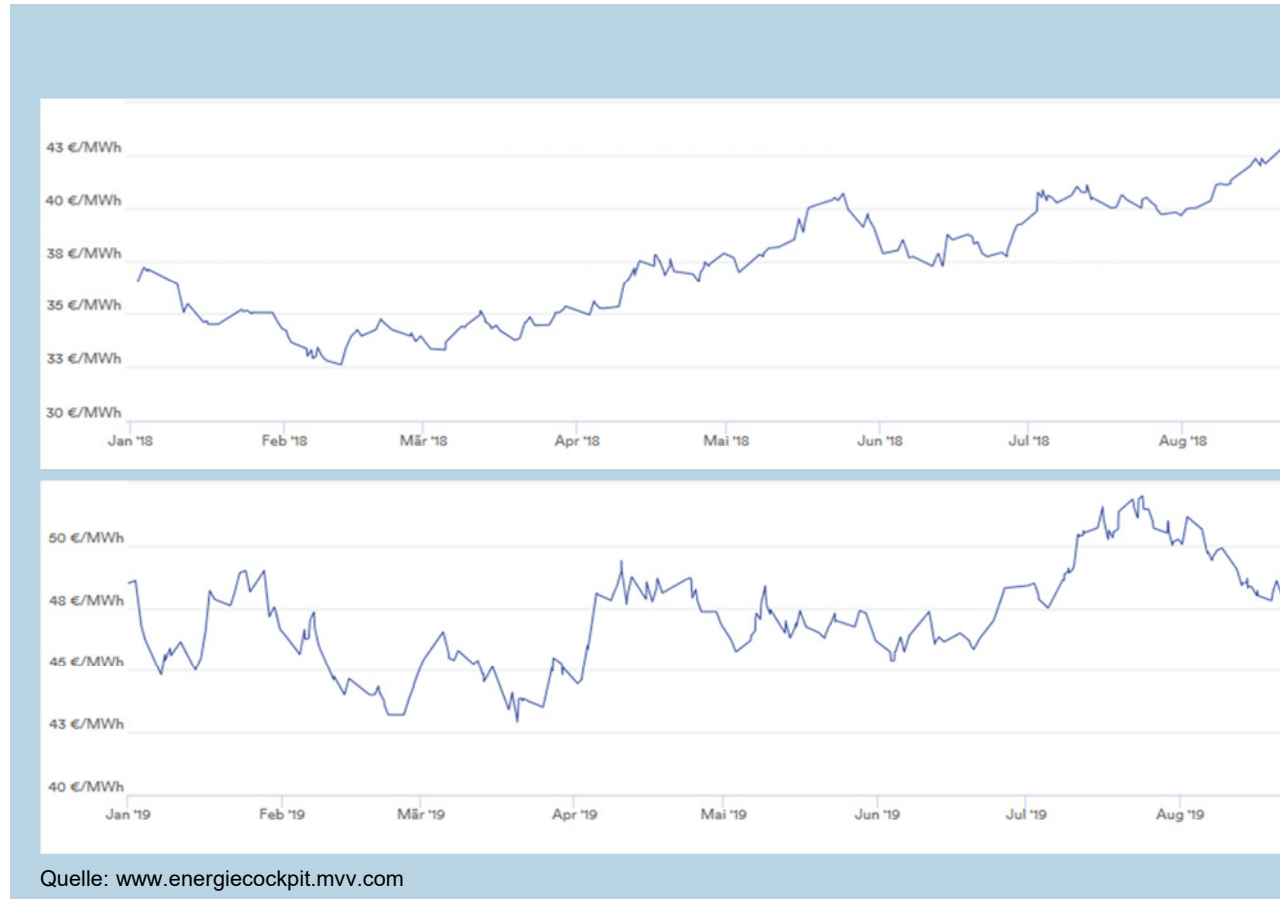
www.netztransparenz.de, Stand: 23.10.2019

20 Jahre, und dann?

Strommarktpreise und Kosten

- Entwicklung – Cal 21 Baseload
 - Beinahe Verdopplung der Preise innerhalb von ca. 6 Monaten
 - Weitere Preisunsicherheiten für die Zukunft
 - PPA-Preis korreliert mit Terminmarktpreis-Entwicklung

Richtiges Timing für den Geschäftsabschluss ist wichtig!



20 Jahre, und dann?

Risikovarianten für PPA

PPA Vergütung und Risiko für den Anlagenbetreiber



Marktwert	Marktwertisiko beim Vermarkter	Marktwertisiko beim Anlagenbetreiber
Windertrag	Fixpreis für Stromproduktion	Mengenabhängiger Fixpreis
Techn. Verfügbarkeit	Vermarkter übernimmt Verfügbarkeitsunsicherheit	Windpark übernimmt Verfügbarkeitsgarantie
Abregelung	Keine Abregelung	Abregelung ohne Ausgleich
Standicherheit	Nicht vorhanden	Vorhanden

Weiterbetrieb: Chancen und Risiken

Bewertung wirtschaftliches Risiko: Analyse Betriebskosten

Kostenpositionen (Mittelwerte)	Einnahmebedarf Weiterbetrieb (ct/kWh)		
	„Fortsetzung Konzept aus 2. Dekade“	„Optimiertes Konzept“	„Low Budget-Konzept“
Wartungs- und Reparaturkosten	1,6	1,2	0,8
Weitere Betriebskosten	0,96		
Kosten zur Erlangung der Weiterbetriebserlaubnis	0,33		
Mindestrendite-Erwartung	0,75		
Summe nach Strategie	3,6	3,2	2,8

Quelle: Deutsche Windguard (eigene Darstellung)






Weiterbetrieb: Chancen und Risiken

Maßnahmen: Ansatzpunkte zur Betriebskostenoptimierung

Bestandsaufnahme

- Überprüfung Laufzeit Pachtverträge und Genehmigungen; ggf. zu verlängern
- Individuelle Prüfung der Wirtschaftlichkeit eines Vollwartungsvertrags; Möglichkeiten zur Aufbereitung der Anlagen im Rahmen des Vollwartungsvertrages
- Gibt es Wartungsrückstände? Gibt es Komponenten in kritischem Zustand? Bspw. sind umfangreichere Instandsetzungsarbeiten an den Rotorblättern erforderlich?

Möglichkeiten zur Betriebskostenoptimierung

- Pachtkosten 
- Servicekosten 
- Versicherungskosten 
- Betriebsführungskosten 
- Rücklagen für Großkomponentenschäden 

Nutzung von Kostensenkungsmöglichkeiten in Abhängigkeit von der geplanten Restnutzungsdauer

Bestandspark Spiesheim-Wörrstadt

Betriebskosten

Durchschnittliche Mindestvergütung (PPA)		Weiterbetrieb-Analyse-Tool						
3,82		EEG		Post-EEG				
	Summe	G&V	BEP (ohne Anpassung)	1. Jahr	2. Jahr	3. Jahr	4. Jahr	5. Jahr
Ertrag (kWh)	3,82170	3.528.527	3.500.000	3.500.000	3.500.000	3.500.000	3.500.000	3.500.000
Soll-Vergütung (Cent)		9,300	3,2372	4,6739	3,7323	3,3634	3,8528	3,4862
I. Erträge								
Stromverkauf	668.798	328.153	113.303	163.585	130.631	117.718	134.846	122.017
sonstige Erträge	40.970	8.194	8.194	8.194	8.194	8.194	8.194	8.194
Gesamterträge	709.768	328.153	121.497	171.779	138.825	125.912	143.040	130.211
II. Aufwendungen								
WKP/Gutachten	80.000			50.000	15.000		15.000	
Wartungsentgelt	260.202	50.000	50.000	50.000	51.000	52.020	53.060	54.122
Reparatur-/ Instandhaltungskosten	25.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Haftpflicht	1.895	357	357	364	371	379	386	394
Maschinen-/ MaschinenBU	44.182	8.490	8.490	8.490	8.660	8.833	9.010	9.190
KTBF	152.843	29.370	29.370	29.370	29.957	30.557	31.168	31.791
Landpacht	59.950	11.990	11.990	11.990	11.990	11.990	11.990	11.990
Haftungsvergütung	12.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500
Eigenstrom/Messkosten	27.228	5.130	5.130	5.232	5.337	5.443	5.552	5.663
Infrastrukturnutzungskosten								
sonstige Kosten	22.082	4.160	4.160	4.243	4.328	4.415	4.503	4.593
Abschluss- und Prüfungskosten	23.887	4.500	4.500	4.590	4.682	4.775	4.871	4.968
Aval								
Gesamtaufwendungen	709.768	121.497	121.497	171.779	138.825	125.912	143.040	130.211



20 Jahre, und dann?

Weiterbetrieb: Erstanalyse der Betriebskosten

- Welche Informationen wir benötigen:
 - den letzten Jahresabschluss der Betreibergesellschaft
 - Durchschnittsertrag der Anlagen aus den letzten 3 Jahren
- Wie wir die Daten im Rahmen der Analyse verwenden :
 - Eingabe der Daten des Jahresabschlusses
 - Veränderung der persönlichen Analyse-Parameter
- Ergebnis der Erstanalyse:
 - Anzeige der durchschnittlichen Mindestvergütung für einen PPA (Power Purchase Agreement)
 - Bei positivem Ergebnis: Einstieg in Detailprüfungen der Projektverträge und technische Ersteinschätzung der Windenergieanlagen.

Durchschnittliche Mindestvergütung (PPA)

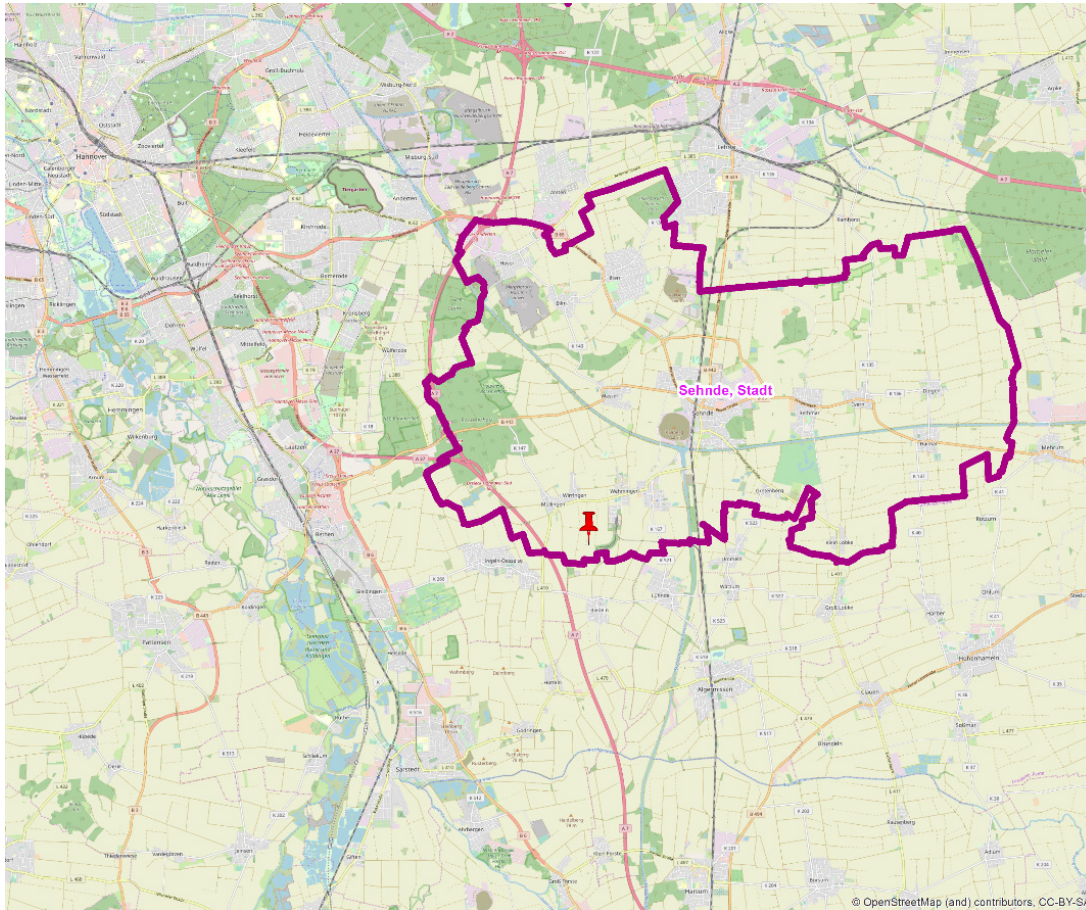
2,89

Weiterbetrieb-Analyse-Tool

	Summe	G&V	BEP (ohne Anpassung)	1. Jahr	2. Jahr	3. Jahr
Ertrag (kWh)	2,88972	3.528.527	3.500.000	3.500.000	3.500.000	3.500.000
Vergütung (Cent)		9,300	3,9658	3,8477	2,8022	2,4146
I. Erträge						
Stromverkauf	505.701	328.153	138.804	134.668	98.076	84.511
sonstige Erträge	40.970	8.194	8.194	8.194	8.194	8.194
Gesamterträge	546.671	328.153	146.998	142.862	106.270	92.705
II. Aufwendungen						
WKP/Gutachten	83.000			53.000	15.000	
Wartungsentgelt	156.121	50.000	50.000	30.000	30.600	31.212
Reparatur-/ Instandhaltungskosten	25.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Haftpflicht	1.895	357	357	364	371	379
Maschinen-/ MaschinenBU	30.928	8.490	8.490	5.943	6.062	6.183
KTBF	104.081	29.370	29.370	20.000	20.400	20.808
Landpacht	59.950	11.990	11.990	11.990	11.990	11.990
Haftungsvergütung	12.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500
Eigenstrom/Messkosten	27.228	5.130	5.130	5.232	5.337	5.443
Infrastrukturnutzungskosten						
sonstige Kosten	22.082	4.160	4.160	4.243	4.328	4.415
Abschluss- und Prüfungskosten	23.887	4.500	4.500	4.590	4.682	4.775
Aval						
Gewerbesteuer		25.502	25.502	0	0	0
Gesamtaufwendungen	546.671	146.998	146.998	142.862	106.270	92.705
IV. Ergebnis						
Jahresergebnis (vor Gewerbesteuer)		206.657				
Jahresergebnis (nach Gewerbesteuer)		181.155				

Projektbeispiel: Bestandspark Laatzen-Hohenfels

Räumliche Verortung



© OpenStreetMap (and) contributors, CC-BY-SA

Projektbeispiel: Bestandspark Laatzen-Hohenfels

Fact Sheet

Eckdaten des Parks (Park: 1,5 MW)

- 3 x Enercon E-40 (0,5 MW, 65 m NH)
- IB 1997
- 9,2 ct/kWh EEG-Vergütung bis Ende 2020
- Standsicherheitsgutachten bis 2035

- Betreiber: Kommanditgesellschaft in Firma Windwärts Energie GmbH & Co. Projekt Laatzen
- Entwickler: Windwärts Energie GmbH
- Technische und kaufmännische Betriebsführung: Windwärts Energie GmbH

Ein Repowering ist aufgrund zu geringer Abstände zur Wohnbebauung nicht möglich.



Projektbeispiel: Bestandspark Laatzten-Hohenfels

Post EEG Vertrag mit MVV Energie AG

Eckdaten des PPA

- Windwärts Energie GmbH & Co. Projekt Laatzten KG
- Windpark Laatzten (Bündelung der Standorte Hohenfels und Streitberg)
- 5 x 0,5 MW Leistung, ca. 2600 Volllaststunden
- Vermarktungsbeginn 2021
- Laufzeit 3 Jahre
- Vermarktungs-Volumen 9.750 MWh/Laufzeit
- Pay-as-produced
- Entschädigung bei Abregelung durch die MVV
- Keine Lieferverpflichtung bei Ausfall- oder Totalschaden
- Verpflichtung zu regelmäßigen Inspektionen
- Wiederkehrende Kontrollen/Gutachten zur Standsicherheit



Weiterbetrieb: Chancen und Risiken

Zwischenfazit: Weiterbetrieb versus Repowering

Weiterbetrieb

- Einspeisevergütung von Wind-Strom ohne EEG liegt deutlich unter dem bisherigen EEG-Niveau; PPA kann absichern, aber zu deutlich niedrigerem Niveau
- Notwendigkeit zur Betriebskostenoptimierung für einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb
- Gefahr der Unrentabilität bei Schäden an Großkomponenten

Der Weiterbetrieb ist mit zunehmenden Anlagenalter Risiken ausgesetzt und ohne EEG-Vergütung in den meisten Fällen nicht unbegrenzt lange wirtschaftlich fortzuführen.

Repowering

- Chance auf Nutzung des Standortes mit neuer Anlagentechnik
- Möglichkeit zur Deckung der Rückbaukosten
- Risiko der Nicht-Realisierung in Verbindung mit sunk costs in der Projektentwicklungsphase

4. Praxisbeispiele und Erfahrungen

Verdreifachung Generatorleistung: 15 MW ersetzt durch 50 MW

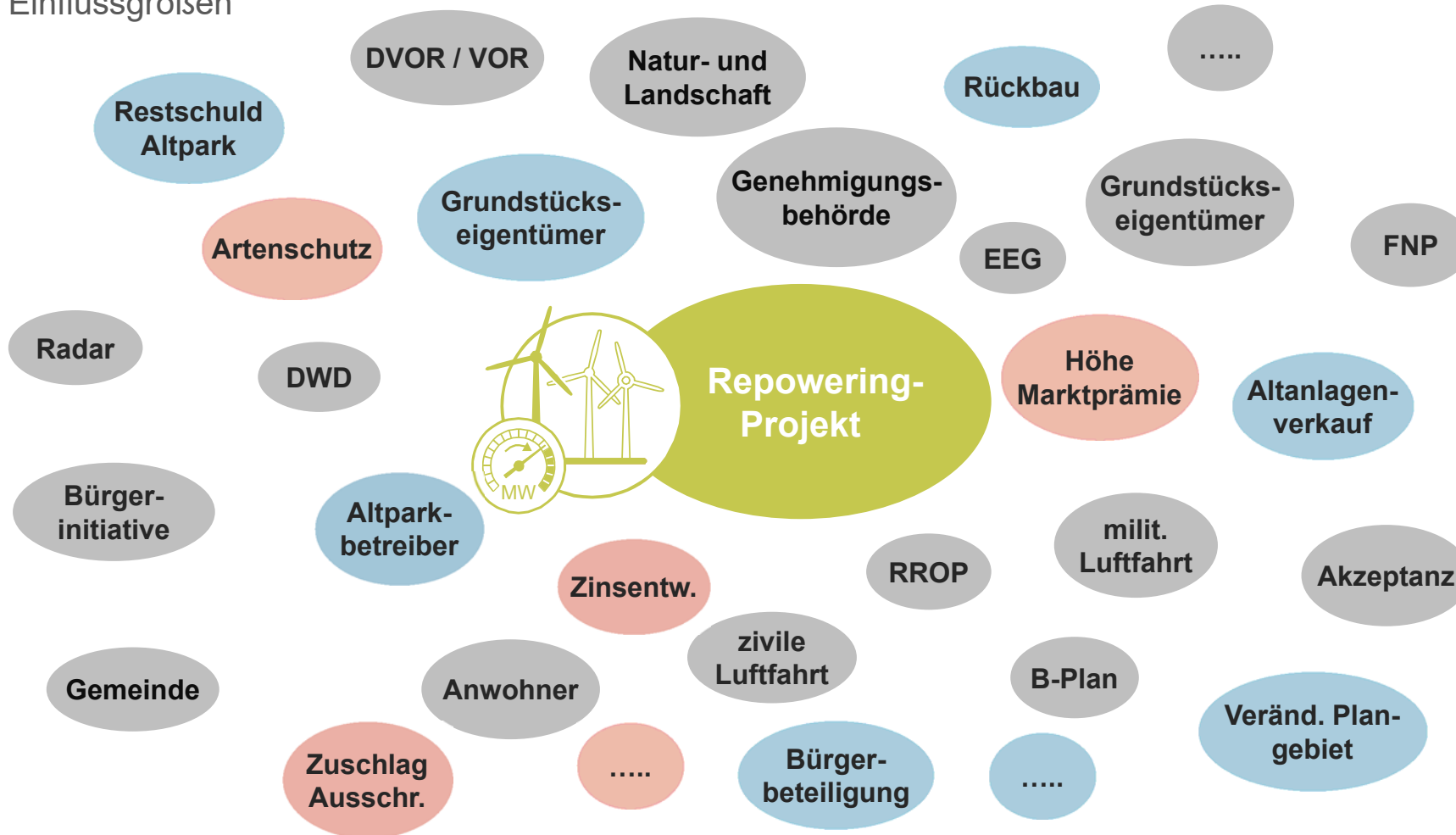
Projektbeispiel Flornbom/Stetten

- **Herausforderung:**
 - Abbau von 15 Alt-WEA in 4 Betreibergesellschaften
 - Flurbereinigung, Natura 2000
- **Vorgehen:**
 - Individuelles Konzept für die unterschiedlichen Betreiberinteressen verhandeln
 - angepasstes Flächensicherungskonzept
 - Abstimmung Genehmigungsbehörde
- **Lösung:**
 - Kompensation des Restwertes der Alt-WEA
 - Möglichkeit zum Reinvest in neuen Windpark
 - Verkauf der Altanlagen; Poolsicherung
 - Definition von Repowering-Gebieten



Unterschiede Repowering-Projekt zu Neuprojekt

Einflussgrößen



Unterschied Repowering-Projekt zu Neuprojekt

Zwischenfazit

größere Anzahl Akteure

divergente Interessenlagen

zusätzliche technische Themen

zusätzliche Planungsschritte

mehr Verträge

kompliziertere GSE-Struktur

...

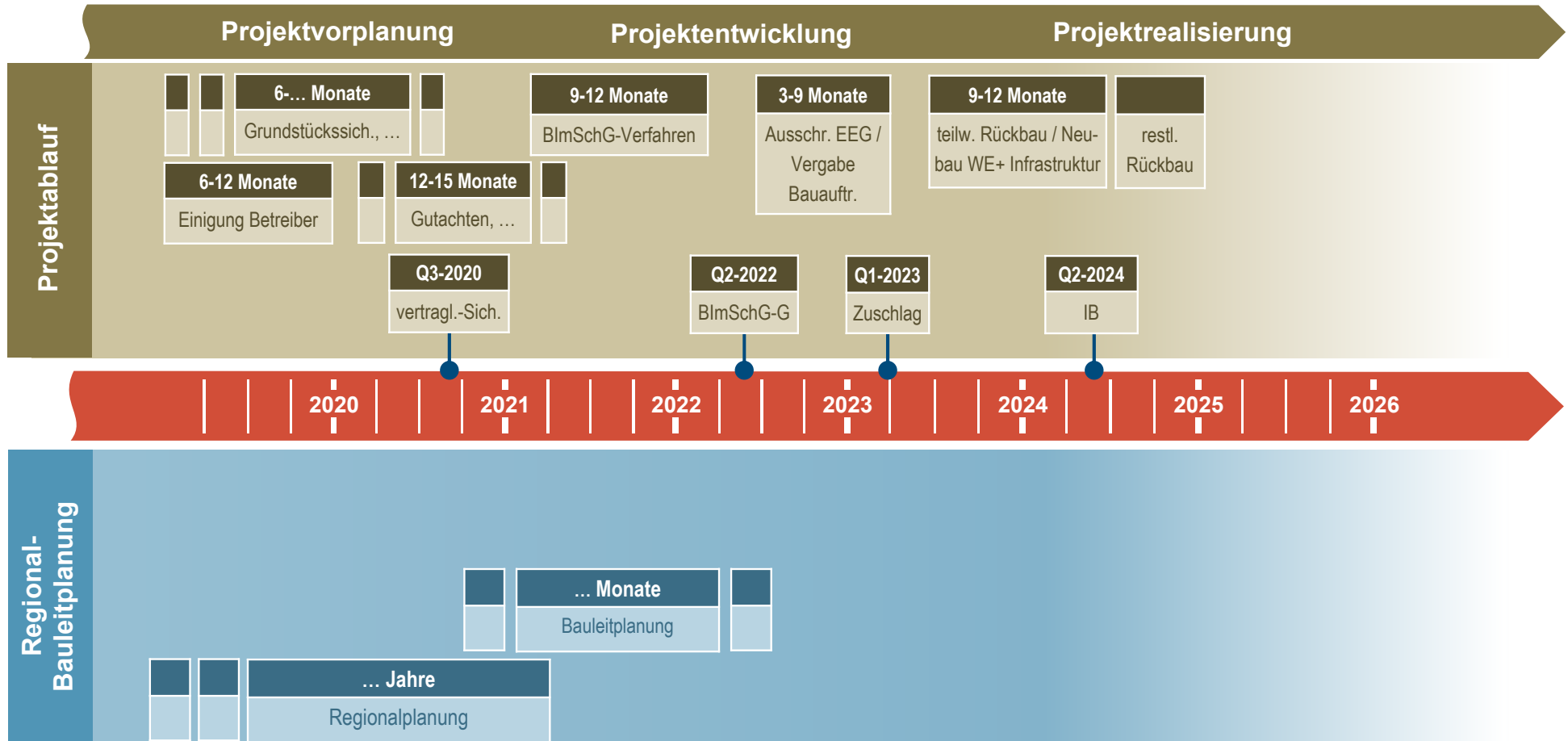


höhere Komplexität

höherer Aufwand

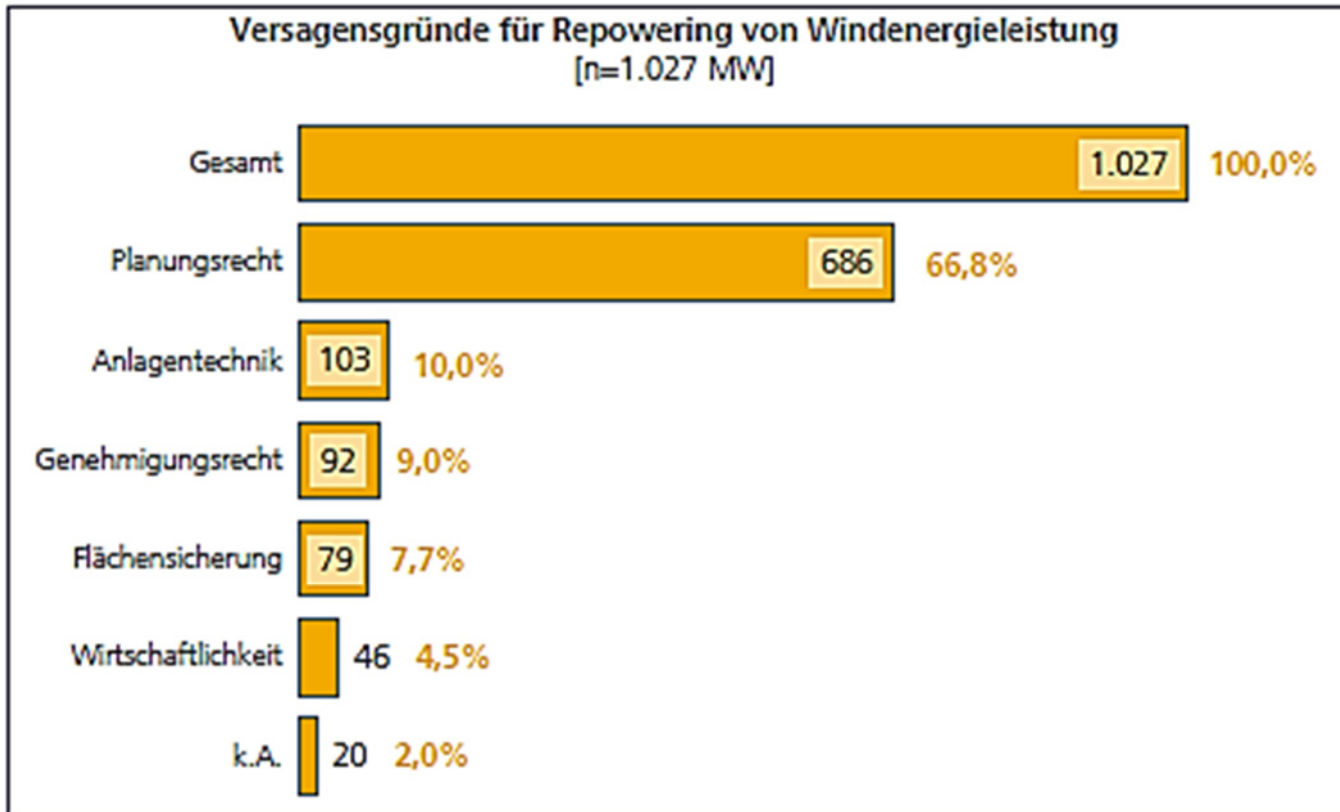
Repowering-Konzept

Zeitplan (exemplarisch)



20 Jahre, und dann?

Repowering: Versagensgründe

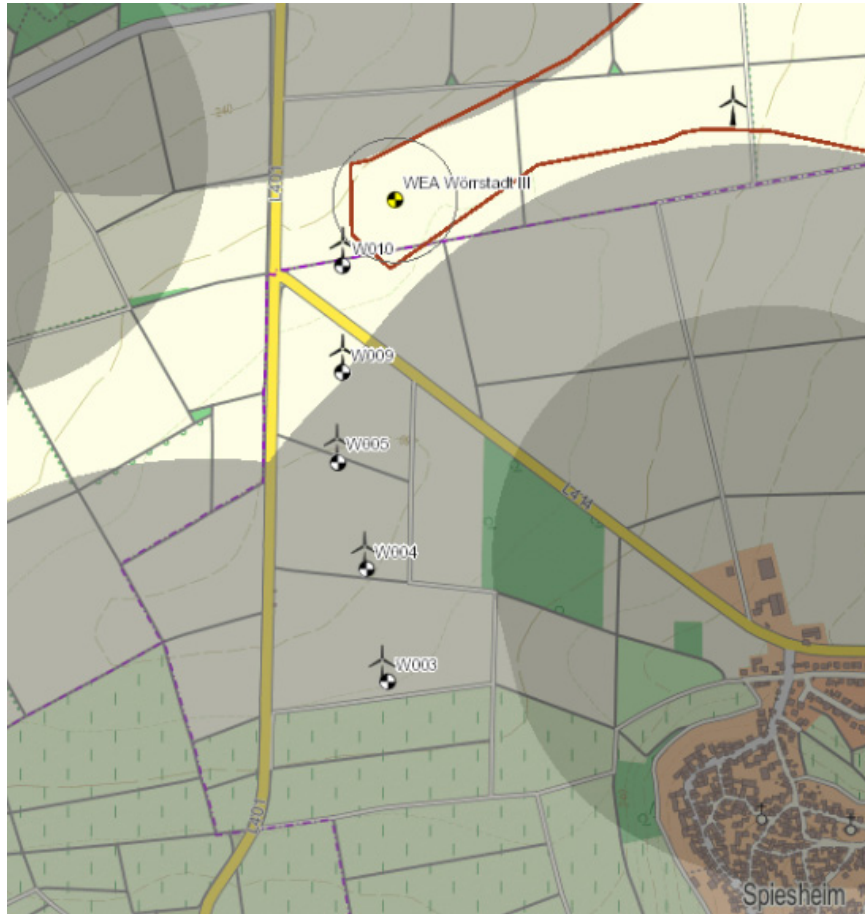


FA Windenergie an Land: Was tun nach 20 Jahren?
Stand: 03.2018

Abbildung 12: Versagensgründe für ein Repowering von Windturbinen im Umfeld des Standorts; Quelle: FA Wind

20 Jahre, und dann?

Bestandspark Spiesheim: Repowering-Planung



Repowering Marktentwicklung bis heute

Die Weiterentwicklung der Anlagentechnik als Basis

Standort	Spiesheim	Flornbörn	Wörrstadt	Spiesheim R
Inbetriebnahme	1997	1999	2009	2021
WEA-Typ	Enercon E-40	NEG Micon NM60	Enercon E-82	Vestas V150
Nennleistung (kW)	500	1.000	2.000	5.600
Nabenhöhe (m)	65	70	138	166
Rotor (m)	40	60	82	150
Ertrag p.a. (MWh)	900	1.800	6.000	15.000
Ertragsfaktor	1	2	6,7	16,6

Fazit

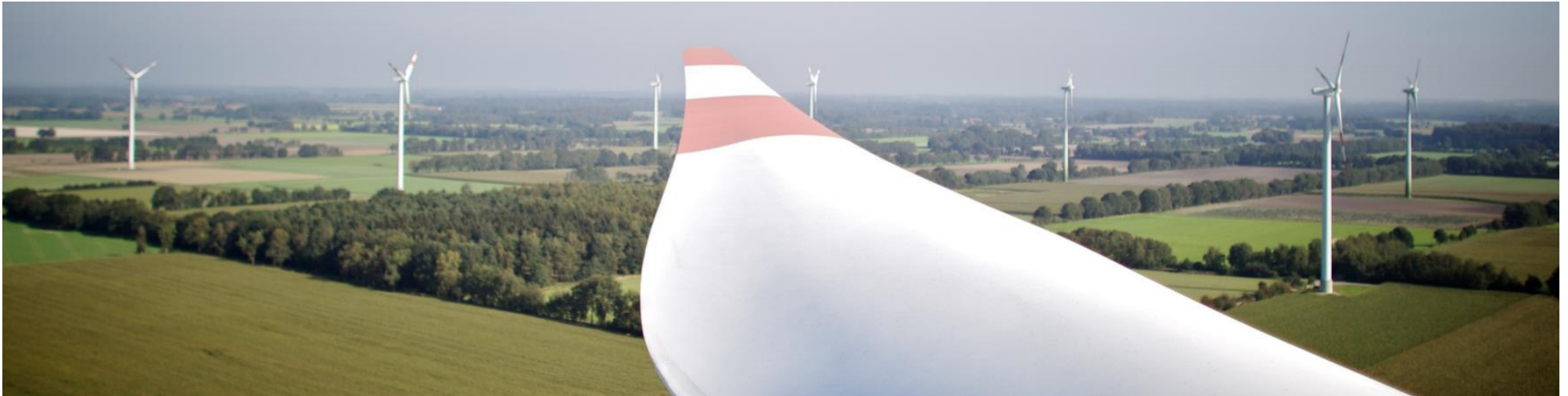
Chancen und Risiken für den Weiterbetrieb von Altanlagen

- Klärung Weiterbetrieb oder Repowering rechtzeitig!
- 4 bis 5 Jahre vor dem Ende der EEG-Vergütung ist nicht zu früh, aber Gutachten zeitnah zum 20. Betriebsjahr
- Voruntersuchung durch Betriebsführer zur Vermeidung unnötiger Kosten
- Kosteneinsparungspotenzial im Weiterbetrieb möglich, aber begrenzt; keine Abstriche bzgl. Anlagensicherheit und Anforderungen aus BImSchG
- Dauer der angestrebten Laufzeitverlängerung wichtig für Art der Betriebskostenoptimierung
- Servicenaher Betriebsführer/Betreiber vorteilhaft
- Betreiber müssen sich aktiv mit den Möglichkeiten der Stromvermarktung beschäftigen
- Wirtschaftlicher Weiterbetrieb auf Basis aktueller Strommarktkonditionen herausfordernd, aber möglich
- Repowering als sinnvolle Alternative, wenn möglich
- Vom EEG zum Stromvermarktungsoptimierer
→ Strompreis(-entwicklungen) frühzeitig in den Blick nehmen und den richtigen Partner finden



20 Jahre, und dann?

Entscheidungsfahrplan für Betreiber



- Projektcheck: Wie sieht es für Ihren Windpark aus?
 - Angebot Standortcheck (Web-GIS)
 - Angebot Betriebskosten-Tool



juwi

WINDWÄRTS

Erneuerbare Energien in der MVV Gruppe

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Jörg Grinsch

juwi Operations & Maintenance GmbH
Abteilungsleiter | Sales & Key Account Management
06732 96 57 1108 | joerg.grinsch@juwi.de

Stefanie Heidrich

juwi Operations & Maintenance GmbH
Kaumännische Betriebsführung
06732 96 57 5090 | stefanie.heidrich@juwi.de

Carsten Hoch

juwi AG
Projektmanager Repowering
06732 96 57 2334 | hoch@juwi.de

Lutz Knölke

Windwärts Energie GmbH
Leiter Akquisition | Prokurist
0511 123 573 634 | lutz.knoelke@windwaerts.de

Martin Greschik

Windwärts Energie GmbH
Leiter Betriebsführung | Prokurist
0511 123 573 305 | martin.greschik@windwaerts.de

Sara Gravdal

MVV Trading GmbH
Produktmanagerin
0621 290 3803 | sara.gravdal@mvv.de

MVV Trading GmbH

Luisenring 49 | D-68159 Mannheim | www.mvv.de

juwi Operations & Maintenance GmbH

Energie-Allee 1 | 55286 Wörrstadt | www.juwi-om.de

Windwärts Energie GmbH

Hanomaghof 1 | 30449 Hannover | www.windwaerts.de