10 JAHRE BWE BETRIEBSFÜHRERBEIRAT

Aus der Praxis – für die Praxis

BWE
Bundesverband WindEnergie

Windenergie Betriebsführung

Praxisbuch der technischen und kaufmännischen Betriebsführung – Onshore

- Instandhaltungsstrategien und Wartungskonzepte
- Kostensenkung und Kostenkontrolle im operativen Betrieb
- Nachträgliche Optimierung von Bestandsanlagen

www.wind-energie.de

Windenergie Betriebsführung

Praxisbuch der technischen und kaufmännischen Betriebsführung – Onshore

Impressum

Herausgeber: Bundesverband WindEnergie e.V., Berlin
Chef vom Dienst: Hildegard Thüring
Redaktion: Hildegard Thüring
Redaktionelle Mitarbeit: Ferdinand Eggert, eco-media Kommunikation
Autoren: Gerald Riedel, Gerrit Schmidt, Axel Stelzer, Markus Wetter, Malte Mehrtens, Uwe Herzig, Holger Fritsch, Klaus Pfeiffer, Ian-Paul Grimble, Stefan Brassel, Jürgen Holzmüller, Andreas Ahrens, Claus Goralski , Martin Krallmann, Axel Ringhandt, Monika Hentze, Martina Beese, Pia Wiechers, Wilfried Schäfer, Georg Meyer, Frank Christiansen, Dagmar Adolph, Alexander Gerdes, Stefan Dierkes
Lektorat: Lars Jansen, lektorat-jansen.de
Gestaltung: Mike Müller, muellerstudio.de
Druck: Müller Ditzen AG, Bremerhaven
Buchkonzept: Hildegard Thüring, Kristina Hermann, Thorsten Paulsen
Inhaltliche Beratung: BWE Betriebsführerbeirat
Anzeigenverkauf: sunbeam GmbH
Anzeigenleitung: Martina Metsch, Kita Schroeter

Bestelladresse:
Bundesverband WindEnergie e.V.
Neustädtische Kirchstraße 6
10117 Berlin
Tel.: +49 (0)30 212341-210
Fax: +49 (0)30 212341-410
E-Mail: bestellung@wind-energie.de
www.wind-energie.de

ISBN: 9 783942 579261
2.000 Exemplare
1. Auflage, September 2014

Titelgrafik: andrzejewski WEB- UND PRINTDESIGN

Windenergie Betriebsführung

Praxisbuch der technischen und kaufmännischen Betriebsführung – Onshore

BWE
Bundesverband WindEnergie

Inhalt

Editorial 10

Einführung

INTERVIEW | „Die Anforderungen an die Servicequalität steigen“ 15
Einführung in die technische Betriebsführung 27
ADRESSEN | Betriebsführer 36

Technische Betriebsführung – Operatives Geschäft

Technische Dienstleister und ihre Aufgaben 45
Die Leitwarte – Kommunikationszentrale der technischen Betriebsführung 55
Technisches Controlling im Windpark 67
ADRESSEN | Service: Wartung, Instandhaltung 78
Optimaler Einsatz von Mühlenwarten 83

Technische Betriebsführung – spezielle Aufgaben

Möglichkeiten der nachträglichen Optimierung 92
Tabelle: Möglichkeiten der nachträglichen Optimierung 98
Der Netzanschluss in der Betriebsführung 101
Online-Condition-Monitoring-Systeme (CMS) in der Onshore-Windenergie 111
SCADA-Systeme in der Windenergie 121
ADRESSEN | Condition Monitoring 128
Technische Betriebsführung von morgen – agieren statt reagieren 131

Instandhaltung in der Betriebsführung

Instandhaltung strategisch planen 143
Instandhaltung Rotorblatt 151
Instandhaltung von Getriebe und Antriebsstrang 157
Instandsetzung der Leistungselektronik von Umrichtern 164
Instandhaltung von Fundamenten für Windenergieanlagen 171

Richtlinien in der Betriebsführung

Überblick der technischen Richtlinien 182
Die Windenergieanlage als elektrische Betriebsstätte 193
Grundsätze zur wiederkehrenden Prüfung 201
ADRESSEN | Windgutachter 217
RDS-PP®: Windpark-Struktur für den gesamten Lebenszyklus 219

Kaufmännische Betriebsführung

Einführung in die kaufmännische Betriebsführung von Windpark-Gesellschaften 239
Instandhaltungsverträge – Was müssen sie heute bieten? 255
Betriebsführungsvertrag: gut geregelt ein Must-have 265
Versicherung von Windenergieanlagen 273
Controlling im Windparkbetrieb: Kosten und Erlöse 279
I. Allgemeine steuerrechtliche Grundlagen 286
II. Allgemeine steuerrechtliche Aspekte beim Betrieb einer WEA 291
III. Neuigkeiten aus Gesetz, Verwaltung und Rechtsprechung 299
Berichtswesen für Betreiber und Eigentümer 301
ADRESSEN | Kaufmännische Betriebsführung *314*

Anrechnung und äußere Eingriffe

Betriebsführung und Direktvermarktung 319
Die Abrechnung von Einspeisemanagement-Einsätzen 327
Umsetzung von Naturschutzauflagen im Rahmen der Betriebsführung 333
ADRESSEN | Sonstige Dienstleistungen 340

Der BWE Betriebsführerbeirat 344
Mitgliedsunternehmen im BWE Betriebsführerbeirat 346
Leitfaden des Betriebsführerbeirats im Bundesverband WindEnergie 348
Weitere Titel aus dem BWE Buchprogramm 354

Es ist an der Zeit …

Es ist an der Zeit – das dachten im Sommer 2003 einige Firmen, die sich im Auftrag ihrer Kunden mit dem Betrieb von Windparks beschäftigten.

Zuvor, noch am Ende der Achtzigerjahre, als die einzelnen Windkraftanlagen direkt am Standort des Eigentümers betrieben wurden, dachte in der Windenergie-„Industrie" niemand an den Begriff Technische Betriebsführung. Die Anlagen wurden vorwiegend an Landwirte oder Firmen mit einem hohen Eigenstromverbrauch verkauft und die Wirtschaftlichkeit rechnete sich vornehmlich durch Substitution des Eigenverbrauches. Ein direkter Netzanschluss war nicht das Thema und ein EEG gab es gleichfalls nicht. Für die Vergütung des „überschüssigen" Stroms waren langwierige Verhandlungen mit dem Stromversorger zu führen, die nur allzu oft mit ernüchternden Beträgen endeten. „Gut" waren also ein hoher Stromverbrauch und ein hoher Strompreis – neben einem windhöffigen Standort, der nach allgemein verbreiteten „Regeln" zumeist recht subjektiv eingeschätzt wurde („Bei uns weht ein ständiger Wind …"). Ausgehend vom „dänischen Modell" waren die Hersteller in Deutschland damit beschäftigt, die moderne Windenergieanlage zu entwickeln – und hatten hierbei dreistellige Kilowatt-Leistungen im Visier. Für die Instandhaltung wurde in Ermangelung eigener Erfahrungen auf andere Industrien zurückgegriffen, und bei Anlagenstillständen brachte der Anruf des Betreibers schon einmal die Produktion zum Erliegen, da die Mechaniker für die Reparatur vor Ort gebraucht wurden.

In den Neunzigerjahren, insbesondere vor dem Hintergrund eines politisch abgesicherten Marktes (Stromeinspeisegesetz von 1991), hatte die Windenergie dann aber eine rasante Entwicklung erfahren. Und bis zum Sommer 2003 hatte sich das Bild grundlegend verändert: Windparks waren geboren, ebenso das EEG, Netzeinspeisung war die Regel und Substitution des Eigenverbrauches kein Thema mehr. Für die Bereitstellung und Nutzung von Standorten, auf denen für Windparks mit mehr als drei Anlagen mittlerweile nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz eine Betriebsgenehmigung Pflicht war, hatte sich ein vielfältiges Angebot von Dienstleistern entwickelt. Die Windindustrie

war den Kinderschuhen entwachsen, die Windenergieanlage zum Investitionsgut geworden. Nicht zuletzt spielte auch die Betriebsführung eine zunehmend wichtige Rolle.

Auch die Hersteller-Landschaft hatte sich zur Jahrtausendwende verändert: International bekannte Unternehmen hatten mit anziehenden Stückzahlen inzwischen eine starke Stellung im Markt erlangt. Die vornehmlich aus den Projektierungsgesellschaften hervorgegangenen Betriebsführer sahen sich vor große Herausforderungen gestellt, um die Rechte und Ansprüche ihrer Kunden durchzusetzen. Getreu dem Motto „Einigkeit macht stark“ fanden erste Gespräche über Firmengrenzen hinweg statt, und im Rahmen der HusumWind trafen sich interessierte BWE-Firmenmitglieder zu einem Austausch, wie gemeinsame Interessen innerhalb des Verbandes gebündelt werden könnten. Eine Roadmap wurde entwickelt, und bereits im Januar 2004 kam es in Berlin zur Gründung und konstituierenden Sitzung des BWE Betriebsführerbeirates.

Es ist an der Zeit – das gilt auch heute, im Jahr des 10-jährigen Bestehens des Betriebsführerbeirates, für die Veröffentlichung des vorliegenden Buches über die Technische Betriebsführung von Windenergieanlagen. Mit der weiterhin rasant verlaufenden Entwicklung des Windenergiemarktes in den letzten zehn Jahren hat sich auch der Leistungsumfang der Betriebsführung deutlich vergrößert. Zu den aktuellen Herausforderungen an die Technische Betriebsführung von Windkraftanlagen findet sich hier ein informativer Überblick mit Artikeln aus der Praxis für die Praxis. Viel Vergnügen beim Lesen!

Dipl.-Ing. Gerald Riedel
Vorsitzender des Betriebsführerbeirates
im Bundesverband WindEnergie e.V.

WINDENERGIE BETRIEBSFÜHRUNG

Einführung

Wartungsarbeiten im Windpark Nauen. Foto: Jan Oelker

„Die Anforderungen an die Servicequalität steigen“

Gerald Riedel, Vorsitzender des BWE Betriebsführerbeirats, **Ulrich Schomakers** von Availon und **Ulrich Schulze Südhoff** von GE im Gespräch über Qualität, Wettbewerb, Herausforderungen und Entwicklungen beim Service von Windenergieanlagen.

BWE: Herr Riedel, was erwarten Sie als Betriebsführer von Ihren Servicedienstleistern?

Gerald Riedel: An allererster Stelle steht natürlich die Qualität der Arbeiten an der Maschine. Aber auch die Termintreue bei planmäßigen und die Schnelligkeit bei außerplanmäßigen Einsätzen sind wichtig, ebenso wie die Kommunikation. In der Praxis liegen da sehr wechselhafte Erfahrungen vor: So wie das Servicegeschäft heute durchgeführt wird, sehen wir in fast allen Punkten einen erheblichen Optimierungsbedarf.

Ulrich Schulze Südhoff: Ich kann das teilweise nachvollziehen, Herr Riedel. Ich sehe aber auch einen positiven Trend, das zeigt zum Beispiel die letzte BWE Serviceumfrage: Danach hat sich die Schnelligkeit der Wartung und Instandsetzung verbessert, ebenso die Qualität der Rückmeldungen zu den Wartungseinsätzen. Termintreue bleibt ein wichtiger Punkt, aber auch hier sehe ich positive Entwicklungen – zumindest bei uns.

Ulrich Schomakers: Es gibt zwar nach wie vor Unterschiede zwischen Herstellern und Unabhängigen, aber jeder nimmt die

Themen Durchführungsqualität, Termintreue und Kommunikation mit dem Kunden sehr ernst. Auch für uns ist das natürlich sehr wichtig. Gerade wenn Sie als freier Anbieter Vollwartungsverträge anbieten, müssen Sie eine gute Qualität abliefern.

BWE: Stichwort Reaktionsgeschwindigkeit und Flexibilität: Sind die unabhängigen Serviceanbieter hier im Vorteil?

Schomakers: Das kann ich auf jeden Fall bestätigen. Der Vorteil von uns Unabhängigen ist, dass wir eine kleinere Organisation mit kurzen Entscheidungswegen haben und uns dadurch flexibler aufstellen können. Deshalb können wir uns auch besser auf die Marktbedürfnisse einstellen. Bei den größeren Organisationen dauert eben alles einen Tick länger.

Schulze Südhoff: Da bin ich aber ganz anderer Meinung! Bei uns wird viel vor Ort entschieden, und wir sind auch im Vergleich zu einigen Unabhängigen sehr dezentral aufgestellt, also nah am Kunden. Dadurch können wir auch schnell reagieren. Wo ich die Kritik aber verstehen kann, ist bei den Vertragsverhandlungen und -bedingungen. Unternehmen mit einer größeren Bilanzsumme gehen vielleicht etwas geringere Risiken ein.

„Wenn die Leistung stimmt, ist jeder Betriebsführer bereit, sie auch entsprechend zu entlohnen."

Riedel: Die höhere Flexibilität von kleineren Serviceanbietern ist unbestritten, das zeigt sich in der Praxis deutlich. Neben einem kleineren Overhead liegt das vor allem an ihrer meist regionaleren Ausrichtung.

BWE: Sind sie denn auch grundsätzlich günstiger?

Riedel: Grundsätzlich nicht, nein. Aber der Preis der Wartung steht auch nicht allein im Vordergrund. Er muss leistungsgerecht sein. Wir sind nicht auf der Suche nach dem „billigen Jakob", der dann schlechte Arbeit abliefert. Wenn die Leistung stimmt, ist jeder Betriebsführer bereit, sie auch entsprechend zu entlohnen.

Schomakers: Es gibt natürlich Punkte, bei denen wir günstiger sind. Bei Reparaturleistungen und der Instandsetzung von Komponenten sind die Unabhängigen klar vorne, weil sie wissen, wie sie diese Prozesse wirtschaftlich vernünftig gestalten können. Aber wenn es zum Beispiel um den Einkauf von Neuteilen in größeren Volumen geht, hat der Hersteller Kostenvorteile, da reichen wir als Unabhängige nie heran. Die Frage ist, ob er diese auch an den Kunden weitergibt.

Schulze Südhoff: Bei den Arbeitskosten liegen beide wohl in etwa gleichauf, beim Material kann der Hersteller in der Tat an einigen Stellen günstiger einkaufen.

Ich sehe da insgesamt keine großen Unterschiede, zumal die Unabhängigen jetzt ja auch gezwungen sind, profitabel zu arbeiten.

BWE: Mussten sie das früher nicht?

Riedel: Was das betrifft, waren die Unabhängigen Gold wert für den Servicemarkt, denn sie haben mit ihrem Markteintritt überhaupt erst den Startschuss für den Wettbewerb gegeben. Dadurch sind die Preise insgesamt gesunken, was den Betreibern natürlich entgegenkommt.

Schulze Südhoff: Die Unabhängigen haben die Hersteller diesbezüglich sicher angespornt. Aber jetzt sind wir in einer anderen Marktphase, die Hersteller haben reagiert und die Karten sind neu gemischt. Die Vorteile liegen jetzt, glaube ich, eher bei den Herstellern.

Schomakers: Ich denke, die Talsohle bei den Preisen ist jetzt erreicht, und ich gehe davon aus, dass sich Unabhängige und Hersteller weiter angleichen werden.

BWE: Wie groß ist der Wissensvorsprung der Hersteller vor dem Hintergrund, dass technische Dokumentationen oft nicht frei verfügbar sind?

„Die Talsohle bei den Preisen ist jetzt erreicht, und ich gehe davon aus, dass sich Unabhängige und Hersteller weiter angleichen werden.“

Schomakers: Der Markt wird sich hoffentlich irgendwann dahin bewegen, dass mehr Dokumente bereitgestellt werden. Im Maschinen- und Anlagenbau ist das üblich, bei der Windenergie leider noch nicht. Grundsätzlich liegt der Vorsprung für die Hersteller meiner Einschätzung nach etwa bei zwei Jahren. Das ist die Zeit, die wir brauchen, um für einen bestimmten Typen eine vernünftige Dokumentation aufzubauen.

Schulze Südhoff: Ich denke, dass sich dieser Zeitraum künftig erheblich verlängern wird. Neue Anlagen sind viel komplexer, mehr Komponenten sind Software integriert, da steckt viel mehr geschütztes geistiges Eigentum drin. Es geht aber auch zunehmend darum, über Upgrades die Erträge zu erhöhen, was detaillierte Kenntnisse der Anlagen erfordert, die den Herstellern nun mal eher vorliegen.
Das sind Punkte, bei denen ich die Unabhängigen kämpfen sehe, dafür werden zwei Jahre nicht mehr ausreichen.

BWE: Müssten die Informationen nicht komplett von den Herstellern offengelegt werden?

Schulze Südhoff: Es kommt auch auf den Einzelfall an: Was bereitgestellt wird, be-

ruht auch auf Vereinbarungen zwischen Lieferanten und Kunden. Aber letztlich stecken die Hersteller viele Ingenieursstunden in die Entwicklung ihrer Produkte, in die Dokumentation, in Arbeits- und Wartungsanweisungen. Und natürlich muss sich diese Investition für uns lohnen. Zudem haben wir extrem schlechte Erfahrungen mit Urheberrechtsverletzungen gemacht, deswegen sind wir an dieser Stelle sehr vorsichtig. Das Spiel muss fair sein – auch hinsichtlich des Umgangs mit Urheberrechten.

„Ich halte diese Zurückhaltung der Technischen Dokumentation durch die Hersteller […] für unzulässig, denn der Markt wird dadurch extrem behindert."

BWE: Ist dies aus Ihrer Sicht fair, Herr Schomakers?

Schomakers: Nein. Das Problem ist, dass der Unabhängige viel Geld in die Hand nehmen muss, wenn er mit den neuen Anlagen arbeiten will. Das geht teilweise bis hin zur sehr aufwendigen Entwicklung eigener Software. Und da das nicht für alle Typen machbar ist, müssen sich die freien Anbieter auf ausgewählte Anlagentypen fokussieren, um im Wettbewerb bestehen zu können.

Riedel: Ich halte diese Zurückhaltung der Technischen Dokumentation durch die Hersteller – teilweise betrieben durch aktive Vertragspolitik mit Komponentenherstellern – für unzulässig, denn der Markt wird dadurch extrem behindert. Wobei der Betreiber beim Erwerb einer Windenergieanlage sicherlich gerne bereit wäre, für eine umfassende Technische Dokumentation auch einen entsprechenden Preis zu zahlen. So etwas gibt es in keinem anderen Anlagenbau- oder Kraftwerksmarkt. Das widerspricht auch jeglichen Vorschriften, ich denke da mal an die Europäische Maschinenrichtlinie. Die freie Verfügbarkeit von Dokumentationen darf meiner Ansicht nach überhaupt kein Thema sein, das muss ganz normal sein!

BWE: Glauben Sie, dass dieses Dilemma irgendwann zu lösen sein wird? Warum ist die Windenergiebranche hier noch nicht so weit?

Schomakers: Generell fehlen festgelegte Standards, die definieren, was alles zu einer vollständigen Dokumentation gehört. Hier stehen auch die Verbände in der Pflicht, eindeutige Vorgaben zu definieren. Solange es keine klaren Regeln gibt, wird kein Hersteller mehr Informationen herausgeben als nötig.

BWE: Vollwartungskonzepte liegen in

Deutschland im Trend. Ist es für unabhängige Anbieter schwieriger, Vollwartung kosteneffizient anzubieten?

Schomakers: Das kann ich klar mit einem „Nein“ beantworten. Wir haben mittlerweile fast 50 Prozent unserer Anlagen unter Vollwartungsverträgen, die wir teilweise bis zum 20. Betriebsjahr anbieten. Das gibt auch uns als Unabhängigen langfristige Perspektiven. Zudem glaube ich nicht, dass der Markt künftig ausschließlich Vollwartungskonzepte verlangt. Gerade die größeren Betreiber haben hier durchaus andere Möglichkeiten. Trotzdem ist der Trend natürlich da und die Unabhängigen müssen sich darauf einstellen. Dass das für die kleinen Serviceanbieter ein Problem ist, steht außer Zweifel.

Schulze Südhoff: Für die Unabhängigen wird es insgesamt sehr schwer werden, Neuanlagen unter Vollwartung zu bekommen. Da sehe ich auch die Gefahr, nicht mehr mit dem Stand der Technik mitzuhalten und letztlich nicht die Qualität für Upgrades, präventive Wartung oder eine hohe Verfügbarkeit leisten zu können.

Schomakers: Da haben Sie teilweise recht, Herr Schulze Südhoff. Wenn es keine Möglichkeiten gibt, neue Anlagen unter Vertrag zu nehmen, wird auch kein Unabhängiger in das dafür notwendige Know-how investieren. Enercon hat ja bewiesen, dass es mit einem guten Service möglich ist, Wettbewerber von den Anlagen fernzuhalten. Es kann aber auch sein,

Wartungsarbeiten mit internem Kran.
Foto: Ulrich Wozniak

dass sich der Markt hier wieder öffnet: Bei Unzufriedenheit über den Herstellerservice stehen die Unabhängigen sofort zur Stelle, werden sich ihre Expertise aufbauen und diese Chance nutzen.

Riedel: Ich halte diese Entwicklung für kontraproduktiv, weil sie einen unfairen Wettbewerbsvorteil für die Hersteller bringt. Das führt zu einer Abschottung auf Kosten der Markttransparenz und des frei

Servicetechniker bei Wartungsarbeiten. Foto: Axel Schmidt

verfügbaren Know-how. Für die Betreiber kann das in letzter Konsequenz bei einer großflächigen Abdeckung durch Vollwartungskonzepte bedeuten, dass sie irgendwann keine Wahl mehr haben, sondern vom Herstellerservice abhängig sind.

BWE: Was können unabhängige Anbieter tun, um ihre Marktanteile zu halten?

Schomakers: Unsere Strategieplanung für die nächsten Jahre konzentriert sich nicht auf die Anlagen, die momentan aufgestellt werden, sondern eher auf die älteren. Hier gibt es in den nächsten Jahren noch Wachstumsmöglichkeiten für unabhängige Anbieter – auch vor dem Hintergrund, dass der Weiterbetrieb nach den ersten 20 Jahren für viele Betreiber attraktiv ist.

BWE: Ist es für Hersteller nicht interessant, ihre älteren Anlagen zu warten?

Schulze Südhoff: Im Gegenteil. Für uns ist die Altflotte die Basis für den Ausbau der neuen. Ohne sie könnten wir unsere dezentrale Servicestruktur nicht finanzieren. Wir haben in den letzten Jahren viel Geld in das Thema Upgrades investiert, um den Vorteil auszuschöpfen, den wir als Hersteller haben: Wir kennen die Anlagen am besten, wir wissen, wo Optimierungen am sinnvollsten sind, und wir kennen die Belastungsgrenzen der Anlagen besser.

BWE: Trotzdem liegt die Zukunft für unabhängige Anbieter im Geschäft mit Altanlagen?

Schomakers: Hier herrscht einfach eine normale Wettbewerbssituation vor und nicht jeder Hersteller nimmt dieses Geschäft so ernst. Ob die Hersteller ihre Altanlagen wirklich so viel besser kennen als die darauf spezialisierten Unabhängigen, wage ich zu bezweifeln. Nicht nur wir konnten in jüngster Zeit einige Marktanteile bei den älteren Anlagen gewinnen.

BWE: Worauf kommt es bei Anlagen-Upgrades und nachträglichen Optimierungen hauptsächlich an?

Riedel: Gerade bei Upgrades, die einzig mehr Ertrag versprechen, sollte man als Betreiber sehr vorsichtig sein. Kosten und Nutzen stehen dabei oft in einem ungünstigen Verhältnis zueinander. Anders sieht es bei Upgrades aus, die den Verschleiß und damit die Wartungskosten insgesamt reduzieren.

Schomakers: Genau hier liegen auch gute Chancen für die Unabhängigen: Bei allen Optimierungen, die zur Reduzierung von Ausfallzeiten, Wartungs- und damit Betriebskosten führen, wird ein echter Mehrwert geschaffen, auf den kein Betreiber gern verzichtet. Dafür sind die Unabhängigen gute Ansprechpartner und ich bin sicher, dass sie hier auch in Zukunft die entscheidende Rolle am Markt spielen werden.

„Gerade bei Upgrades, die einzig mehr Ertrag versprechen, sollte man als Betreiber sehr vorsichtig sein.“

BWE: Ein Ergebnis der letzten BWE Serviceumfrage war, dass die Hersteller bei der Kundenzufriedenheit aufgeholt haben. Sind die Hersteller in den letzten Jahren besser geworden oder die Unabhängigen schlechter?

Schomakers: Das auf keinen Fall, die Unabhängigen sind ja auch nicht zurückgefallen! Aber daran zeigt sich, dass die Hersteller das Servicegeschäft mittlerweile einfach ernster nehmen als noch vor einigen Jahren. Und: Die freien Anbieter haben hier gut vorgelegt.

Schulze Südhoff: Dass wir hier auf einem guten Weg sind, zeigt vor allem auch die Wechselbereitschaft, die bei uns im letzten Jahr auf unter 4 Prozent gesunken ist. Das ist ein echter Ansporn, hier konsequent am Ball zu bleiben – wir wissen aber auch, dass noch Luft nach oben ist.

Riedel: Der letzte Satz beruhigt mich etwas, Herr Schulze Südhoff! Man sollte bei der Servicequalität sowohl bei Herstellern wie Unabhängigen immer auch den regionalen Aspekt und eine menschliche

Komponente im Auge behalten: Wo die Servicenetze mangels Anlagendichte eher löchrig sind, ist es schon aufgrund der Anfahrtszeiten schwieriger, schnell zu sein. Hinzu kommt die entscheidende Frage, wie motiviert die Techniker in den Serviceteams sind, einen guten Job zu machen.

BWE: Wie ist der Markt aus Betriebsführersicht zu betrachten? Welche Entwicklungen sind hier wünschenswert und wo hakt es nach wie vor?

Riedel: Neben den schon angesprochenen Defiziten sehe ich vor allem drei Punkte, wo noch viel Luft nach oben ist: Der erste betrifft die Wartungsprotokolle, die oft weder zeitnah zur Verfügung stehen, noch vernünftig aufbereitet sind. Teilweise lässt sich nur schwer nachvollziehen, was gemacht wurde und wie es gemacht wurde. Hinzu kommt die Serviceverfügbarkeit: Es passiert viel zu oft, dass sich regelmäßige Wartungen lange verzögern. Das kann fatale Folgen haben, schließlich ist die Betriebserlaubnis einer Anlage ja auch an die Wartungsintervalle gekoppelt. Ein weiterer wunder Punkt ist aus meiner Sicht die Qualifizierung vieler Servicemitarbeiter bzw. der erhebliche Mangel an Servicekräften. Hier stehen alle Serviceanbieter in der Pflicht, sich stärker zu engagieren.

> „Bei der Mitarbeiterqualifizierung muss einfach über Standards gesprochen werden, und zwar in der gesamten Branche."

Schulze Südhoff: Was die Wartungsprotokolle betrifft, bin ich ganz bei Ihnen. Hier fehlt eine gemeinsame Plattform, auf der Betreiber und Service ihre Daten austauschen können. Das kommt aber mit der Zeit – wir jedenfalls arbeiten daran. Bei der Mitarbeiterqualifizierung muss einfach über Standards gesprochen werden, und zwar in der gesamten Branche: Mit mehr und besser qualifizierten Servicekräften sinkt auch das von Ihnen angesprochene Manko bei der Verfügbarkeit.

Schomakers: Für die Unabhängigen hängt die Frage der Mitarbeiterqualifizierung stark von der strategischen Ausrichtung ab: Welche und wie viele Anlagentypen werden betreut, worauf spezialisiert sich der Anbieter? Je größer und vielfältiger dieses Portfolio ist, desto schwieriger ist es, gute Spezialisten für die einzelnen Anlagen zu bekommen. Das ist bei den freien Anbietern ein wichtiges Thema.

BWE: Was glauben Sie: Wie wird sich der Servicemarkt in Deutschland in den nächsten Jahren entwickeln?

Schomakers: Ich gehe davon aus, dass sich vor allem die Nischenanbieter besser aufstellen müssen als bisher, denn für sie wird der Markt enger werden.

Ausbildung an der Nordex Energy GmbH Academy. Foto: Tim Riediger/nordpool

Da wird es auf jeden Fall zu einer Konsolidierung kommen. Kundenzufriedenheit, Qualität und Transparenz der durchgeführten Arbeit gepaart mit dem richtigen Wartungs- und Instandhaltungskonzept werden in Zukunft eine noch wichtigere Rolle spielen.

Schulze Südhoff: Die Wachstumsmöglichkeiten für die Unabhängigen sind kleiner geworden. Nicht zuletzt, weil auch die Qualitätsanforderungen für die immer komplexer werdenden Anlagen steigen. Wer da nicht mithalten kann, wird es schwer haben.

Riedel: Sicherlich wird es auch in fernerer Zukunft noch beide Arten von Anbietern geben, dafür ist der Markt groß genug und er wächst ja nach wie vor. Die Anforderungen an die Servicequalität steigen aber nicht nur aufgrund der Anlagentechnik, sondern auch aufgrund der Anforderungen von außen, beispielsweise beim Thema Netzstabilität. Wer diese Entwicklungen mitgeht, wird auch in fünf oder zehn Jahren erfolgreich am Servicemarkt agieren können. ■

Gesprächspartner

Gerald Riedel, Vorsitzender des *Betriebsführerbeirates im BWE*. Der Diplom-Ingenieur Maschinenbau ist seit 1988 in der Windenergie-Branche und von 1998 bis heute als Gesellschafter der GETproject GmbH & Co. KG tätig. Seit der Gründung des Betriebsführerbeirats im Bundesverband WindEnergie ist Gerald Riedel dessen Vorsitzender.

Ulrich Schomakers, Geschäftsführer der *Availon GmbH*. Der Diplom-Elektroingenieur verfügt über 20 Jahre Berufserfahrung in der Windenergie, die er bei Tacke Windtechnik, Enron Wind Service, GE Energy und SSB-Antriebstechnik gesammelt hat. Seit 2007 ist Ulrich Schomakers Geschäftsführer der Availon GmbH (ehemals SSB Service GmbH).

Ulrich Schulze Südhoff, Leiter Wind Services Central Europe *GE Renewable Energy*. Ulrich Schulze Südhoff leitet seit 2012 den deutschen Wind-Service-Bereich von GE. Zuvor verantwortete er die europäische Geschäftsentwicklung für GE Equipment Services in GE Capital sowie nachfolgend für drei Jahre die europäische Geschäftsentwicklung von GE Wind Services.

Mit Know-how und Leidenschaft.

Ich bin Hartmut Witte, Servicetechniker aus Leidenschaft. Meine Einsätze sind sehr abwechslungsreich, aber eines gilt für mich immer: Die Anlage muss laufen, nicht die Uhr im Hinterkopf. Darum habe ich auch keine Scheu vor Überstunden. Meine Motivation den Fehler zu beheben? Die Vorstellung, es wäre meine eigene WEA. Und das gespürte Lächeln des Kunden am Telefon, wenn ich mich erfolgreich zurückmelde.
www.availon.eu

WIR HABEN VERSTANDEN.

AVAILON
UNITED WIND SERVICE

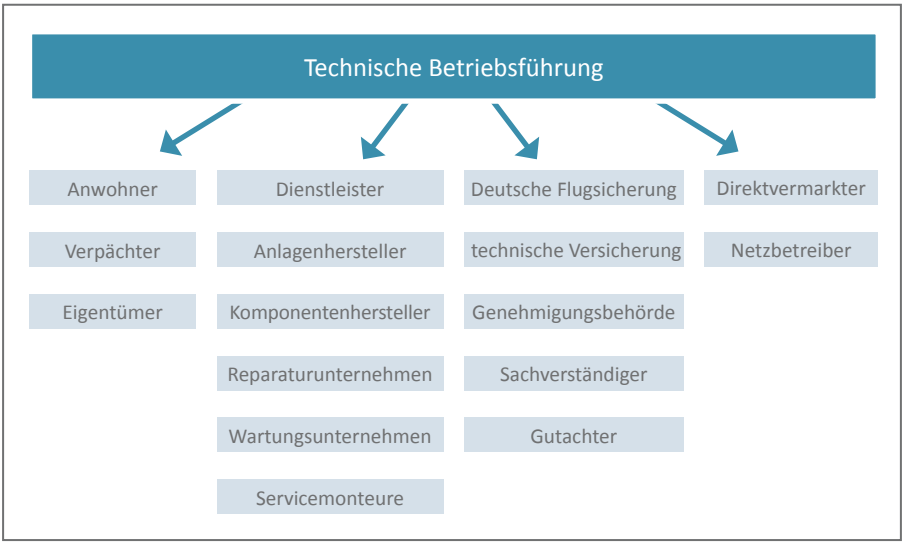
Servicearbeiten im Windpark Nauen. Foto: Jan Oelker

Einführung in die technische Betriebsführung

Spätestens seit der Umdeutung der Windenergieanlage zum Investitionsgut und dem damit einhergehenden Eintritt von institutionellen und fachfremden Anlegern können die Eigentümer/Betreiber der gestiegenen Komplexität der Betriebsprozesse nicht mehr in einem ausreichenden Maße gerecht werden. So ist heute die Expertise der Betriebsführer für einen ertrag- und damit erfolgreichen Betrieb der Windenergieanlage bzw. des Windparks unabdingbar.

Der Betriebsführer steht im Auftrag des jeweiligen Eigentümers als Ansprechpartner für die am Betrieb beteiligten Personen, Firmen und Institutionen zur Verfügung und handelt in bestimmten Bereichen in dessen Vollmacht. In der Betriebsführung laufen sämtliche den Betrieb betreffende Informationen zusammen, sie werden systematisch gesammelt, dokumentiert, analysiert sowie ggf. weitergeleitet und nach Bedarf in Handlungsanweisungen an Dritte übersetzt.

Aufgrund der Vielzahl der in einer Windenergieanlage eingesetzten Werkstoffe und Technologien, des hohen Innovationstempos der Windenergiebranche sowie der großen Zahl betriebsbedingt beteiligter Firmen und Institutionen steht die technische Betriebsführung vor großen Herausforderungen. Das folgende Schema benennt die Beteiligten und macht die zentrale Stellung der technischen Betriebsführung für den gesamten Informations-, Entscheidungs- und Handlungsfluss deutlich.



Definition des Arbeitsgebiets „Technisch Betriebsführung“

Die technische Betriebsführung von Windenergieanlagen gehört zum Dienstleistungsbereich des technischen Managements. Anders als zum Beispiel beim *Asset Management* oder *Facility Management* sind die Leistungen nach Art, Umfang und Ausführung nicht in einer Norm definiert. Im eigentlichen Verständnis umfasst die technische Betriebsführung reine Management- und Kontrollfunktionen, womit sie sich von den

Arbeiten zur Wartung, aber auch von den Tätigkeiten der Sachverständigen und Gutachter deutlich abgrenzt. Am Markt angebotene Dienstleistungspakete umfassen allerdings teilweise auch Mischformen aus den genannten Bereichen.

In der Betrachtung des zeitlichen Projektablaufs zur Realisierung eines Windparks schließt die Übergabe der Anlagen an die technische Betriebsführung an deren Errichtung und Inbetriebnahme an. Sie stellt damit die letzte Phase im Projektzyklus dar, die wiederum mit der Einstellung des Anlagenbetriebs und dem Rückbau der Windenergieanlagen beendet wird.

Zwingende Voraussetzung für die technische Betriebsführung sind die Übergabe einer umfassenden technischen Dokumentation des gesamten Windparks – der Windenergie- und Infrastrukturanlagen zur Netzeinspeisung und Kommunikation – auf Basis der gesetzlichen Grundlagen (z. B. EG-Maschinenrichtlinie 2006/42/EG Anh. V oder DIN-Normen DIN EN 82079 und DIN EN 61355) sowie die Übergabe vollständiger genehmigungsrechtlicher Unterlagen durch den Auftraggeber.

Nicht zuletzt ist hier auch die während der laufenden Betriebsphase zeitnahe Übergabe der vollständigen Arbeitsdokumentation zu durchgeführten Instandhaltungsarbeiten durch den beauftragten Dienstleister unabdingbar.

Leistungsumfang

Für eine technische Betriebsführung ist der Leistungsumfang nicht allgemein verbindlich festgelegt oder genormt, sondern wird individuell zwischen dem Betreiber bzw. der Betreibergesellschaft und der Betriebsführungsgesellschaft abgestimmt. In jedem Fall sollte hierzu ein Vertrag u. a. mit einer detaillierten Beschreibung des Leistungsumfanges abgeschlossen werden.

Die Ziele der technischen Betriebsführung

Das übergeordnete Ziel der technischen Betriebsführung ist die Optimierung des Anlagenbetriebes in technischen und organisatorischen Belangen zur Erlangung eines

CHECKLISTE

Üblich ist die Übernahme der folgenden Leistungen durch den Betriebsführer:

- ✓ laufende Funktionsüberwachung
- ✓ Überwachung und Koordinierung von Instandhaltungs-, Wartungs- und Reparaturarbeiten
- ✓ Erstellung von Monats- und Jahresberichten
- ✓ Beauftragung von Dritten z. B. zur Störungsbehebung, Durchführung von Instandhaltungs-, Wartungs- oder Reparaturarbeiten o. Ä., einschließlich vollständiger Auftragsabwicklung
- ✓ Abwicklung von Versicherungsschäden
- ✓ Koordination der regelmäßigen technischen Überprüfung der Maschinentechnik und der Rotorblätter
- ✓ Zusammenfassung und Bewertung der Ergebnisse aus Gutachten oder Begehungen mit Empfehlung für evtl. Instandsetzungsarbeiten/ -reparaturen
- ✓ Geltendmachung von Rechten aus Mängelhaftung mit Abwicklung der Mängelanzeigen
- ✓ Kontrolle und Überwachung geschlossener Verträge
- ✓ Einhaltung der Auflagen aus Bau- bzw. Betriebsgenehmigung
- ✓ Kontrollablesung der in das Netz eingespeisten Energie am Netzverknüpfungspunkt
- ✓ Ablesung der jeweiligen geeichten Stromzähler und Verteilung der Erträge, Verluste und Strombezüge an die jeweiligen Betreiber innerhalb eines Windparks
- ✓ Durchführung von Gesellschafterversammlungen

größtmöglichen wirtschaftlichen Ertrages. Zur Erreichung dieses Zieles muss der Betriebsführer möglichst ohne Zeitverzug ständig und umfassend über den aktuellen Zustand der von ihm betreuten Windenergieanlagen informiert sein, um bei sich anbahnenden Störungen oder Anlagenstillständen kurzfristig reagieren und entsprechende Handlungsanweisungen geben zu können. Neben diesen auf eine schnelle Reaktion ausgerichteten Maßnahmen hat auch die Analyse historischer Anlagendaten hohe Priorität. Denn nur mit sorgsamer Auswertung des digitalen Erfahrungsschatzes kann zukünftigen Stillständen vorgebeugt bzw. können unabdingbare Stillstandszeiten durch gezielte Maßnahmen zumindest verkürzt werden.

Weitere Ziele stellen die Einhaltung vertraglicher Verpflichtungen des Betreibers bzw. der Betreibergesellschaft aus abgeschlossenen Verträgen sowie aus genehmigungsrechtlichen und weiteren behördlichen Auflagen sowie die Umsetzung der eigenen vertraglichen Verpflichtungen aus dem Vertragsverhältnis mit dem Eigentümer dar. Die penible Befolgung und Einhaltung sämtlicher Bestimmungen zu Arbeitssicherheit und Personenschutz nehmen bei den Vorschriften und Gesetzen eine herausragende Stellung ein und schützen den Betreiber, aber auch den Betriebsführer vor unter Umständen weitreichenden haftungsrechtlichen Konsequenzen. Zu den behördlichen Auflagen gehören neben

der Vorgabe von Prüfzyklen und der Einhaltung von technischen Bestimmungen (z. B. Grenzwerte zur Schallimmission) nicht zuletzt auch die Einhaltung der umwelt- und naturschutzrechtlichen Bestimmungen, wie etwa die Pflege und Erhaltung der Ausgleichsmaßnahmen oder die Koordination von Fledermaus- oder Avifauna-Monitorings.

Als generelles Ziel sollte immer auch die Akzeptanz eines Windparks am Standort und damit allgemein der Windenergie im Blick behalten werden. Nirgendwo kann besser als im direkten Kontakt vor Ort, bei unbeeinflusster und unverfälschter Wahrnehmung der Windenergieanlagen, durch persönliche Gespräche oder bei Informationsveranstaltungen für die Windenergie geworben werden.

Instrumente und Hilfsmittel

Eine professionelle Betriebsführung ist ohne den Einsatz einer hochautomatisierten Betriebsdatenerfassung unter Einsatz einer Datenbank und entsprechender Softwaretools für Analyse und Auswertung nicht denkbar. Für diese Aufgaben stehen als unmittelbare Instrumente der Betriebsführung am Markt mehrere grundsätzliche Softwareangebote bereit. Diese können auf Wunsch der Betriebsführungsgesellschaften durch den Systemanbieter ergänzt und auf das jeweilige Anlagenportfolio sowie den jeweiligen Arbeitsschwerpunkt angepasst werden. Unverzichtbar sind des Weiteren eine persönliche Schutzausrüstung, eine Digitalkamera (evtl. als Wärmebildkamera) für Anlagenbegehungen sowie selbstverständlich ein mobiles Telefon als Informationsgerät.

Mittlerweile standardmäßig auf Neuanlagen sowie auf vielen nachgerüsteten Bestandsanlagen zu finden ist das Condition Monitoring (Zustandsüberwachung – z. B. durch permanente Schwingungsmessungen). Es dient als Hilfsmittel für die Aufgaben der Betriebsführung hinsichtlich Schadenfrüherkennung und verringerter Stillstandszeiten. Ebenfalls durchgesetzt hat sich die Endoskopie von Getrieben und Lagern. Beide Maßnahmen gehören zum Standardrepertoire des Betriebsführers, um sich ein möglichst umfassendes Bild über den aktuellen Zustand der Anlagentechnik zu machen. Idealerweise kann so bereits vor einem schadenbedingten Stillstand vorausschauend reagiert und können wertvolle Zeit und Kosten eingespart werden.

Getriebeuntersuchung per Videoendoskopie.
Foto: Jens Meier/laif

Trotz des Einsatzes digitaler Technik mit Datenbanken und umfangreicher Auswertungssoftware ist die Grundlage jeder Betriebsführung nach wie vor die

energiequelle gmbh

Energie mit Zukunft für Menschen von heute

Hohe Anlagenverfügbarkeit durch umfassende Betriebsführungsleistungen

Das und noch vieles mehr können Sie von uns erwarten:

- maximale Anlagen-Verfügbarkeit
- professionelle technische Überwachung
- breites Anlagenspektrum und sehr gute Branchenkontakte
- eigenes Kundenportal zur Einsicht von Betriebsdaten
- umfassendes individuelles Reporting über den Zustand Ihrer Windkraftanlagen

www.energiequelle.de

Energiequelle GmbH | Kontakt: Lars Schiller | F +49 33769 871 500

Gutachterarbeiten im Windpark Esterwegen, Emsland. Foto: Jens Meier/laif

Expertise und Erfahrung der jeweils handelnden Person. Ohne einschlägiges Know-how ist die beste Datenbank nicht mehr als ein gigantischer digitaler Müllberg – wenn der Betriebsführer nicht weiß, wonach er bei einer konkreten Aufgabe suchen muss bzw. wie er die gesammelten Daten zu interpretieren hat und welche Handlungen daraus abzuleiten sind. Daher ist für den Betriebsführer die ständige Weiterbildung unabdingbar, um stets auf dem aktuellen Stand der eingesetzten Technologien zu sein. Da der Betriebsführer zur Bewältigung seiner Aufgaben aber eher ein Generalist sein muss, ist weiterhin das „Networking" unverzichtbar. Denn nur mit einem guten Netzwerk ist er in der Lage, Probleme möglichst kurzfristig zu lösen, die ein spezielles Fachwissen und damit einen Rückgriff auf externe Experten erfordern. ■

Autor

Gerald Riedel, Vorsitzender des Betriebsführerbeirates im BWE.
Der Diplom-Ingenieur Maschinenbau arbeitet seit 1988 für die Windenergie und ist seit 1998 als Gesellschafter der GETproject GmbH & Co. KG tätig. Seit der Gründung des Betriebsführerbeirats im Bundesverband WindEnergie ist Gerald Riedel dessen Vorsitzender.
Foto: getproject/Gerschefski

Ausblick

Die Entwicklung der Windenergie wird auch in den nächsten Jahren fortschreiten. Der Erfolg der vergangenen 20 Jahre erfordert jedoch Konsequenzen bezüglich der Einbindung in die bestehenden Netze. EisMan, Direktvermarktung und SDL sind die zugehörigen Schlagworte der letzten Jahre, die teilweise erheblichen Einfluss auf die Arbeit der Betriebsführung hatten und haben. Gerade hier wird die zentrale Position der Betriebsführung in den Informationsflüssen eines Windparks – und somit für die Netzintegration der Windenergieanlagen – überdeutlich.

Im Zuge des weiteren Ausbaus der Windenergie werden von den Windenergieanlagen vermehrt Kraftwerkseigenschaften erwartet, die eine geänderte Betriebsweise der Windparks nach sich ziehen. Es wird nicht mehr nur genügen, je nach herrschendem Windangebot den höchstmöglichen Ertrag anzustreben. Vielmehr werden zukünftig über Steuerungs- und Regelungseingriffe an Netz- und Versorgungssituation angepasste Szenarien abzufahren sein, die eine enge Einbindung der Windparks in das Netzgeschehen voraussetzen. Für die Betriebsführung werden entsprechende Antworten, auch mittels angepasster Softwarelösungen, gefunden werden müssen, um derartigen Qualitätsanforderungen nachkommen zu können. In diesem Zusammenhang relevante Themen, die die Arbeit der technischen Betriebsführung mittelfristig deutlich verändern werden und über die in diesem Buch ausführlich berichtet wird, sind beispielsweise: Leitwarte, Life-Cycle-Management, Schadensdatenbank oder RDS-PP.

Der Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach zwanzig Jahren gerät als neues Betätigungsfeld erst allmählich in das Blickfeld der Betriebsführer. Doch neben den rechtlichen Prüfungen sind hier auch betriebswirtschaftliche und technische Fragestellungen hinsichtlich der Rentabilität eines möglichen Weiterbetriebs zu klären und ggf. alle notwendigen Voraussetzungen für dessen Realisierung zu schaffen. Aufgaben, die sämtlich im Bereich der Betriebsführung angesiedelt sind.

Bei all den zukünftigen Themen und Entwicklungen der Windenergie werden zwei Dinge mit großer Sicherheit ihre Bedeutung behalten: die Erfahrung des Betriebsführers und die zentrale Rolle der Betriebsführung in den Informationsflüssen und Handlungsabläufen einer Windenergieanlage.

Betriebsführer

ABO Wind AG
Oberdorfstr. 10
55262 Heidesheim
Tel.: 06132 8988 -00
Fax: 06132 8988 -29
betriebsführung@abo-wind.de
www.abo-wind.de

Als Partner der Eigentümer verbessert ABO Wind die Ergebnisse neuer wie bestehender Windparks. Unabhängig von Anlagenherstellern und gestützt auf mehr als zehnjährige Erfahrung bringen wir Ihren Windpark kaufmännisch und technisch zum Erfolg.

baju energy GmbH
Marie-Curie-Str. 5
16225 Eberswalde
Tel.: 03334 380998
Fax: 03334 5264442
info@bajuenergy.de
www.bajuenergy.de

Die baju energy GmbH ist ein Serviceunternehmen für Windkraftanlagen integriert in Systemen verschiedener Hersteller:
- *Technische Betriebsführung*
- *Anlagenfernüberwachung im 24/7-Betrieb*
- *Störungsbehebungen*
- *Optimierung der Anlagenleistung*
- *Auswertung*

BayWa r.e. Betriebsführung GmbH
Herzog-Heinrich-Straße 13 80336 München
Tel.: 089 383 932 5042
betriebsfuehrung@baywa-re.com
www.baywa-re.com/de/
betreiben-und-instandhalten/betriebsfuehrung

Technische und kaufmännische Betriebsführung in Europa, Leitstelle im Dreischichtbetrieb, internationales Expertenteam mit Ingenieurshintergrund, Betreuung aus einer Hand, Vorort-Service, BGV A3

Dirkshof Group
Sönke-Nissen-Koog 58
25821 Reußenköge
Tel.: 04674 9629 -0
Fax: 04674 9629 -29
info@dirkshof.de
www.dirkshof.de

Faire Experten für Windenergie – seit 1989. Langjährige Erfahrung in Planung, Errichtung, technischer und kaufmännischer Betriebsführung, Entwicklung von schlüsselfertigen Projekten, Repoweringprojekte, Steuerung der Hindernisbefeuerung (Passiv-Radar-System)

Energiequelle GmbH
Hauptstraße 44
15806 Zossen OT Kallinchen
Tel.: 03376 9871 -0
Fax: 03376 9871 -19
info@energiequelle.de
www.energiequelle.de

Sprechen wir über die reibungslose Betriebsführung Ihres Projekts: Der technische Service gewährleistet im Zusammenspiel mit unseren kaufmännischen Leistungen optimale Anlagenverfügbarkeit und stabile Erträge. Nutzen Sie unser Dienstleistungsportfolio für Ihren Erfolg.

ENERTRAG Windstrom GmbH
Gut Dauerthal
17291 Dauerthal
Tel.: 039854 6459604
enertrag.windstrom@enertrag.com
www.enertrag.com

ENERTRAG WindStrom – die Windkraft-Optimierer. Technische und kaufmännische Betriebsführung für EEG-Erzeugungseinheiten und Umspannwerke, 24/7-Leitwarte, Inspektionsstelle

getproject GmbH & Co. KG
Russeer Weg 149a
24109 Kiel
Tel.: 0431 38960 -0
Fax: 0431 38960 -16
getpro@getproject.de
www.getproject.de

GETproject GmbH & Co. KG ist eine herstellerunabhängige Ingenieur- und Beratungsgesellschaft. Auch nach der Inbetriebnahme sollte ein Projekt gut betreut werden.
getproject ist Ihr Ansprechpartner für die technische und kaufmännische Betriebsführung für Windparks und Einzelanlagen sowie Bioenergieanlagen für selbst geplante Projekte und als Dienstleistung für Dritte.

GP JOULE GmbH
Cecilienkoog 16
25821 Reußenköge
Tel.: 04671 6074 -0
Fax: 04671 6074 -199
info@gp-joule.de
www.gp-joule.de

GP JOULE hat sich auf Energieprojekte der MW-Klasse, vorrangig Solar und Wind, spezialisiert. Ein Schwerpunkt ist die kaufmännische und technische Betriebsführung – für langfristige Erfolge.

Betriebsführer (Fortsetzung)

Green Wind Energy GmbH
Schiffbauerdamm 12
10117 Berlin
Tel.: 030 351 2886 -30
Fax: 030 351 2886 -33
berlin@greenwindenergy.de
www.greenwindenergy.de

Wir geben Ihnen die volle Unterstützung in den Bereichen, die wir am besten beherrschen: technische und kaufmännische Betriebsführung von Windenergieanlagen sowie Projektentwicklung von Windparks.

Notus energy Plan GmbH & Co. KG
Gregor-Mendel-Straße 24a
14469 Potsdam
Tel.: 0331 62043 -40
Fax: 0331 62043 -44
operations@notus.de
www.notus.de/betriebsfuehrung-nop

Zertifizierte technische Betriebsführung mit 600 MW, Direktvermarktung, Entwicklung einer eigenen Betreiber- und Betriebsführer-App (Wing- und Sitemaster)

ORBIS Energie- und Umwelttechnik GmbH
Nagelschmiedsweg 15–1
27356 Rotenburg
Tel.: 04261 93830
Fax: 04261 960011
info@orbis-umwelt.de
www.orbis-umwelt.de

Die ORBIS Energie- und Umwelttechnik GmbH ist seit dem Jahr 2000 im Bereich der regenerativen Energien tätig und entwickelt, finanziert, baut und betreibt Projekte der Windenergie.

OSTWIND-Gruppe
Gesandtenstraße 3
93047 Regensburg
Tel.: 0941 55516
Fax: 0941 55526
info@ostwind.de
www.ostwind.de

Über die Projektentwicklung hinaus bietet die OSTWIND-Gruppe eine kundenoptimierte Betriebsführung Ihres Windparks. Risikominimierung, Produktionssteigerung und Ertragserhöhung sind deren wesentliche Merkmale. Unsere Stärken, Ihr Vorteil!

psm Nature Power Service & Management GmbH & Co. KG
Jülicher Straße 10–12
41812 Erkelenz
Tel.: 02431 9733 -6
Fax: 02431 9733 -777
service@psm-service.com
www.psm-service.com

Ihr Volldienstleister – für vollen Erfolg. Bei psm können Sie alle Leistungen abrufen, die während der Lebensdauer Ihrer Windenergie- oder Solaranlage erforderlich sind – und zwar technisch und kaufmännisch. Als herstellerunabhängiges Unternehmen haben wir stets beide Seiten im Blick. Da wir wissen, was technologisch Sinn macht, können wir immer auch die wirtschaftlichste Lösung für Sie entwickeln.

Rübsamen Windenergie GmbH
Brödermannsallee 11
25469 Halstenbek
Tel.: 04101 4040 -58
Fax: 04101 4040 -59
info@ruebsamen-windenergie.de
www.ruebsamen-windenergie.de

Entwicklung, schlüsselfertige Errichtung, technische und kaufmännische Betriebsführung von Windparks im In- und Ausland, Windmessungen mit Mast und Sodar

SeebaWIND Service GmbH
Heideweg 2–4
49086 Osnabrück
Tel.: 0541 380 538 -100
Fax: 0541 380 538 -199
guterservice@seebawind.de
www.seebawind.de

Die seebaWIND Service bietet europaweit technische Betriebsführung für alle gängigen Anlagentypen inkl. 24/7-Fernüberwachung an.

Vortex Energy GmbH
Obere Königsstr. 30
34117 Kassel
Tel.: 0561 450798 -0
Fax: 0561 450798 -15
info@vortex-energy.de
www.vortex-energy.de

Weil die Menschen den Unterschied machen: partnerschaftlich – verbindlich – ergebnisorientiert. 10 Jahre internationale Marktexpertise. Planung, Umsetzung und Betriebsführung aus einer Hand.

Betriebsführer (Fortsetzung)

WestWind Service GmbH & Co. KG
Brinkstraße 25
27245 Kirchdorf
Tel.: 04273 9339 -0
Fax: 04273 9339 -22
webkontakt@w-wind.de
www.w-wind.de

Unser Full-Service, den wir Ihnen anbieten, erstreckt sich von der detaillierten Windparkplanung über die Finanzierung und Bauaufsicht bis hin zur technischen und kaufmännischen Betriebsführung von Windparks.

wpd windmanager GmbH & Co. KG
Stephanitorsbollwerk 3 (Haus LUV)
28217 Bremen
Tel.: 0421 897660 -0
Fax: 0421 897660 -99
windmanager@wpd.de
www.windmanager.de

Verhandlung von Wartungskonzepten und deren Kontrolle im laufenden Betrieb, 24-Stunden-Rufbereitschaft, Laufende Entwicklung von technischen Optimierungsmöglichkeiten, Permanente Leistungskontrolle, Abwicklung von Schadensfällen

ENERTRAG
WindStrom

ENERGIEANLAGEN-MANAGEMENT

WIE JEDEN TAG VOR ORT

Mit jahrzehntelanger Erfahrung und neuester Technologie überwachen und steuern wir Energieanlagen rund um die Uhr. So präzise und zuverlässig, als wären wir 24/7 vor Ort.

ENERTRAG WindStrom – die Windkraft-Optimierer.

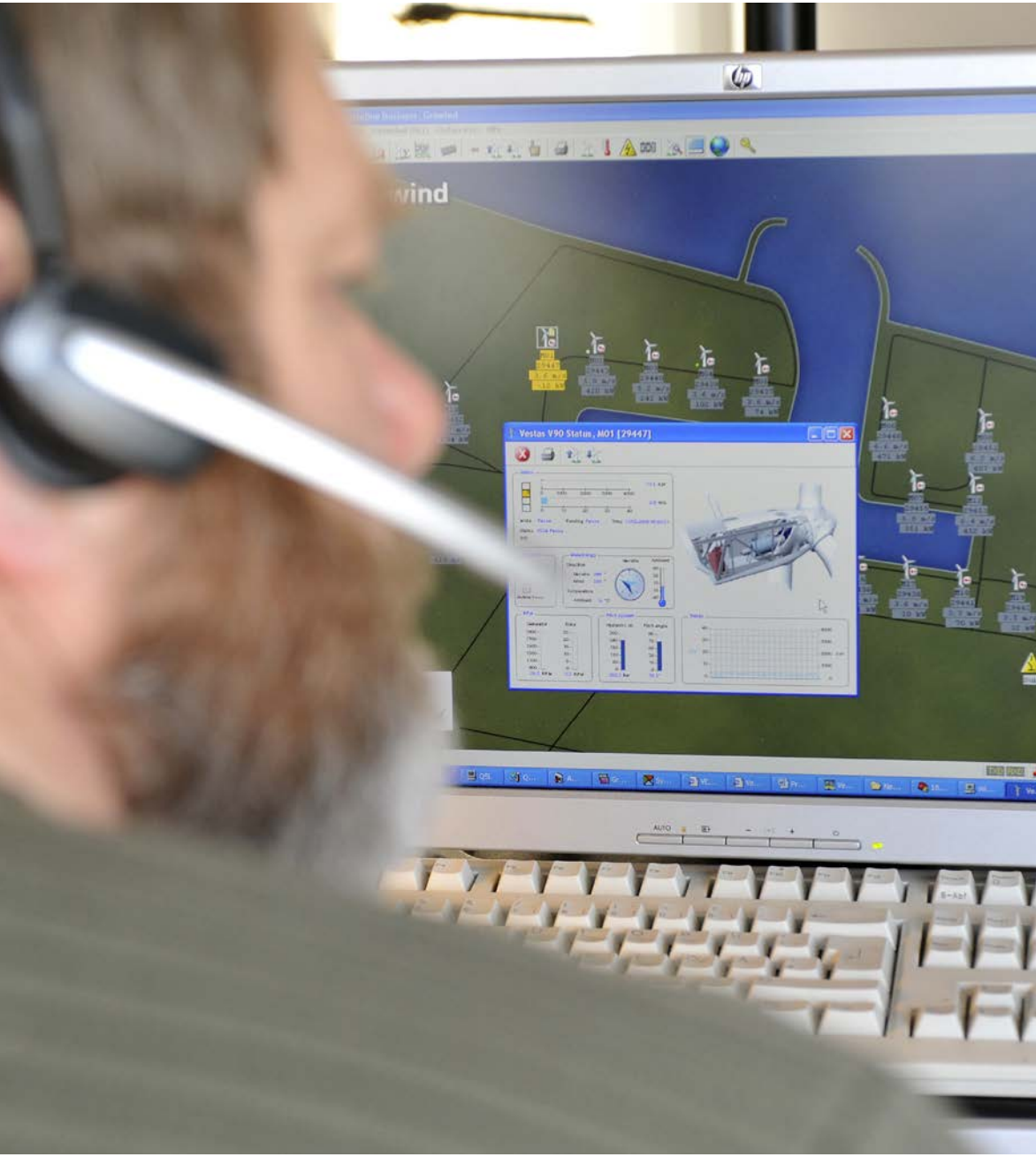
Wachstum braucht Energie – wir suchen Sie:

- **Dipl.-Ing. Elektrotechnik**
- **Dipl.-Ing. Maschinenbau**
- **Dipl. Betriebs- oder Volkswirt/in**

https://windstrom.enertrag.com

1

Technische Betriebsführung – Operatives Geschäft



Servicecenter Vestas: Eine Störungsmeldung wird entgegengenommen. Foto: Tim Riediger/nordpool

Technische Dienstleister und ihre Aufgaben

Dem technischen Betriebsführer kommt eine wichtige Koordinationsfunktion zu. Sämtliche in den relevanten Dokumenten zum Windpark hinterlegten Fristen und Umfänge müssen systematisch erfasst und überwacht werden. Das beginnt bei den allgemeinen Regelungen in den Typenprüfungen der WEA, reicht über Nebenbestimmungen in BImSchG- oder Baugenehmigungen und besondere Bestimmungen von Versicherungen bis hin zu vertraglich zugesicherten Leistungsumfängen in Wartungsverträgen.

Schwerpunkte der technischen Betriebsführung sind u. a. auch die Instandhaltungsorganisation und die Bereitstellung der gesamten Infrastruktur für die Windenergieanlagen – wobei der Umfang zum Teil stark variieren kann.

Typische technische Dienstleister für Windparks sind:

- **Windenergieanlagen-Hersteller** für die Wartung und Instandhaltung
- **unabhängige Serviceanbieter**
- **Instandhalter für die elektrische Infrastruktur** (Umspannwerke und Kabelnetze)
- **Gutachter** (wiederkehrende Prüfungen, Schwingungsmessungen, Endoskopien Rotorblattbegutachtungen und weitere Spezialfälle wie z. B. Gutachten zur Maßnahmenplanung auf A&E-Flächen über die Betriebszeit)
- **Dienstleister für den Betrieb und die Diagnoseauswertung von Condition-Monitoring-Systemen**
- **Dienstleister für Einzelreparaturen**, die nicht vom Wartungsvertragspartner erbracht werden (z. B. Großkomponententausch, Rotorblattreparaturen, Sanierung von Fundamenten etc.)
- **Bauunternehmen** für die Reparatur oder den Ausbau von Wegen und Stellflächen

Wartung von Einzelkomponenten

Der Hersteller oder Servicedienstleister bietet seinen Kunden in der Regel ein Wartungspaket für die komplette Windenergieanlage (WEA) an. Dabei gibt es für viele in den WEA verbaute Komponenten separate Betriebsanleitungen der jeweiligen Komponentenhersteller. Diese Anleitungen beinhalten genaue Vorgaben zu Kontroll- und Wartungspunkten, zu Arbeitsschritten und den zu verwendenden Betriebsstoffen, welche in die Wartungsanweisung des Herstellers bzw. Servicedienstleisters einfließen müssen.

Ein besonderes Augenmerk ist auf Wartungsanweisungen von Einzelkomponenten zu richten, wenn diese unabhängig vom Servicedienstleister ausgetauscht werden. Zusammen mit der Komponente (z. B. Ersatzgetriebe) wird dem Betreiber ein Betriebshandbuch ausgehändigt, in dem auch Angaben zur Wartung enthalten sind. Die dort definierten Anforderungen müssen entweder zum Bestandteil der Regelwartung gemacht oder durch

KOMPETENZ
FÜR IHREN
WINDPARK
NOTUS OPERATIONS gehört zu den erfolgreichsten Betriebsführern der Windenergie-Branche in Deutschland. Um immer am Puls des Parks zu sein, setzen wir auf modernste Monitoring-Systeme und eine perfektionierte Dokumentation.
Unsere Leistungen im Überblick:
• 365-Tage-Monitoring und Archivierung
• Analyse und Berichterstattung
• Handling von Behörden, Herstellern und Co.
• Parkpflege
• Gutachten- und Prüfungs-Management
• Direktvermarktung und Co.
Notus operations GmbH & Co. KG
Gregor-Mendel-Straße 24 a
14469 Potsdam
Tel.: +49 (0) 331 620 436 300
E-Mail: operations@notus.de
www.notus.de
NOTUS
OPERATIONS
TÜV
SÜD
ISO 9001

Dritte – z. B. den technischen Betriebsführer selbst – erbracht werden. Der Servicedienstleister wird sich in den Fällen schwertun, bei denen für einzelne WEA spezielle Ersatzteile oder Schmierstoffe benötigt werden, die nicht zur Standardausrüstung der von ihm vorgehaltenen Servicefahrzeuge gehören. Es ist also auf jeden Fall sinnvoll, sich vor der Beauftragung eines Komponententauschs oder des Wechsels von Schmierstoffen damit zu beschäftigen, wie die planmäßigen Wartungsarbeiten hierdurch beeinflusst werden.

Häufig sind in den Standard-Wartungsverträgen für Windenergieanlagen bestimmte Komponenten vom Leistungsumfang des Anbieters – sei es nun der Hersteller oder ein unabhängiger Serviceanbieter – ausgeschlossen.

Das betrifft zum Beispiel externe Trafostationen, die Prüfung und teilweise auch die Wartung der Befahranlage, Prüfungen von Seilwinden und Feuerlöschern oder die BGV A3-Prüfung der Anlagen. Bei der Neuverhandlung von Verträgen können solche Punkte inkludiert werden, unter Umständen ist für den Windpark die separate Beauftragung jedoch kostengünstiger.

Wartung – Zusammenspiel von Betreiber und Betriebsführer

Erster Ansprechpartner des Betreibers ist der technische Betriebsführer. Dieser hat einen Überblick über alle regelmäßig durchzuführenden Arbeiten einschließlich der zugehörigen Termin- und Kostenplanung. Auf dieser Basis erstellt er eine jährliche Instandhaltungsvorschau, in der sowohl sämtliche planmäßigen Arbeiten aufgeführt sind als auch die außerplanmäßigen Reparaturen, die zum Beispiel aufgrund von Gutachten oder Schwingungsdiagnosen erwartet werden. Mit der Vorschau kann der Betreiber die bekannten und erwarteten Kosten budgetieren.

An dem fiktiven Beispiel eines Windparks bestehend aus 5 WEA an einem Waldstandort wird nachfolgend das Prinzip einer solchen Instandhaltungsvorschau aufgezeigt.

Das Beispiel vermittelt einen Eindruck, wie eine Instandhaltungs-Vorplanung aussehen kann und welche Arbeiten in Windparks anfallen können, aber nicht zwangsläufig anfallen müssen. Auch die genannten Preise dienen nur der Orientierung. Zu den hier aufgeführten planbaren Arbeiten kommen außerplanmäßige Störungen hinzu, auf die kurzfristig reagiert werden muss und für die ebenfalls ein Kostenrahmen budgetiert wer-

Fiktives Beispiel eines Windparks bestehend aus 5 WEA an einem Waldstandort

Monat	Maßnahme	Unternehmen	Kosten
Januar	Gutachten zur Wiederkehrenden Prüfung an WEA 1 (Nachholtermin aus dem Vorjahr)	Gutachterbüro Pustefix	1.500 EUR (ist bereits beauftragt)
Februar	Zusätzliche 8-monatige Drehmomentprüfung der Blattbolzen aus BImSchG-Genehmigung (wegen Autobahnnähe)	Gutachterbüro Pustefix	3.000 EUR / 600 EUR je WEA (ist bereits beauftragt)
März	Schwingungsmessung und Triebstrangdiagnose WEA 5 (6-Monats-Intervall wegen Auffälligkeit IMS Lager Getriebe)	Gutachterbüro Dreh-Durch	1.500 EUR (ist bereits beauftragt)
April	Halbjahreswartung	OEM	lt. Wartungsvertrag
April	Wartung der Umrichter (kein Wartungsbestandteil OEM)	Lieferant Umrichter	5.000 EUR / 1.000 EUR je WEA (ist bereits beauftragt)
April	Tausch Triebstrangkupplung an WEA 2 im Zuge der Wartung	OEM	7.000 EUR (ist bereits beauftragt)
Mai	Upgrade der Hindernisbefeuerung (Synchronisation) an allen WEA	Lieferant Befeuerungsanlage	5.000 EUR (Angebot liegt vor)
Mai	Jährliche Grünpflege der Ausgleichsmaßnahme: Magerrasenwiese als Anwuchspflege	Landschafsbau Grünzeugs	500 EUR (lt. Anwuchs-Pflegevertrag)
Juni	Instandsetzung Hauptzufahrt Windpark für Schwerlasttransport zum Getriebetausch	Baubetrieb Schürf-Tief	6.000 EUR (Angebot liegt vor)
Juni	Getriebetausch an WEA 4	Fa. Getriebefreund (Tausch inkl. Kran und Montage)	220.000 EUR (Angebot liegt vor)

Monat	Maßnahme	Unternehmen	Kosten
Juni	Abholzung und Wiederaufforstung Kranstellfläche für Montagefreiheit im Zuge Getriebetausch	Forstbetrieb Baumfreund	5.000 EUR (Angebot liegt vor)
Juli	Rotorblattreparaturen an allen WEA (im Ergebnis der letztjährigen Rotorblattprüfungen)	Fa. Seil-Ab	45.000 EUR Kostenvoranschlag auf Basis der letztjährigen Gutachten (ist bereits beauftragt)
Juli	Korrosionsschutz der Turmflansche außen erneuern an allen WEA	Fa. Seil-Ab	9.000 EUR Kostenvoranschlag bei gemeinsamer Beauftragung mit Rotorblattreparatur (Angebot liegt vor)
Juli	BGV A3-Prüfung der WEA	Gutachterbüro Strom-Mann	6.000 EUR / 1.200 EUR je WEA (ist bereits beauftragt)
August	Wartung der externen Trafostationen und der Übergabestation	Fa. Elektroblitz	2.700 EUR / 450 EUR je Station (Angebot liegt vor)
August	Sachkundigenprüfung der Befahranlagen an allen WEA gem. BetrSichV § 15	Fa. Hochhinaus	4.500 EUR / 900 EUR je WEA (Angebot liegt vor)
August	Wartung und Sachkundigenprüfung von Steigsystem, Bordkran, Feuerlöscher und Befahranlage (nur Wartung) an allen WEA	Fa. Hochhinaus	4.500 EUR / 900 EUR je WEA (Angebot liegt vor)
September	Schallvermessung der WEA (4-jährliche Nachmessung nach BImschG-Genehmigung)	Gutachterbüro Hörgut	4.000 EUR (Angebot liegt vor)
September	Kontrolle und Bewertung der Ausgleichsmaßnahmen zur Festlegung des Durchforstungsumfangs im Folgejahr	Sachverständiger Baumwipfel	800 EUR (Angebot liegt vor)
Oktober	Schwingungsmessung und Triebstrangdiagnose an allen WEA (12-Monats-Intervall aus Versicherungsbedingungen)	Gutachterbüro Dreh-Durch	6.500 EUR / 1.300 EUR je WEA (Angebot liegt vor)
Oktober	Jahreswartung	OEM	lt. Wartungsvertrag
Dezember	Zusätzliche 8-monatige Drehmomentprüfung der Blattbolzen aus BImSchG-Genehmigung (wegen Autobahnnähe)	Gutachterbüro Pustefix	3.000 EUR / 600 EUR je WEA (ist bereits beauftragt)

den sollte. Für eine schnelle Störungsbeseitigung ist es daher außerordentlich wichtig, dass der technische Betriebsführer über ein gut ausgebautes Netzwerk von Dienstleistern und Zulieferern verfügt. Eine „normale“ Reparatur wird dabei in aller Regel durch den Servicedienstleister des Windparks ausgeführt – vielleicht sogar ohne gesonderte Beauftragung im Rahmen eines Vollwartungsvertrages.

Welche besonderen Reparaturen können eintreten?

Bei einem Netzfehler müssen beispielsweise im Windpark unmittelbar ein Kabelmesswagen zur Fehlerortung, ein Elektrounternehmen zur Reparatur und ein Bauunternehmen für die Schachtarbeiten zur Stelle sein. Im günstigen Fall werden diese Leistungen durch ein Fachunternehmen erbracht, in ungünstigen Fällen ist dies nicht möglich. Bei besonderen Kabelquerschnitten ist auch die Verfügbarkeit der notwendigen Muffen entscheidend für die zügige Reparatur.

Beim Ausfall eines Transformators in der externen Station, die nicht vom Hersteller geliefert wurde und auch nicht Bestandteil eines Vollwartungsvertrages ist, muss gleichfalls so schnell wie möglich gehandelt und ein Ersatztransformator bereitgestellt werden. Die Produktions- und Lieferzeit liegt hier jedoch bei zwei bis drei Monaten ab Beauftragung. Entweder beschafft der Betriebsführer dann über sein Lieferantennetzwerk kurzfristig einen neuen Trafo oder er organisiert zumindest einen Leihtransformator, mit dem die Anlage zwischenzeitlich weiter betrieben werden kann. In jedem Fall sollte der Betriebsführer überregionale Lieferanten und zusätzlich in jeder Region lokale Unternehmen als Partner haben, die kurzfristig für Reparaturen zur Verfügung stehen.

Spezialisten für die Instandhaltung von WEA

Der vorherigen Übersicht lässt sich entnehmen, welche unterschiedlichen Fachgewerke an der Instandhaltung von Windenergieanlagen beteiligt sind. Dies sind u. a. Wartungsspezialisten für die Windenergieanlagen, Spezialisten für bestimmte Einzelkomponenten wie Umrichter oder Rotorblätter sowie Tiefbauunternehmen. Hinzu kommen die unterschiedlichsten Gutachten: Schwingungsdiagnose, BGV A3-Prüfung, Rotorblattüberprüfungen, allgemeine Zustands-

Servicetechniker. Foto: Ulrich Mertens

überprüfungen, Einschätzung der Ausgleichsmaßnahmen, Schallvermessungen. Der technische Betriebsführer als Koordinator und Instandhaltungsmanager hat die Aufgabe, die für einen Windpark entstehende Instandhaltungsdokumentation inkl. Gutachten zu bewerten und die Ergebnisse in der weiteren Maßnahmenplanung zu berücksichtigen. Hierfür muss er für alle Bereiche fachlich kompetente Mitarbeiter einsetzen – vom Maschinenbauer über Rotorblattspezialisten und erfahrene Elektro-Anlagenbauer bis hin zu Fachleuten für die Beurteilung von Ausgleichsmaßnahmen.

Gewährleistung der Arbeitssicherheit

Die Einhaltung aller Arbeitssicherheitsvorschriften sollte für Betreiber, Betriebsführer und die beauftragten Unternehmen selbstverständlich sein. Dabei ist für die Arbeit und die Sicherheit seiner Angestellten zunächst und in erster Linie der Unternehmer verantwortlich. Er muss seine Mitarbeiter über Gefährdungsbeurteilungen und daraus abgeleitete Betriebsanweisungen informieren und zu deren Einhaltung anhalten. Zudem muss er seinen Mitarbeitern geprüfte und zugelassene Arbeitsmittel entsprechend der Tätigkeit bereitstellen. Der Betreiber wiederum hat die Verpflichtung, seine Nachauftragnehmer auf besondere Gefahren im Windpark hinzuweisen, bei der Auswahl der Dienstleister auf die notwendige Qualifikation der Mitarbeiter zu achten und die Einhaltung der Arbeitssicherheitsbestimmungen zu überprüfen.

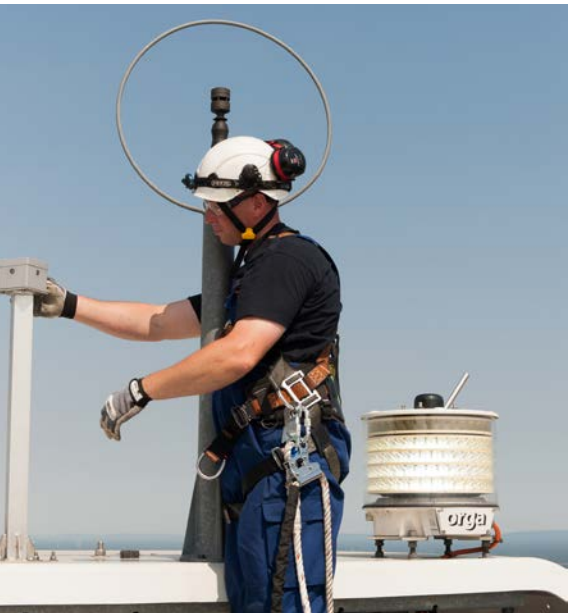


Foto: Ulrich Mertens

Auch dem technischen Betriebsführer kommt in seiner Koordinations- und Beratungsfunktion eine verantwortungsvolle Rolle zu: Als Mindeststandard sollte er bei der Beauftragung von Nachunternehmern die Qualifikation der vor Ort eingesetzten Mitarbeiter abfragen und sich diese durch Zertifikate bestätigen lassen. Er sollte zudem beauftragte Unternehmen über spezifische Betriebsanweisungen und Besonderheiten des Windparks informieren, bei komplexen Arbeiten eine Einweisung vor Ort durchführen und zumindest stichprobenartig die Ausrüstung (PSA) der Mitarbeiter überprüfen. Diese Abläufe können beispielsweise über eine Checkliste für den Einsatz von Nachauftragnehmern koordiniert und dokumentiert werden.

Über die zuvor genannten technischen Dienstleister hinaus arbeitet der Betriebsführer im Rahmen seiner Tätigkeit für den Betreiber mit verschiedensten weiteren Anspruchsgruppen zusammen:

- mit der Versicherung bzw. dem Versicherungsmakler bei der Abwicklung von Schadensfällen und beim Neuabschluss von Verträgen;
- mit dem Netzbetreiber bei Fragen zum Netzanschluss;
- mit dem Direktvermarkter im Zusammenhang der Energielieferung;
- mit den Grundstückseigentümern und Bewirtschaftern, wenn zum Beispiel bei Großreparaturen Ablageflächen für den Rotor geschaffen werden müssen;
- mit Behörden – beispielweise beim Nachweis, dass Genehmigungsauflagen erfüllt werden;
- mit den Gemeinden, in denen die Windparks errichtet wurden – beispielsweise bei der Instandsetzung öffentlicher Zufahrtswege oder auch bei Ortsfesten;
- mit den finanzierenden Banken, wenn diese Statusberichte über den technischen Zustand oder die Ertragssituation abfragen.

Der genaue Umfang des Informationsaustauschs und die Kommunikationswege sind jeweils mit dem Betreiber als Kunden und Auftraggeber des technischen Betriebsführers abzustimmen. ■

Fazit

Es bleibt festzuhalten, dass der Umfang der Dienstleistungen für Windenergieanlagen sehr hoch ist und die Aufgaben der einzelnen Gewerke sehr komplex sind. Als erfahrener Partner kann der technische Betriebsführer den Betreiber dabei unterstützen, dass alle Arbeiten termingerecht und mit hoher Qualität ausgeführt werden und der Wert des Investments dadurch langfristig erhalten bleibt.

Autor

Gerrit Schmidt studierte nach seiner Ausbildung zum Elektromechaniker Umwelttechnik/Regenerative Energien und Wirtschaftsingenieurwesen. Erste berufliche Stationen führten ihn zur BOREAS Energietechnik GmbH, zur Jacobs Energie (jetzt Senvion) und zu Goldwind. Seit 2004 ist er für die WSB Service GmbH tätig, zunächst als Leiter für die technische Betriebsführung, seit 2012 als Leiter Operativer Service. Gerrit Schmidt ist Beisitzer im Betriebsführerbeirat des Bundesverbandes WindEnergie.

wpd-Leitwarte. Foto: wpd

Die Leitwarte – Kommunikations-zentrale der technischen Betriebsführung

Ziel einer Leitwarte ist es, Störungen und Fehler im betrachteten Windenergieanlagen-Portfolio frühzeitig zu erkennen und somit durch schnellere Reaktionszeiten die Verfügbarkeit der WEA zu erhöhen.

Zudem obliegt es der Leitwarte, Einsätze von Serviceunternehmen an den Windenergieanlagen unter Berücksichtigung von Wetterprognosen zu koordinieren, um so unnötige Ertragsverluste durch Wartezeiten oder ungünstige Witterungsbedingungen für Service- und Instandhaltungsarbeiten zu vermeiden.

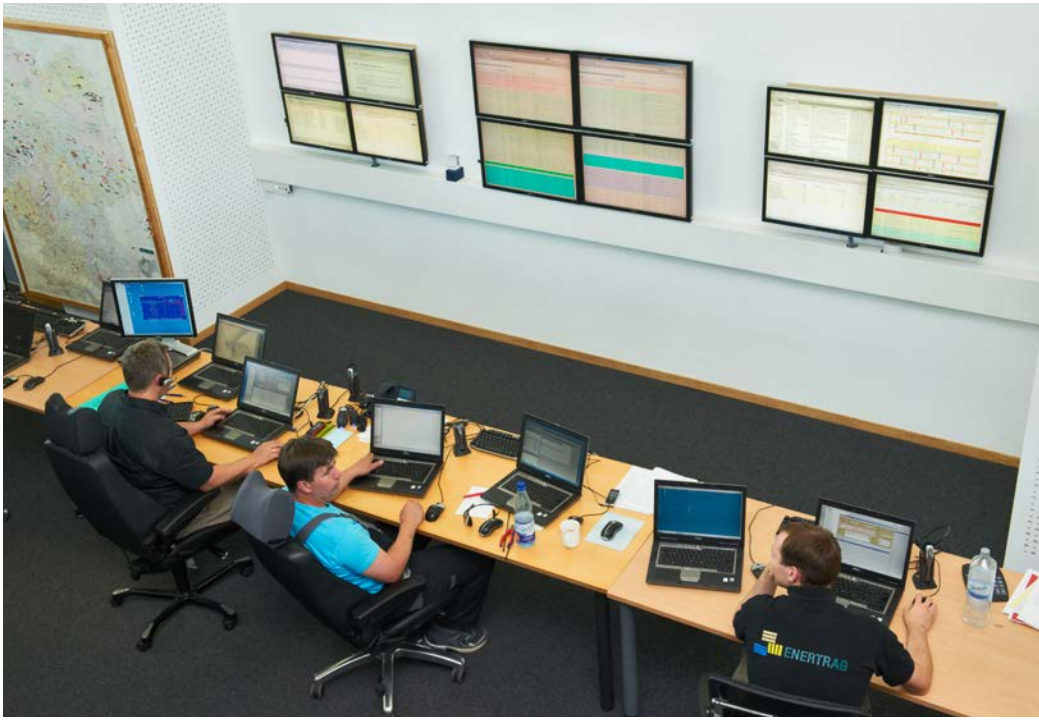
Die Leitwarte ist – wenn möglich – an 365 Tagen im Jahr 24 Stunden täglich im Dreischichtsystem zu besetzen. Sie dient dabei als direkte Anlaufstelle für den Anlagenhersteller, den Energieversorger und die diversen Serviceunternehmen. So können alle eingehenden Informationen zentral erfasst und verarbeitet werden. Durch den hohen technischen und personellen Aufwand lohnt sich die Einführung einer Leitwarte eher für größere Betriebsführungsgesellschaften mit einer entsprechend hohen Anzahl an national und international zu betreuenden Windenergieanlagen.

Umgang mit Fehlermeldungen und Störungen

Ein wesentlicher Arbeitsschritt der Leitwarte ist der Umgang mit Fehler- und Störungsmeldungen und die darauf folgende Kommunikation mit den Serviceunternehmen. Wichtig ist hier zunächst die Klassifizierung der eingehenden Daten nach folgenden Kriterien:

- Stillstandsmeldungen
  - *automatische Fehlerquittierung*
  - *Fehlerquittierung über Fernwirktechnik*
  - *manuelle Fehlerquittierung*
- Warnmeldungen
  - *ausfallkritisch*
  - *nicht ausfallkritisch*
- Abweichungen im Leistungsverhalten (Leistungskennlinie)
- Kommunikationsfehler zum Windpark bzw. zu einzelnen WEA

Nach der Klassifizierung werden die unterschiedlichen Ereignisse priorisiert und eine Abarbeitungsreihenfolge wird festgelegt. Die Priorisierung erfolgt dabei unter Berücksichtigung anlagenspezifischer Parameter wie Anlagentyp, Nennleistung, Windgeschwindigkeit am Standort und dem daraus resultierenden Ertragsausfall. Zusätzlich



Leitwarte von Enertrag in Dauerthal, Uckermark. Foto: Jan Oelker

können auch vertragliche Grundlagen wie z. B. Reaktionszeiten des Betriebsführers und/oder des Serviceanbieters zur Vergabe von Prioritäten herangezogen werden. Dieses Vorgehen ermöglicht es der Leitwarte, die Vielzahl eingehender Informationen und Meldungen zu verdichten und effizient abzuarbeiten.

Die Fehlerbeseitigung erfolgt stets in enger Abstimmung mit dem zuständigen Serviceunternehmen, da dieses innerhalb bestehender Service- und Wartungsverträge für den Betrieb der WEA verantwortlich zeichnet und zudem über ausreichend Zugangsrechte hinsichtlich der SCADA-Software verfügt.

Sofern es sich bei der Stillstandsmeldung nicht um einen Anlagenstatus handelt, der mit einem Autostart hinterlegt ist, wird zunächst geprüft, ob die Windenergieanlage über die Fernwirktechnik des Serviceanbieters resettet und gestartet werden kann. Bei bestimmten Fehlermeldungen ist es zudem möglich, durch die Änderung von Betriebsparametern in der Anlagensteuerung die entsprechende WEA bis zur Reparatur weiter zu betreiben, um hier Ertragsverluste zu reduzieren. Besteht diese Möglichkeit nicht, muss ein Serviceeinsatz erfolgen und die entsprechende Windenergieanlage vor

Ort instandgesetzt werden. Die Koordination des Serviceeinsatzes obliegt dem Betriebsführer, der für den jeweiligen Einzelfall unter Berücksichtigung von Wetterprognosen prüft, ob eine Anfahrt z. B. am Wochenende wirtschaftlich ist.

Geplante Stillstände und Warnmeldungen

Neben den ungeplanten Stillständen gehört auch die Koordination von geplanten Stillständen zum Aufgabenbereich der Leitwarte. Auch hier ist es das Ziel, die Ertragsverluste – etwa durch Wartungsarbeiten, Gutachten oder witterungsabhängige Instandhaltungsarbeiten – zu minimieren.

Alle stillstehenden Windenergieanlagen, deren Strom über Direktstromvermarkter an der EEX gehandelt wird, müssen unter Angabe des Ausfallzeitraums von der Leitwarte gemeldet werden. Der Direktstromvermarkter kann so auf Ertragseinbußen reagieren und seine Prognosen kurzfristig entsprechend anpassen.

Windpark in Schleswig-Holstein.
Foto: Jens Meier/laif

Nachdem die WEA wieder instandgesetzt wurde, erfolgt ebenfalls eine Meldung an den Direktstromvermarkter.

Warnmeldungen führen hingegen nicht zwangsläufig zu einem Anlagenstillstand. Es wird daher zunächst zwischen ausfallkritischen und nicht ausfallkritischen Warnmeldungen unterschieden. Ausfallkritische Warnmeldungen werden behandelt wie Stillstandsmeldungen und müssen daher kurzfristig vor Ort kontrolliert werden. Demgegenüber kann das Beheben von unkritischen Warnmeldungen durch die Leitwarte so koordiniert werden, dass keine zusätzlichen Kosten durch unnötige Anfahrten verursacht werden.

greenwind
operations

Treffen Sie uns auf der WindEnergy Hamburg, 23.–26. Sep. 2014, Halle B1 OG, Stand 215.

mit der kraft des windes

Wir geben volle Unterstützung in technischer und kaufmännischer Betriebsführung von Windenergieanlagen. Wir bieten frisches Wind-Wissen und einen großen Erfahrungsschatz. Wir garantieren zuverlässige Betreuung und direkte Problemlösungen vor Ort. Wir zeigen ganzen Einsatz für unsere Kunden und gerne auch unsere Referenzen überall in Deutschland.

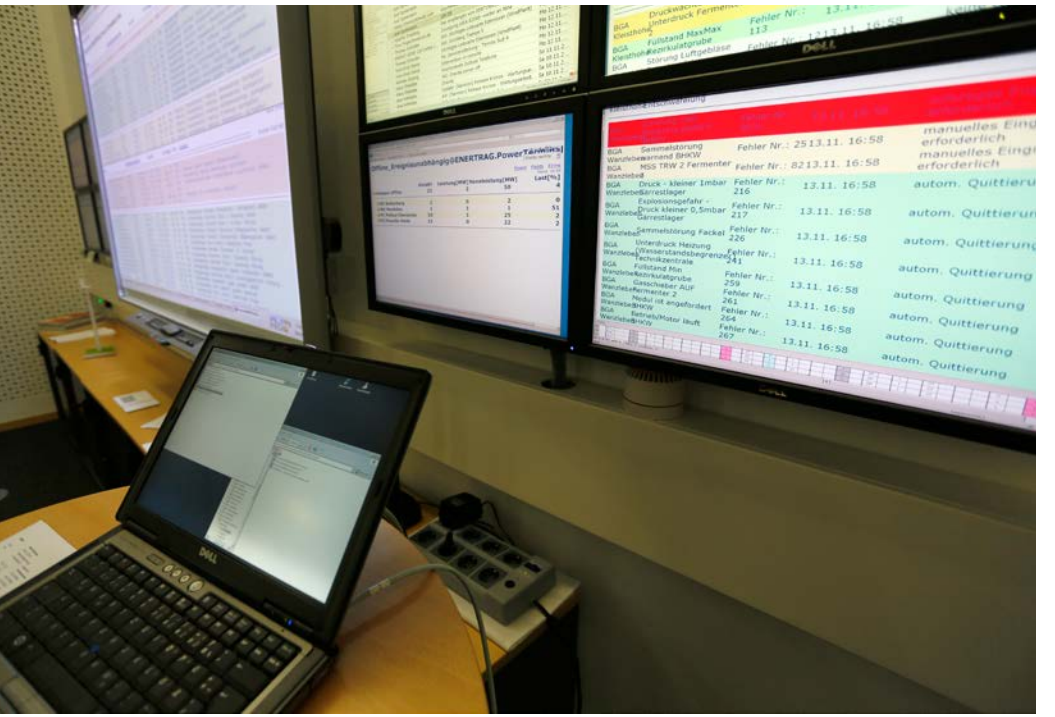
Verbünden Sie sich
mit der kraft des windes
und der energie von greenwind.

Green Wind Operations GmbH | Schiffbauerdamm 12 | D-10117 Berlin | Telefon: +49 (0)30 351 28 86 30
Fax: +49 (0)30 351 28 86 33 | berlin@greenwindenergy.de | www.greenwindenergy.de

Sobald Abweichungen im Leistungsverhalten einer Windenergieanlage zu der vom Hersteller garantierten Leistungskennlinie erkannt werden, wird zunächst durch die Leitwarte geprüft, ob die Abweichungen auf Regelungsaufrufe des Energieversorgers oder des Direktstromvermarkters zurückzuführen sind. Auch technische Defekte an Großkomponenten können zu einer zeitweisen, manuell festlegbaren Leistungsreduzierung führen. Sofern jedoch keine geplanten Reduzierungen ursächlich für die festgestellten Abweichungen sind, wird auch hier umgehend der Serviceanbieter kontaktiert und das weitere Vorgehen gemeinsam festgelegt.

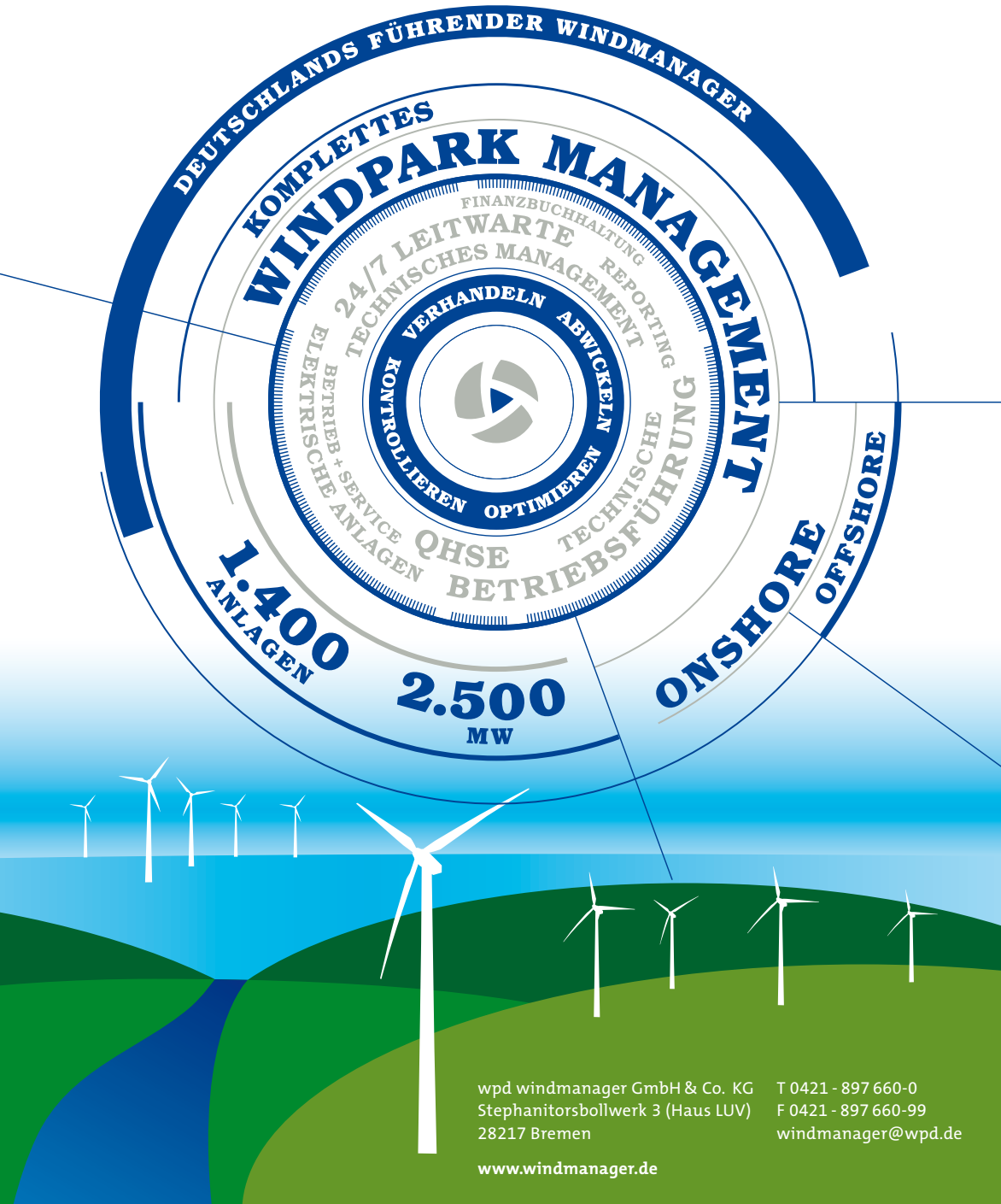
Störungen der Kommunikationsanbindung

Eine Störung der Kommunikationsanbindung führt zwangsläufig dazu, dass keine gesicherte Aussage über den Zustand des zu überwachenden Anlagenbestandes getroffen werden kann. Dementsprechend werden alle Anlagen zunächst als stehend bewertet



An den Monitoren in der Enertrag Leitwarte werden die Meldungen zu Störungen oder zur Wartung der Windkraftanlagen angezeigt. Foto: Silke Reents

wpd windmanager



wpd windmanager GmbH & Co. KG
Stephanitorsbollwerk 3 (Haus LUV)
28217 Bremen

T 0421 - 897 660-0
F 0421 - 897 660-99
windmanager@wpd.de

www.windmanager.de

und erhalten somit eine hohe Priorität. Um sicherzustellen, dass die WEA dennoch betriebsbereit sind, wird der lokale Ansprechpartner (Parkwart) aktiviert. Dieser führt kurzfristig eine visuelle Kontrolle der Windenergieanlagen durch und rebootet gegebenenfalls die Hardware innerhalb der Master-WEA. Parallel dazu erfolgt durch die Leitwarte in Absprache mit der Telekom eine Prüfung der Telefonanbindung. Bis zur Instandsetzung der Kommunikationsanbindung erfolgt mehrfach täglich eine visuelle Kontrolle der Windenergieanlagen durch den Parkwart.

Da die Kommunikationsanbindung von zentraler Bedeutung ist, werden mittlerweile viele Windparks mit einem redundanten System ausgerüstet. Zusätzlich zur klassischen kabelgebundenen Anbindung über DSL, ISDN oder einen analogen Anschluss erfolgt hier eine „Wireless"-Anbindung via Satelliten DSL oder UMTS/EDGE. So ist sichergestellt, dass auch im Falle einer Störung der Telekommunikationsleitung eine lückenlose Überwachung und Sicherung der Betriebsdaten erfolgen kann. Zudem lassen sich über die breitbandigen Anschlüsse deutlich größere Datenvolumen in kürzerer Zeit übertragen, was den Einsatz von zusätzlichen Systemen wie Livedatenübertragung, Kameras oder CMS erleichtert.

Datengrundlagen, Auswertungen, Management

Die Daten der unterschiedlichen SCADA-Systeme werden zunächst durch die Überwachungssoftware in ein einheitliches Datenformat überführt und auf redundant ausgelegten Servern gespeichert. Sämtliche Daten sind hierbei zu verschlüsseln (z. B. durch das SSL-Verfahren), denn eine sichere Datenkommunikation und eine zugriffsgeschützte EDV sind eine unmittelbare Voraussetzung für den Betrieb einer Leitwarte. Dieses beinhaltet nicht nur die Datensicherung, -bereitstellung und -verarbeitung, sondern auch eine geeignete Hardware und Infrastruktur, um z. B. Daten übersichtlich darzustellen, große Datenmengen zu speichern und schnell abrufbar zu machen.

Standardmäßig werden zur Klassifizierung und Priorisierung folgende Datenklassen aus den unterschiedlichen SCADA-Systemen der Anlagenhersteller automatisiert ausgelesen:

- ✓ Momentan-Daten
- ✓ Statusdaten
- ✓ 5-Minuten-Daten
- ✓ 10-Minuten-Daten
- ✓ Tagesdaten
- ✓ Monatsdaten

Insbesondere die Momentan- und die Statusdaten sind zur schnellen Beurteilung des Anlagenzustands von zentraler Bedeutung. Die Daten können, sofern der Windpark

über eine entsprechende Kommunikationsanbindung verfügt, in Echtzeit übertragen und ausgewertet werden. Sollte eine Windenergieanlage einen kritischen Status haben, wird dieser unmittelbar erkannt und über die Momentan-Daten durch die Überwachungssoftware verifiziert. Über den Anlagenstatus erfolgt zunächst die Klassifizierung und über die in den Momentan-Daten enthaltenen Parameter Leistung und Windgeschwindigkeit die Priorisierung. Die WEA wird dann in Form einer „Jobcard" zur Bearbeitung auf der Leitwarte visualisiert.

Die 5- bzw. 10-Minuten-Mittelwerte enthalten alle wesentlichen Betriebsparameter wie Drehzahlen, Temperaturen, Leistung, Windgeschwindigkeit, Spannungen etc. und dienen im Wesentlichen zur Erstellung von statistischen Auswertungen sowie zur Überwachung des Leistungsverhaltens. Die Auflösung der Tages- und Monatsdaten hingegen ist so gering, dass diese für das „trouble shooting" der Leitwarte eher von untergeordneter Bedeutung sind. Sie werden in erster Linie für die Erstellung von Ertragsstatistiken in Form von monatlichen Reportings und zur Berechnung von Ertragsausfällen oder für eine Bewertung des bisherigen (historischen) WEA-Betriebes herangezogen.

Neben den beschriebenen Datenklassen werden zudem sämtliche Informationen und die vom Leitwartenpersonal eingeleiteten Maßnahmen schriftlich dokumentiert und an den entsprechenden „Jobcards" gesichert. Im Falle etwaiger Gewährleistungsansprüche resultierend aus Reparatur oder Anlagenstillstand kann somit ein lückenloser Nachweis über die erfolgten Tätigkeiten erbracht werden. ■

Hailo WIND SYSTEMS

Komplette Turmausrüstungs-Systeme aus einer Hand

Technische Beratung, Planung

Leitern, Steigschutz-Systeme, Steighilfen

Servicelifte

Plattformen, Geländer, Zubehör

E-Technik-Ausstattung

After Sales Service

Hailo Wind Systems · Daimlerstraße 2 · 35708 Haiger · Germany
Fon: +49 (0) 2773/82-0 · Fax: +49 (0) 2773/82 15 61
info@hailo-windsystems.com

www.hailo-windsystems.com

Zuverlässigkeit

Made by Schaeffler

Wirtschaftliche Windkraftanlagen brauchen zuverlässige Komponenten. Wir bieten die passende Lösung für jede Lagerstelle und ein ganzheitliches Konzept für Sicherheit:

- optimale Auslegung mit hochmodernen Berechnungs- und Simulationsprogrammen
- realitätsnahe Tests auf Schaeffler „Astraios“, einem der größten und leistungsfähigsten Großlagerprüfstände der Welt
- hohe Anlagenverfügbarkeit durch Online Condition Monitoring.

Zuverlässigkeit – der Schaeffler Wind-Power-Standard (WPOS)
Nutzen Sie unsere Kompetenz!

www.schaeffler.de/Windkraft

Erleben Sie das Produkt interaktiv!

LuK INA FAG SCHAEFFLER

Ausblick

Insbesondere im Hinblick auf die Betriebsüberwachung von Offshore-Windparks warten bereits neue Herausforderungen auf die Leitwarte der Betriebsführung. So müssen zukünftig zusätzlich zu den Anlagendaten auch die Informationen vielfältiger Peripheriesysteme zentral erfasst und analysiert werden. Dabei rücken visuelle Systeme zur Seeraumüberwachung oder auch Boatlanding und Helihoisting per Kamera vermehrt in den Vordergrund. Auch die Einbindung von See- und Luftraumüberwachung per Radar oder sicherheitsrelevante Daten wie das „people tracking“ des am Offshore-Standort eingesetzten Personals werden in der Leitwarte der Zukunft von erheblicher Bedeutung sein.
In den Onshore-Projekten kommen durch die verbesserten Kommunikationsanbindungen der Windparks ebenfalls vermehrt Zusatzsysteme zum Einsatz, deren Daten bewertet werden müssen. Bei der jetzigen Entwicklung gehen wir davon aus, dass sich in den nächsten fünf Jahren die Anzahl der eingehenden Daten bei gleicher Anlagenzahl verdoppeln wird. Diese Menge an Daten wird ohne den Einsatz einer leistungsstarken Betriebsüberwachungssoftware mit entsprechender Visualisierung nicht mehr zu verarbeiten sein.
Insgesamt kann daher prognostiziert werden, dass angesichts der weiter wachsenden Zahl von WEA in Deutschland und auch weltweit eine zunehmende Professionalisierung und auch Automatisierung in der Fernüberwachung einsetzen wird. Die Leitwarte stellt hierfür das notwendige und passende Element der Betriebsführung dar.

Autor

Axel Stelzer, Leiter Technisches Management bei wpd windmanager technik GmbH, schloss im Jahr 2005 den Studiengang "environmental engineering" an der Hochschule für angewandte Wissenschaften in Hamburg ab. Danach arbeitete er von 2005 bis 2011 als technischer Betriebsführer für die e3 Betriebsführung GmbH, aus der später die Deutsche Windtechnik Betriebsführung GmbH hervorging. In dieser Zeit absolvierte er nebenberuflich das Aufbaustudium Windenergieanlagentechnik und Management an der Carl von Ossietzky Universität in Oldenburg. Seit 2011 ist er Leiter des technischen Managements bei der wpd windmanger technik GmbH in Bremen.

Foto: Jan Oelker

Technisches Controlling im Windpark

Das Technische Controlling im Bereich der Betriebsführung umfasst die Steuerung des Vertrags- und des Auftragsmanagements für den Windpark. Hierzu zählen die Service- und Wartungsverträge, die Versicherungsverträge sowie weitere Dienstleistungsverträge. Steuerung meint hier jedoch nicht den Abschluss dieser Verträge, der in der Regel der Geschäftsführung obliegt, sondern die Beratung der Geschäftsführung bei der Auswahl und die Unterstützung bei den Verhandlungen sowie die spätere Kontrolle über die Einhaltung der Verträge.

Unabhängige Service-Dienstleister vor Ort. Foto: Ulrich Mertens

Das Technische Controlling befindet sich an einer Schnittstelle, die sowohl die kaufmännische als auch die technische Betriebsführung berührt. Das Technische Controlling erzeugt Qualität durch die Nachvollziehbarkeit von Bewertungen.

Aufgaben des Technischen Controllings

Zu den Kernaufgaben des Technischen Controllings gehören das Vertragsmanagement und die Terminverfolgung. Eine weitere wichtige Aufgabe ist die Kostenplanung in Kooperation mit der kaufmännischen Betriebsführung. Für die Kostenplanung im kaufmännischen Bereich wird aus dem technischen Bereich der voraussichtliche Kostenumfang der geplanten Reparaturen sowie der erforderlichen Prüfungen für geplante Nach- und Umrüstungen benötigt. Weiterhin sind nicht nur die Kosten an sich von Bedeutung, sondern auch, wann diese entstehen bzw. zahlungswirksam werden.

Ihr Erfolg ist unser Antrieb. Jetzt und auch in Zukunft.

Matthias Taft,
Vorsitzender der Geschäftsführung,
BayWa r.e. renewable energy GmbH

Den erneuerbaren Energien gehört die Zukunft. Aber auch der Energiemarkt unterliegt ständigen Veränderungen. Damit Sie verlässlich planen können, stehen wir Ihnen als verantwortungsbewusster und zuverlässiger Partner zur Seite. Jetzt und auch in Zukunft.

Wir beraten und betreuen Sie mit innovativen und maßgeschneiderten Lösungen aus den Bereichen Solarenergie, Windenergie, Bioenergie und Geothermie. Und machen Energie für Sie nachhaltig profitabel. Mehr dazu erfahren Sie unter: **baywa-re.com**

r.e.sponsible for your success.

BayWa r.e.
renewable energy

Ebenso ist eine Unterstützung bei der Planung der Einnahmen erforderlich. Neben den Informationen über die Höhe der Einspeiseerlöse sind gleichfalls Informationen zum Stand von möglichen Versicherungsschäden oder auch von Regressansprüchen aus Service- und Dienstleistungsverträgen von dem Technischen Controller an die Kaufleute zu liefern. Nur so kann eine vernünftige Liquiditätsplanung erstellt werden. Wenn entsprechend technisch versiertes Personal vorhanden ist, können einige dieser Aufgaben auch direkt im kaufmännischen Bereich abgebildet werden.

Positionierung des Technischen Controllings

Die Vielzahl der Unternehmen, welche heute die technische und kaufmännische Betriebsführung mit den unterschiedlichsten Varianten und Zuordnungen der Aufgaben in den jeweiligen Bereichen anbieten, lässt eine exakte Positionierung des Technischen Controllings im Gefüge der Windparkbetreuung nicht zu. Grundsätzlich lässt sich aber festhalten, dass hier sowohl der technische als auch der kaufmännische Bereich betroffen sind und sich somit eher eine Zwischenstellung ergibt. Im Fall einer aufgabenorientierten Organisationsstruktur ist dieser Bereich einzeln anzusiedeln. Dann ist eine klare Zuordnung für übergreifendes Vertragsmanagement, Kostenplanung (nur technisch), Angebotseinholung und Terminverfolgung zu definieren und zu strukturieren. Im Falle einer funktionsorientierten Organisationsstruktur (Betriebsführer kümmert und verantwortet sämtliche Aufgaben und Tätigkeiten im Windpark) können zwar ebenso einzelne Tätigkeiten aus diesem Bereich einer anderen Stelle zugeordnet werden. Da der Betriebsführer als Person aber für den Betreiber erster Ansprechpartner ist, sollte er die Steuerung der Verträge und Dienstleistungen auch selbst durchführen oder zumindest delegieren können.

Technisches Controlling im Bereich der Wartung/Instandhaltung

Fast alle neuen Windenergieanlagen werden heutzutage mit langfristigen Vollwartungsverträgen versehen. Somit hat der technische Betriebsführer bei Neuanlagen nur einen begrenzten Einfluss auf den Vertragspartner. Sofern der Betriebsführer auch gleichzeitig der Projektentwickler ist, sollte dieser in die Vertragsgestaltung eingebunden werden. Günstig ist es, grundsätzlich einen Vollwartungsvertrag sowie einen einfachen Wartungsvertrag zu verhandeln, so dass der zukünftige Eigentümer des Windparks eine Wahlmöglichkeit hat.

CHECKLISTE

Ablauf der Vertragsperiode – Verlängerung oder Neuverhandlung?

- ✓ Verträge verlängern?
- ✓ Höherwertige Verträge oder ggf. einen Vollwartungsvertrag abschließen?
- ✓ Einen anderen Dienstleister wählen oder abkehren von einem Vollwartungsvertrag hin zu einem Standard-Wartungsvertrag?

Hier ist das Technische Controlling gefragt, um anhand der Auswertung der vorhandenen Daten und Statistiken auch die folgenden Fragestellungen zu beantworten:

- ✓ Hat der bisherige Dienstleister seinen Vertrag zufriedenstellend erfüllt?
- ✓ Wie hoch waren die bisherigen Kosten für den Wartungsvertrag und die Instandhaltungen?
- ✓ Wie hoch sind die Ersatzteilpreise und können Ersatzteile beigestellt werden, um Kosten zu sparen?
- ✓ Wie sind die Gewährleistungs- und Kulanzregelungen?
- ✓ Wie schnell sind die Reaktionszeiten?
- ✓ Wie haben sich Verfügbarkeit und Kosten über die Zeit entwickelt?
- ✓ Wurden Verbesserungen angeboten – und wenn ja, wie hoch waren die Kosten?
- ✓ Wie flexibel war die Leistungserbringung (beispielsweise durch die Verlegung von Arbeiten in windschwächere Zeiten)?
- ✓ Wie hätten sich die Kosten in einer anderen Vertragsform dargestellt?
- ✓ Wie ist der Zustand der Anlagen und welche Kosten entstehen durch ein Vertrags-Upgrade bzw. welche Einsparungen werden durch ein Vertrags-Downgrade (vom Vollwartungsvertrag zum Standardwartungsvertrag) realisiert?

Ob man den bisherigen Dienstleister nun wechseln möchte oder nicht – es sollten generell Vergleichsangebote eingeholt und genau geprüft werden. Besonders im Bereich der Wartung und Instandhaltung ist der augenscheinlich billigste Anbieter nicht unbedingt wirklich der günstigste.

Bei Standard-Wartungsverträgen sind zusätzlich mindestens folgende Punkte zu hinterfragen:

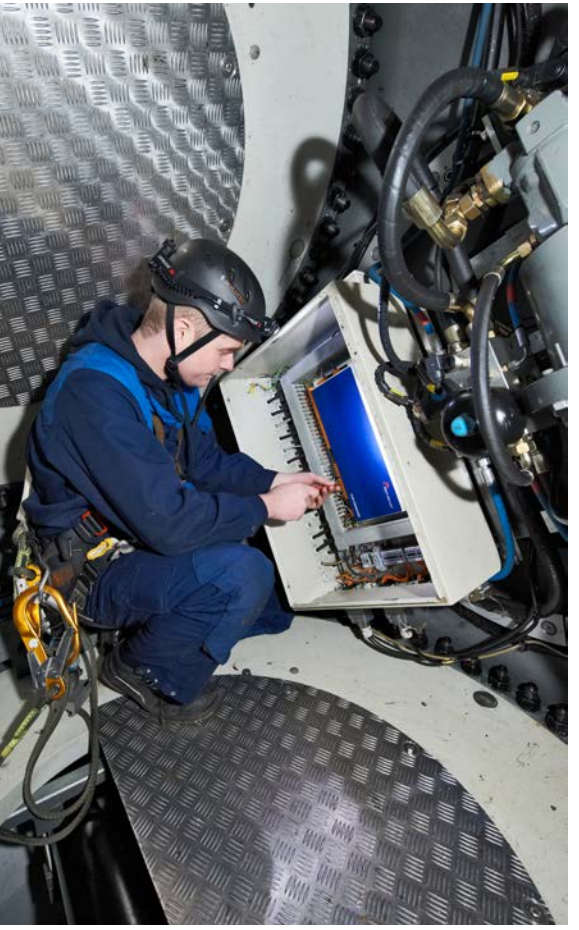
- Welche Erfahrungen hat das Unternehmen mit dem Anlagentyp?
- Wie ist der Lagerbestand aufgebaut, sind auch Großkomponenten zeitnah verfügbar?
- Wie ist die Besetzung des Leitstandes, sind Fachleute eingesetzt oder „Laien"?
- Wie hoch sind die Stundensätze, Anfahrtspauschalen und Ersatzteilkosten?
- Werden Reaktionszeiten oder Verfügbarkeiten garantiert, wie sind die Pönalen?
- Welche Garantien werden bei Reparaturen gegeben?

Bei Vollwartungsverträgen sollte das Technische Controlling zusätzlich auf folgende Fragen valide Antworten finden:

- Wie ist das Unternehmen aufgestellt?
- Wie hoch ist das Volumen der Anlagen mit Vollwartungsverträgen?
- Wie stellen sich Liquiditätssituation und Bilanz des Unternehmens dar?
- Gibt es eine Absicherung im Insolvenzfall?

Bei Vollwartungsverträgen ist insbesondere darauf zu achten, welcher Leistungsumfang angeboten wird. Es gibt hier unterschiedliche Varianten, z. B. mit und ohne Rotorblätter, mit und ohne externe Ereignisse etc. Weiterhin sollte bei einem Wechsel beachtet werden, dass zumeist ein Gutachten angefertigt wird und die dabei festgestellten Mängel in der Regel vor Zustandekommen des Vollwartungsvertrages behoben sein müssen.

RoSch
Industrieservice GmbH
·Service- und Wartungsarbeiten an Windenergieanlagen
·Mechanische und elektrische Montage von Teilkomponenten
·Reparatur von dynamisch belastbaren Bauteilen
·Spezialentwicklungen und Sonderlösungen
·Servicearbeiten Onshore und Offshore
·Inspektion prüfpflichtiger Ausrüstung
·Gutachtenerstellung
„Aus Leidenschaft,
mit Innovation, Know-How
und Weitblick"
Bernardstraße 29 · D-49809 Lingen
T: +49 591 800990-0 · F: +49 591 800990-19
info@rosch-industrieservice.de



Wartung des Pitch-Systems.
Foto: Jan Oelker

Die Frage, ob man den Dienstleister wechselt, obliegt der Geschäftsführung. Das Technische Controlling des Betriebsführers sollte aber eine objektive Betrachtung der Vergangenheit durchführen und eine Empfehlung abgeben, da nur hier die Einschätzung zukünftiger Kosten für den Bereich der Instandhaltung erfolgen kann.

Dienstleistungen, die durch das Technische Controlling gesteuert werden

Rund um den Windpark gibt es vielfältige Aufgaben, die gesteuert und kontrolliert werden müssen. Zu diesen Aufgaben gehört zum Beispiel die Nachverfolgung von folgend aufgeführten Prüfterminen und -zyklen.

Wiederkehrende Prüfung: Prüfung der Anlage auf Standsicherheit – vorgeschrieben im Allgemeinen in der Baugenehmigung und in der Typenprüfung. Der Prüfzyklus beträgt in der Regel 4 Jahre bis zum 20. Betriebsjahr der WEA. Danach ist die Typenprüfung vermutlich nicht mehr gültig und es muss zum Weiterbetrieb eine Einzelprüfung durchgeführt werden. Diese Prüfungen erfolgen durch einen Sachverständigen.

ZOP-Prüfung der zustandsorientierten Instandhaltung: Die ZOP wird von den Versicherern gefordert. Hierbei sollen die Sachverständigen Schäden in der Entstehungsphase identifizieren, um die Reparaturkosten zu senken. Der Prüfzyklus beträgt je nach Anlagenklasse und Versicherungsvertrag 1-4 Jahre. Bei Vollwartungsverträgen ist die Prüfung je nach Vertragsumfang nicht erforderlich.

Prüfung der Sicherheitsausrüstung der Windenergieanlagen: Hierzu gehören unter

anderem der Steigschutz, die Notabseilvorrichtung, der Aufzug, die persönliche Schutzausrüstung, die Winde, die Feuerlöscher und die Verbandskästen. Die meisten Ausrüstungsbestandteile müssen jährlich überprüft werden, dabei ist auf die unterschiedlichen Prüfzyklen zu achten. Bis auf die Prüfung des Aufzugs, bei dem je nach Prüfzyklus unterschiedliche Mindestqualifikationen erfüllt sein müssen, sind alle anderen Prüfungen durch entsprechend geschulte Sachkundige mit Sachkundigennachweis durchzuführen.

BGV A3-Prüfung: Diese Prüfung fällt bei ortsfesten elektrischen Betriebsmitteln alle 4 Jahre an und ist durch eine Elektrofachkraft, die über entsprechende Erfahrungen und Anlagenkenntnisse verfügt, durchzuführen.

In der Baugenehmigung sind oftmals weitere Termine zur Nachverfolgung genannt, wie beispielsweise eine wiederkehrende Schallnachmessung. Diese Termine müssen natürlich ebenfalls durch das Technische Controlling erfasst und gesteuert werden. Für die Durchführung der zuvor genannten Prüfungen und gutachterlichen Tätigkeiten werden mehrere Dienstleister benötigt. In den wenigsten Fällen kann ein Dienstleister alle erforderlichen Dienstleistungen erbringen, obwohl es natürlich allein aufgrund entstehen-

der Anfahrtskosten zu einem Windpark sowie der zeitaufwendigen Auf- und Abstiege auf die Windenergieanlage sinnvoll ist, viele Prüfungen miteinander zu verbinden und hierfür denselben Dienstleister zu beauftragen. Einige Betriebsführer bieten z. B. Sachverständigenprüfungen, BGV A3-Prüfungen oder auch die Sicherheitstechnische Prüfung als Zusatzdienstleistung an. Da diese mit ggf. fälligen allgemeinen Anlagenbegehungen verbunden werden können, kann der Windpark hier möglicherweise günstigere Dienstleistungen einkaufen. Wichtig ist in jedem Fall, dass auf Prüferseite die notwendigen Qualifikationen und entsprechenden Nachweise vorhanden sind. Diese sollten nicht nur auf die durchzuführenden Tätigkeiten begrenzt sein, sondern die Bedienung und Steuerung der Windenergieanlage einschließen.

Terminmanagement des technischen Controllings

Service-Technikerin. Foto: Roland Horn

Das Terminmanagement, das zu den grundlegenden Aufgaben des Technischen Controllings gehört, sollte idealerweise in einer Datenbank integriert sein. Zur Steuerung unterschiedlichster Vorgänge, wie z. B. Wartungen, Prüfungen, Gutachten etc., ergeben sich hier verschiedene Möglichkeiten.

Beispiel Wartung: Bei der Wartung handelt es sich um ein wiederkehrendes Ereignis, das alle 6 Monate ansteht. Dieser Termin muss durch die Betriebsführung auf Einhaltung und korrekte Ausführung kontrolliert werden. Eine Erinnerung an das Fälligkeitsdatum kann 1–2 Wochen vorab erfolgen. Über einen Wartungsplan besteht die Möglichkeit, sich alle Termine anzeigen zu lassen.

Beispiel Wiederkehrende Prüfung: Die Wiederkehrende Prüfung erfolgt alle 4 Jahre. Die Durchführung muss von einem anerkannten Sachverständigen erfolgen. Diese sind jedoch oftmals nur eingeschränkt kurzfristig verfügbar. Häu-

fig werden zwei unterschiedliche Sachverständige – einer für die Rotorblätter und einer für die Maschine – eingesetzt. Hierfür ist eine Vorplanung von bis zu 6 Monaten erforderlich. Demzufolge ist ein aufwendigerer Planungsvorgang anzulegen. Es müssen Angebote eingeholt und verglichen sowie eine Empfehlung an die Geschäftsführung ausgesprochen werden. Nach Durchführung der Prüfung ist die Abarbeitung der Mängel einzuleiten und deren Fortschreiten zu kontrollieren. Oftmals muss das Gutachten auch an das Bauamt weitergeleitet werden.

Aufgrund unterschiedlicher Terminkonstellationen ist es empfehlenswert, in einer Datenbank verschiedene wiederkehrende Vorgänge anzulegen und in zugehörige Kategorien zu ordnen. Dies ermöglicht nicht nur eine zuverlässige Planung einzelner Windparks, sondern auch die Planung windparkübergreifender Tätigkeiten, um so ein optimales Ergebnis für die Betreibergesellschaften zu erzielen. ■

Fazit

Zusammenfassend ist das Technische Controlling eines Windparks eine anspruchsvolle und weitreichende Aufgabe, die keinesfalls nur einen kurzfristigen Arbeitseinsatz des Betriebsführers, sondern einen umfassenden Blickwinkel für alle wesentlichen Bestandteile des laufenden Betriebs erfordert. Anstehende Termine und Überwachungsfunktionen müssen korrekt abgearbeitet und verantwortet werden. Verpatzte Überwachungen mit möglicherweise horrenden Folgen kann sich ein Windparkbetreiber nicht leisten – ein erfolgreich laufender Windpark hängt somit schlussendlich von einem guten Controlling ab – kaufmännisch und technisch.

Autor

Malte Mehrtens (Jg. 1977) ist seit dem 01. Januar 2014 Prokurist und Technischer Leiter der energy consult GmbH, welche im Portfolio der Technischen Betriebsführung über 650 Windenergieanlagen betreut. Seine langjährigen Erfahrungen in der Windkraft begann 1998 bei einem namhaften Hersteller für Windenergieanlagen im Bereich Service, später in der Technischen Betriebsführung bei der PNE WIND AG/ PNE WIND Betriebsführungs GmbH, in der er ab 2009 ebenfalls die Funktion des Technischen Leiters verantwortete. Weiteres Engagement bringt Herr Mehrtens als Vorstandsmitglied des BWE Betriebsführerbeirats sowie im Arbeitskreis Anlagenverantwortung der FGW ein.

Service: Wartung, Instandhaltung

ABO Wind AG
Oberdorfstr. 10
55262 Heidesheim
Tel.: 06132 8988 -00
Fax: 06132 8988 -29
service@abo-wind.de
www.abo-wind.de

ABO Wind inspiziert jährlich europaweit mehr als 1.000 Windenergieanlagen aller Leistungsklassen. Unser Angebot umfasst einen Master-Check, BGV A3-Prüfung, Trafo-Service, Getriebeservice sowie die Umrüstung auf LED-Befeuerung.

Availon GmbH
Jacksonring 2
48429 Rheine
Tel.: 05971 8025 -0
Fax: 05971 8025 -109
windservice@availon.eu
www.availon.eu

Markenübergreifende WEA-Kompetenz und Full-Service kennzeichnen den unabhängigen Sericedienstleister. Availon, abgeleitet von Availability, garantiert bereits mit seinem Namen "hohe Verfügbarkeit".

BAIER + KÖPPEL GmbH + Co. KG
Beethovenstraße 14
91257 Pegnitz
Tel.: 09241 729 -0
Fax: 09241 729 -50
beka@beka-lube.de
www.beka-lube.de

Zentralschmiersysteme, automatische Wartungssysteme, Nachrüstlösungen, Service und Wartung von Schmiersystemen, Telematiksysteme

C&D Ölservice GmbH
Langenhemme 4
25870 Oldenswort
Tel.: 04861 61 83 -0
Fax: 04861 61 83 -100
office@oelservice-gmbh.de
www.oelservice-gmbh.de

Spezialdienstleister für europaweite Getriebe- und Hydraulik-Ölwechsel an WKA jeden Typs/ Herstellers. Einzigartige Vakuumtechnologie – sortenreiner Ölwechsel, 7 Spezial-LKW's, 14 Jahre Erfahrung, über 15.000 Ölwechsel ausgeführt.

cp.max Rotortechnik GmbH & Co. KG
Manfred-von-Ardenne-Ring 5
01099 Dresden
Tel.: 0351 858934 -50
Fax: 0351 858934 -77
info@cpmax.com
www.cpmax.com

cp.max Rotortechnik ist spezialisiert auf Rotorblätter und bietet Ihnen die Wartung, Inspektion, Reparatur, aerodynamische Optimierung, Unwuchtanalyse/Auswuchtung und fotometrische Vermessungen an WEA weltweit an.

FWT Service GmbH
Auf der Höhe 4
56477 Waigandshain
Tel.: 02664 99200 -0
Fax: 02664 99200 -111
www.fwt-energy.com

FWT Service bietet herstellerunabhängigen Service von Onshore-Windenergieanlagen. Neben der Wartung von MD-Anlagen und Anlagen des ehemaligen Herstellers Fuhrländer (von der Standard-Wartung bis zum Full-Service-Konzept) sind wir spezialisiert auf die Optimierung von Windparks.

KTW Umweltschutztechnik GmbH
Magdalaer Str. 102a
99441 Mellingen
Tel.: 03643 875 -0
Fax: 03643 875 -11
info@ktweimar.de
www.ktweimar.de

Die KTW Umweltschutztechnik GmbH bietet für Fundamente und Türme (auch in großen Höhen) hochelastische Abdichtungen und Beschichtungen, Betoninstandsetzungen sowie Ertüchtigungen mit langzeitgetesteten Produkten an.

OffTEC Base GmbH & CO. KG
Lecker Straße 7
25917 Enge-Sande
Tel.: 04662 89127 -0
Fax: 04662 89127 -88
info@offtec.de
www.offtec.de

Qualifizierte Ausbildungs- und Trainingsprogramme für den Off- und Onshore-Bereich in unseren vier Trainingszentren: Sea-Survival-, Technik- und Brandschutzzentrum sowie Trainingswindpark.

Service: Wartung, Instandhaltung (Fortsetzung)

RoSch Industrieservice GmbH
Bernardstraße 29
49808 Lingen (Ems)
Tel.: 0591 800990-0
Fax: 0591 800990-19
info@rosch-industrieservice.de
www.rosch-industrieservice.de

Die RoSch Industrieservice GmbH mit Sitz in Lingen (Ems) ist Ihr kompetenter Dienstleister im Bereich der Windenergie – onshore und offshore. Aus Leidenschaft, mit Innovation, Know-how und Weitblick.

ROTOR CONTROL GmbH
Kennedy Weg 3
25821 Struckum
Tel.: 04671 9 33 44 0
Fax: 04671 9 33 44 9
info@rotor-control.de
www.rotor-control.de

Wartung, Reparatur und Begutachtung von Rotorblättern/Türmen an Windkraftanlagen unabhängig von Anlagentyp und Nabenhöhe. Qualitätsmanagement ISO 9001:2008 (Zertifikat Nr. QS-6566HH)

Senvion SE
Überseering 10/Oval Office
22297 Hamburg
Tel.: 040 5555090 -0
Fax: 040 5555090 -3814
info@senvion.com
www.senvion.com

Egal, ob Sie sich für einen Standard-Wartungsvertrag, eine technische Verfügbarkeitsvereinbarung oder eine Produktionsgarantie entscheiden: Mit Senvion erhalten Sie genau die Sicherheit, die Sie – und nicht zuletzt Ihr Budget – benötigen. Wir geben Ihrer Investition die Sicherheit, die Sie brauchen!

Triflex GmbH & Co. KG
Karlstraße 59
32423 Minden
Tel.: 0571 38780 -731
Fax: 0571 38780 -738
info@triflex.de
www.triflex.de Pro

Wind und contra Feuchtigkeit: Das vollflächig armierte und wartungsfreie Abdichtungssystem Triflex Towersafe schützt Fundamente von Windenergieanlagen über ihre gesamte Laufzeit vor eindringender Nässe und Feuchtigkeit.

UTW Dienstleistungs GmbH
Lilienthalstraße 1
59065 Hamm
Tel.: 02381 87125 -0
Fax: 02381 87125 -25
info@utw-gmbh.de
www.utw-gmbh.de

Sachkundeprüfung aller relevanten Sicherheitseinrichtungen inkl. Mängelbeseitigung – qualifizierte WkP von Befahranlagen in Kooperation mit ZÜS-Stellen – BGV A3-Prüfungen – Trafostationswartung – Sanierung von Korrosionsschäden u.ä. – Turmreinigung u.v.m.

Windigo GmbH - Wind Power Service
Havelberger Straße 18
10559 Berlin
Tel.: 030 3009617 -10
Fax: 030 3009617 -29
info@windigo.de
www.windigo.de

*Service für Rotorblatt, Turm und Aufstieg: Gutachten, Inspektion, Wartung und fachgerechte Reparatur – Rotorblatt-Training & Seminare – Bühnen und Seilzugangstechnik – Zertifizierung: GL, ISO 9001, SCC** – Europaweiter Einsatz*

WindStrom Erneuerbare Energien GmbH & Co. KG
Am Torfstich 11
31234 Essen
Tel.: 05176 9204 -0
Fax: 05176 9204-10
info@windstrom.de
www.windstrom.de

Wir bieten Ihnen eine umfassende kaufmännische Betriebsführung und Verwaltung Ihres Windparks. Mit unseren maßgeschneiderten Servicepaketen entlasten wir Sie im Tagesgeschäft.Unsere qualifizierten Technikerteams sichern mit ihrer Erfahrung den reibungslosen Betrieb Ihrer Anlage. Wir führen regelmäßige Inspektionen durch und stellen Ihnen alle Unterlagen und Prüfprotokolle zur Verfügung.

Windräder Ingenieurbüro Cerbe & Dr. Rische
Manfred-von-Ardenne-Ring 5
01099 Dresden
Tel.: 0351 811269 -0
Fax: 0351 858934 -77
info@windraeder-service.de
www.windraeder-service.de

Das Windräder Ingenieurbüro Cerbe & Dr. Rische ist spezialisiert auf Rotorblätter und bietet qualifizierte ingenieurtechnische Rundum-Prüfungen der Rotorblätter an: in der Produktion, bei Inbetriebnahme, Gewährleistungsprüfung, Wiederkehrende Prüfung.

Landwirte sind häufig auch als Mühlenwarte tätig. Foto: Paul-Langrock.de

Optimaler Einsatz von Mühlenwarten

Um schnell und regelmäßig bei den Windparks sein zu können und nicht bloß die digital übermittelten Daten im Blick zu behalten, greifen Betriebsführer auf Helfer vor Ort zurück. Diese heißen in Norddeutschland meist „Mühlenwarte“. In Süddeutschland sind sie eher als „Parkbetreuer“ bekannt.

Die Stromproduktion durch Windenergie ist in Deutschland dezentral und kleinteilig strukturiert. Der größte Teil der Windparks besteht aus einer bis zehn Windenergieanlagen (WEA). Größere Projekte gehören zumeist mehreren Eigentümern. Infolge der kleinteiligen Struktur ist das technische und kaufmännische Management in aller Regel räumlich von Erzeugung und Netzeinspeisung getrennt. Erst ab 15 WEA ist es für die technische Betriebsführung wirtschaftlich sinnvoll, fest angestelltes Personal am Ort der Stromerzeugung anzusiedeln oder den Windpark mit diesem Personal monatlich anzufahren. Die Ausnahme bilden hier Windparks in räumlicher Nähe zu den Standorten der Betriebsführer.

Vor-Ort-Mühlenwarte und ihre Aufgaben

Mühlenwarte übernehmen im Wesentlichen Aufgaben, die eine Anfahrt regulärer Mitarbeiter der Betriebsführung wirtschaftlich nicht rechtfertigen würden. Zudem kümmern sie sich um nicht allzu komplexe technische Aufgaben, für die keine Windenergie-Spezialisten benötigt werden. Ein einzelner Mühlenwart übernimmt nur in seltenen Fällen sämtliche im Folgenden genannten Aufgaben. Vieles lässt sich auch durch beauftragte Drittfirmen erledigen.

Die möglichen Aufgaben von Mühlenwarten können in drei Kategorien unterteilt werden:

a) Einfache Tätigkeiten ohne Anlagenbegehung und ohne technische Gerätschaften

- Regelmäßige, meist monatliche Sicht- und Hörkontrolle der WEA ohne Aufstieg mit Kurzberichterstattung
- Monatliche Sichtkontrolle der Wege und Oberflächen von Leitungen im Windpark
- Kontrollgänge zur Bestätigung von eisansatzfreien Rotorblättern
- Kontrolle und gegebenenfalls Erneuerung von Eisabwurf-Warnschildern
- Ablesung von Zählerwerten (nur noch in Ausnahmefällen)
- Kontrolle des Anwuchses von Ausgleichs- und Ersatzflächen und gegebenenfalls Organisation von Naturschutzmaßnahmen vor Ort
- Schlüsselverwaltung für Fremdfirmen im Windpark

b) Tätigkeiten mit Maschineneinsatz

- Pflege der Grünflächen rund um die WEA, der Kranstellflächen, Schaltanlagen und Wege
- Schneeräumdienst

c) Qualifizierte technische Tätigkeiten mit Anlagenbegehung

- Unterstützung des Betriebsführers bei Anlagenbegehungen

Mehr als 25 Jahre Branchenerfahrung und über 5.000 installierte Windenergieanlagen machen unser Unternehmen zu einem der renommiertesten der Windenergiebranche.
Wir entwickeln, produzieren und vertreiben Windenergieanlagen für nahezu jeden Standort mit Nennleistungen von 1,8 bis 6,15 Megawatt. Zudem bieten wir die gesamte Bandbreite projektspezifischer Lösungen in den Bereichen Fundamentauslegung, Transport, Installation sowie Service und Wartung.

Weltweit haben wir bislang Anlagen mit einer Gesamtleistung von 10 Gigawatt errichtet – und darauf sind wir stolz.

www.senvion.com

SENVION
wind energy solutions

Es sind unsere Erfahrungen und das Know-how aus über 25 Jahren Windenergie, die wir täglich nutzen, um unseren Kunden beste Anlagen und einen maßgeschneiderten Service zu bieten. Mit unseren umfassenden Wartungspaketen und kompetenter Anlagenoptimierung halten wir Ihren Windpark mit Sicherheit am Netz.

Triebstrangservice | Rotorblattservice | Getriebeinspektion | 24/7-Online-Überwachung | Retrofits | Remote Control | Präventivkonzepte | Teilebeschaffung

www.fwt-service.com

FWT

- Wiederherstellung der Kommunikation bei ausgefallenen Endgeräten wie z. B. Modems
- Kleinere Reparaturen
- Schalthandlungen in der Mittelspannung
- Führung von Besuchergruppen

Die notwendigen Qualifikationen und Schulungen der Mühlenwarte hängen davon ab, welche Aufgaben sie in der Praxis übernehmen.

Auswahl von Mühlenwarten und Qualifikationsanforderungen

Bei der Suche nach geeigneten Mühlenwarten ist es naheliegend, zunächst die ortsansässigen Landwirte zu fragen, da sie nicht selten auch zu den Grundstücks- und im Fall von Bürgerwindparks auch zu den Windpark-Eigentümern gehören. Insbesondere im letzteren Fall haben die Mühlenwarte ein wirtschaftliches Eigeninteresse an hoher Arbeitsqualität und schneller Beseitigung von Stillständen. Landwirte verfügen in der Regel über technische Qualifikationen und Gerätschaften und sind daher die idealen Mühlenwarte, um Aufgaben der Kategorien a) und b) zu übernehmen. Auch ortsansässige Kleinhandwerker können oftmals für diese Arbeiten gewonnen werden.

Neben der technischen Qualifikation ist aber auch eine zeitliche Flexibilität der Mühlenwarte für die Betriebsführer wichtig. Vor allem wenn es darum geht, abgeschaltete WEA wieder in Betrieb zu nehmen, sollten Mühlenwarte kurzfristig verfügbar sein und kurze Wege zum Windpark haben.

Sollen Mühlenwarte jedoch Aufgaben der Kategorie c) übernehmen, sind bestimmte Qualifikationen unabdingbar. Allein für das Betreten der WEA ist eine einfache elektrische Unterweisung notwendig (EUP-Schulung). Nur entsprechend qualifizierte und regelmäßig geschulte Mitarbeiter dürfen Schaltanlagen bedienen.

Eine Unterweisung in die Arbeitssicherheitsvorschriften darf ebenfalls nicht fehlen. Mühlenwarte müssen dann auch in die Lage versetzt werden, entsprechende Vorschriften (z. B. bei der Führung von Besuchergruppen durch den Eingangsbereich von WEA) an Dritte weiterzugeben und deren Einhaltung zu überwachen.

Werden Mühlenwarte von Betriebsführern sogar dafür eingesetzt, bei Windparkbegehungen zu unterstützen und mit in die Gondeln aufzusteigen, müssen sie schließlich den kompletten „Strauß“ notwendiger Schulungen absolvieren und diese regelmäßig auffrischen. Hierzu gehören u. a. auch Höhenrettungsschulungen.

Kosten der Vor-Ort-Parkbetreuung und mögliche Synergieeffekte für Betreiber

Viele Mühlenwarte sind als Landwirte oder Handwerker selbstständig tätig und möchten entsprechend als Mühlenwart vergütet werden. Durch die räumliche Nähe sind Anfahrtskosten in der Regel vernachlässigbar. Je nach Qualifikation werden Vergütungssätze von netto 20–40 Euro/h oder auch entsprechende Pauschalen pro WEA und Monat bezahlt. Hinzu kommen in der Aufgabengruppe b) noch Stundensätze für die Maschinennutzung. Zu achten ist darauf, dass die berufliche Haftpflichtversicherung der Mühlenwarte um das neue Risiko ergänzt wird.

Um in die Gondel aufzusteigen, müssen Mühlenwarte die notwendigen Schulungen absolvieren.
Foto: Ulrich Mertens

Für nicht selbstständige Mühlenwarte wird gerne die Vergütungsform des Minijobs genutzt. Je nach Aufwand können hier 20–40 Euro pro betreuter WEA und Monat gezahlt werden.

Mühlenwarte, die über die Qualifikation zur Erledigung von Aufgaben der Gruppe c) verfügen, können durchaus auch interessant für Wartungs- und Servicefirmen werden, die sich so zur Beseitigung kleinerer Störungen lange Anfahrtszeiten ersparen können. Je nach Ausgestaltung des Wartungs- und Servicevertrages kann das auch im Interesse der Eigentümer sein. Betriebsführer sollten in solchen Fällen aber auf entsprechende Transparenz bei der Aufgabenerledigung achten, um unterschiedliche Funktionen im Windpark nicht zu vermischen. ■

Fazit

Wenn Betriebsführer und ihr im Außenbereich tätiges Personal nicht in räumlicher Nähe zu den betreuten Windparks angesiedelt sind, kommen diese um die Unterstützung durch vor Ort ansässige Mühlenwarte nicht herum. Die Übertragung von Aufgaben an Mühlenwarte ist dabei vom jeweiligen Einzelfall abhängig.
Je nach Windpark stellt sich die Frage: *Erledigen wir das vor Ort oder zentral?* aufgrund der Diversität der Standorte für jeden Betriebsführer immer wieder neu.

Autor

Markus S. Wetter, 53 Jahre, Dipl.-Volkswirt. Geboren und aufgewachsen in Südwestfalen, Studium in Marburg. Berufliche Stationen im Versicherungs-Controlling und als Verbands-Geschäftsführer in Dortmund. Seit 2001 Mitarbeiter der ABO Wind AG in Heidesheim/Rheinhessen. Seit 2007 Mitglied der Geschäftsleitung der ABO Wind AG mit Zuständigkeit für das Ressort Betriebsführung und Service.

2

Technische Betriebsführung – spezielle Aufgaben

Foto: Jan Oelker

Möglichkeiten der nachträglichen Optimierung

Die nachträgliche Optimierung von Windenergieanlagen gewinnt zunehmend an Bedeutung. Hauptgründe hierfür sind die wachsenden Leistungsstärken der Anlagen, die sich ständig ändernden gesetzlichen Regelungen sowie der generelle Ansatz zur Ertragssteigerung einer Investition.

Bei nachträglichen Optimierungen sollten grundsätzlich zwei Szenarien berücksichtigt werden: Zunächst ist festzustellen, welche Maßnahmen notwendig sind, damit eine Windenergieanlage (WEA) ihre Sollvorgaben erreicht und wie geplant betrieben werden kann. Hiernach muss ermittelt werden, ob und wie der Ertrag der Anlage über die erreichte Produktion hinaus gesteigert werden kann.

Insbesondere die Einhaltung der Sollvorgaben erfordert die dauerhafte Aufmerksamkeit des Betriebsführers. Er muss eine Vielzahl von Daten und Fakten in unterschiedlichen Bereichen über die gesamte Betriebslebenszeit im Auge behalten, darunter nicht nur die Einhaltung der ggf. vertraglich zugesicherten Verfügbarkeit und der Leistungskennlinie der Anlage, sondern auch die Einhaltung von Wartungs- und Reparaturkosten, von Versicherungs-, Strombezugs- und sonstigen Betriebskosten.

Der Prozess der nachträglichen Optimierung

1. Datenanalyse

Am Anfang einer jeden Optimierung steht immer die Datenanalyse. Eine gründliche Datenanalyse setzt zunächst ausreichend zur Verfügung stehende Betriebsdaten voraus. Über die Datenanalyse können erste Sollwertabweichungen erkannt und deren Hintergründe ermittelt werden. Hier lassen sich die ersten Verbesserungsmaßnahmen identifizieren.

Bei der Analyse der Leistungskennlinien müssen ggf. spezifische Windrichtungen isoliert betrachtet werden, um Turbulenzen und Abschattungseffekte auszuschließen. Die Erträge der jeweiligen Windenergieanlagen müssen unter Berücksichtigung der Verfügbarkeiten und Abschattungseffekte betrachtet werden. Die Verfügbarkeit bzw. die Ausfallhäufigkeit jeder Windenergieanlage sowie einzelner Komponenten der Anlage muss bewertet und den zugehörigen Reparatur- und Ausfallkosten gegenübergestellt werden. Zusätzlich sollten in der Vergangenheit durchgeführte Upgrades auf ihre Wirksamkeit und Wirtschaftlichkeit überprüft werden.

2. Festlegung von Optimierungsmaßnahmen

Bei der Betrachtung der Ergebnisse der Datenanalyse und einem Vergleich der unterschiedlichen WEA untereinander werden auffällige Anlagen schlechtere Ergebnisse liefern als die durchschnittliche Windenergieanlage im Windpark. Dabei können Komponenten auffallen, die relativ hohe Ausfallzeiten oder auch hohe Reparaturkosten aufweisen. Aus den Ergebnissen müssen sodann die notwendigen Maßnahmen abgeleitet werden.

Bei zu niedrigem Ertrag einer oder mehrerer Anlagen sollten z. B. die Blattwinkel vermessen und auch die Azimutausrichtung sollte überprüft werden. Zudem sollten die Parameter der Steuerung, des Umrichters und des Pitchsystems analysiert werden. Ge-

gebenenfalls sind hier Software-Updates notwendig bzw. ist eine geeignete Software-Version für den Windpark zu ermitteln.

Wenn die Datenanalyse technische Ursachen für Abweichungen vom optimalen Zustand ergibt, müssen diese genauer betrachtet werden. Für bekannte Schwachstellen wie beispielsweise die Umrichter gibt es mittlerweile für viele Anlagentypen sinnvolle Nach- und Umrüstungen. Bei teuren Bauteilschäden wie etwa defekten IGBT-Leistungsteilen ist es eventuell lohnenswert, den Umrichter gegen ein aktuelles Modell zu tauschen. Dadurch erhält der Betreiber auf den gesamten Umrichter Gewährleistung, die Ausfallwahrscheinlichkeit sinkt durch die aktuellere Technik und die Ersatzteilversorgung wird deutlich verbessert.

Auch können die Reparaturkosten deutlich gesenkt werden, indem man einen Lagerbestand aufbaut und einige Teile selbst bevorratet und reparieren lässt. Neben einer Verringerung der Kosten wird durch die schnellere Verfügbarkeit des Ersatzteils zudem eine erhöhte Anlagenverfügbarkeit erreicht werden. Diese Vorteile können insbesondere bei Windenergieanlagen realisiert werden, die bereits seit einigen Jahren nicht mehr gebaut werden und daher nicht mehr in Fokus des jeweiligen Herstellers stehen oder dieser nicht mehr am Markt aktiv ist.

Ein weiteres wichtiges Thema für die Erhöhung der Verfügbarkeiten ist die Überwachung der Anlagen. Auch hier steckt gerade bei älteren Anlagen viel Verbesserungspotenzial. Bei der Überwa-

chung sind nicht nur die Servicefirmen, sondern auch die Betriebsführer gefragt. Da es für ältere Anlagen oftmals keine oder nur eingeschränkte Verfügbarkeitsgarantien gibt, sollten niedrige Reaktionszeiten angestrebt werden, die z. B. durch gut geschulte lokale Parkwächter und eine umfangreiche aktive Überwachung der Anlagen durch den Betriebsführer realisiert werden können.

3. Nachträgliche Optimierung an Rotorblättern

Die Rotorblätter sind ein wichtiges, wenn nicht das wichtigste Bauteil einer Windenergieanlage. Ihnen muss daher im Optimierungsprozess ein besonderer Stellenwert eingeräumt werden.

In Deutschland ist es problematisch, Rotorblätter z. B. durch Adapter zu verlängern, um den Rotorkreis zu vergrößern, da dies zu Problemen bei der Betriebsgenehmigung führen kann. Für einige Anlagentypen gibt es jedoch die Möglichkeit, das neue e-Ro-System verbauen zu lassen. Bei einer N60 wird damit beispielsweise eine Ertragssteigerung von bis zu 15 Prozent erreicht. Für ein LM 37.3-Rotorblatt wurde das gleiche Konzept entwickelt, das zu einer Leistungssteigerung von ca. 8 Prozent führen kann. Die Kosten einer solchen Umrüstung liegen allerdings im mittleren bis hohen fünfstelligen Euro-Bereich. Daher ist hier jeweils abzuwägen, ob dies wirtschaftlich vertretbar ist. Ein zu berücksichtigender Punkt ist hierbei auch die steigende Betriebslast. Während die Maximallast zwar nicht ansteigt, wird jedoch eine Outputsteigerung um 15 Prozent die Betriebszeit einiger Komponenten möglicherweise verringern.

Die Installation von Vortex-Generatoren ist eine weitere Möglichkeit zur Leistungssteigerung. Die daraus resultierende Leistungsverbesserung ist jedoch geringer: Circa 2–5 Prozent je nach Anlagentyp und Standort sind realistisch. Im Allgemeinen gilt, je schlechter das Rotorblatt, desto höher die potenzielle Ertragssteigerung.

Keinesfalls sollte auf die Nachrüstung mit einem Vorderkantenschutz an den Rotorblättern verzichtet werden. Der Vorderkantenschutz reduziert die Wartungskosten deutlich, da die Erosionsschäden spürbar vermindert werden. Eine Anbringung kann im gleichen Zug mit der Überprüfung oder der Reparatur der Blätter durchgeführt werden.

4. Kosten versus Gewinn: Was springt dabei heraus?

Die Prüfung der Wirtschaftlichkeit von Optimierungsmaßnahmen ist nicht einfach. Eine generelle Aussage zu treffen, ist nahezu unmöglich. Es hat sich aber in der Vergangenheit gezeigt, dass in vielen Windparks Ertragssteigerungen von 2–5 Prozent ohne größere Maßnahmen realisierbar sind. Gleiches gilt auch für die Kostenersparnis.

Letztlich muss sich jeder Betreiber selbst die Frage beantworten, inwieweit er in Optimierungsmaßnahmen investieren will. Er sollte sich dabei aber unbedingt durch einen unabhängigen Spezialisten beraten lassen, da dieser ergebnisoffen analysieren wird. ■

Beispiel:

Eine Abweichung der Azimutausrichtung von nur 6 Grad bedeutet ungefähr 2 Prozent Ertragsverlust. Bei einer 2-MW-Anlage an einem Binnenlandstandort, die ca. 4.000 MWh pro Jahr produziert, sind das bei einer Vergütung von 91 €/MWh insgesamt 7.280 Euro pro Jahr bzw. ca. 145.000 Euro über eine geplante Laufzeit von 20 Jahren.

Erhöht man zusätzlich die energetische Verfügbarkeit durch bessere Überwachung und Steuerung von Einsätzen um 1 Prozent, so ergeben sich nochmals 3.640 Euro pro Jahr bzw. ca. 73.000 Euro über 20 Jahre.

Fazit

Wichtig ist, sich frühzeitig mit Optimierungsmaßnahmen zu beschäftigen, da auch kleinere Erfolge über die Restbetriebszeit zu nennenswerten Zusatzerträgen führen können. Dabei sollte jedoch stets ein ganzheitlicher Ansatz verfolgt werden: Im Fokus steht somit nicht nur die Einzelanalyse, sondern immer auch der Windpark als Ganzes.

Autor

Malte Mehrtens (Jg. 1977) ist seit dem 01. Januar 2014 Prokurist und Technischer Leiter der energy consult GmbH, welche im Portfolio der Technischen Betriebsführung über 650 Windenergieanlagen betreut. Seine langjährigen Erfahrungen in der Windkraft begann 1998 bei einem namhaften Hersteller für Windenergieanlagen im Bereich Service, später in der Technischen Betriebsführung bei der PNE WIND AG/ PNE WIND Betriebsführungs GmbH, in der er ab 2009 ebenfalls die Funktion des Technischen Leiters verantwortete. Weiteres Engagement bringt Herr Mehrtens als Vorstandsmitglied des BWE Betriebsführerbeirats sowie im Arbeitskreis Anlagenverantwortung der FGW ein.

Möglichkeiten der nachträglichen Optimierung

	Komponente	Art der Optimierung	Erprobt in Praxis?	Nach-zertifizierung notwendig
Strömungselemente (z. B. Vortexgeneratoren, Zackenband, Dinotails)	ROTORBLATT	Verbesserung der Strömungseigenschaften der Rotorblätter, Geräuschminimierung	ja	nein
Blattwinkeleinstellung	ROTORBLATT	Optimierte individuelle Einstellung der Blattwinkel, Vermeidung von Unwuchten, Entlastung des Triebstrangs	ja	nein
iSpin® (3D-Ultraschall-Windmessung am Spinner vor den Rotorblättern)	SPINNER/ NABE	Anlagenausrichtung: Optimierte Windnachführung der Gondel, Reduktion der Lasten im Triebstrang	ja	nein
Ölzusatz	GETRIEBE	Reibungsminimierung: Senkung der Reibung im Getriebe, Erhöhung der Lebenserwartung des Getriebes	ja	nein
Anlagenparameter	ANLAGEN-RECHNER	Ausgewählte Anlagenparameter werden nachträglich individuell an den Standort angepasst, da sie in der Regel vom Hersteller pauschal parametriert sind. Die Nachjustierung berücksichtigt zum Beispiel Standortgegebenheiten (Rauigkeit etc.), den Zubau von ggf. weiteren Windkraftanlagen, das Windaufkommen, Besonderheiten des lokalen Netzes	ja	nein

Ungefähre Kosten	**Erwartete Leistungssteigerung**	**Techn. Art der Umrüstung** (Wie lange muss die Anlage stillgelegt werden?)
ca. 2.000 € bis 5.000€	Leistungserhöhung (ist stark abhängig von Anlagentyp und Standort): 1–5 %	1–2 Tage
ca. 1.000 € bis 3.000 €	Leistungserhöhung: 1–5 %	3–4 Stunden
ca. 10.000 €	Ertragssteigerung: 1–10 %	3–4 Stunden
ca. 2.000 €	Wirkungsgradsteigerung: 2–4 %	1 Stunde
ca. 100 € bis 500 €	Ertragssteigerung von 1 bis zu 2 %	1 Stunde

Autor

Lars Behrends (Jg. 1970) ist Prokurist und leitet den Vertrieb bei der Deutschen Windtechnik Service GmbH & Co KG. Während seiner bisherigen beruflichen Laufbahn war Lars Behrends ausschließlich in der Windbranche tätig: als Elektrotechniker, Konstrukteur sowie im Vertrieb namhafter Hersteller. Seine vielseitige Erfahrung bringt er seit 2007 bei der Deutschen Windtechnik ein, die auf die Instandhaltung von Windenergieanlagen spezialisiert ist.

Umspannwerk bei Windpark Elsterheide in der Lausitz. Foto: Jan Oelker

Der Netzanschluss in der Betriebsführung

Gemäß den Forderungen nach Übernahme von Systemdienstleistungen durch EE-Kraftwerke (offiziell verankert seit dem EEG 2009) müssen Anlagenbetreiber zukünftig neben ihrer primären Aufgabe, erneuerbaren Strom zu erzeugen, auch einen Beitrag zur Netzstabilität leisten.
Die Aufgaben der Betriebsführung wachsen somit erheblich, da nicht nur die EE-Kraftwerke allein, sondern auch die Betriebsmittel, die dem Netzanschluss zugerechnet werden können, im stärkeren Maße als bisher neue Anforderungen an die Betriebsführung generieren.

ABBILDUNG 1

Schema der zuständigen Verantwortlichkeiten bzgl. der Betriebsmittel

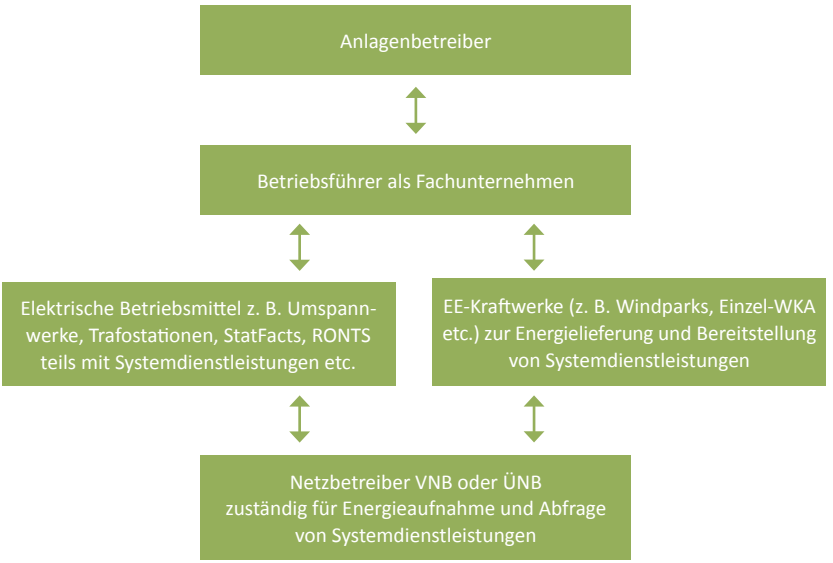


Abbildung 1 verdeutlicht, dass zukünftig der Anlagenbetreiber bzw. der Betriebsführer den Betrieb der EE-Kraftwerke nicht mehr allein auf die optimale Einspeisung des erneuerbaren Stroms konzentriert. Stattdessen rückt nun die gesamte Erzeugungsanlage (EZA) – EE-Kraftwerke und Netzanschlusseinrichtungen – in den Fokus einer modernen Betriebsführung.

Dabei spielt der Fernzugriff auf alle möglichen Komponenten eine wichtige Rolle:

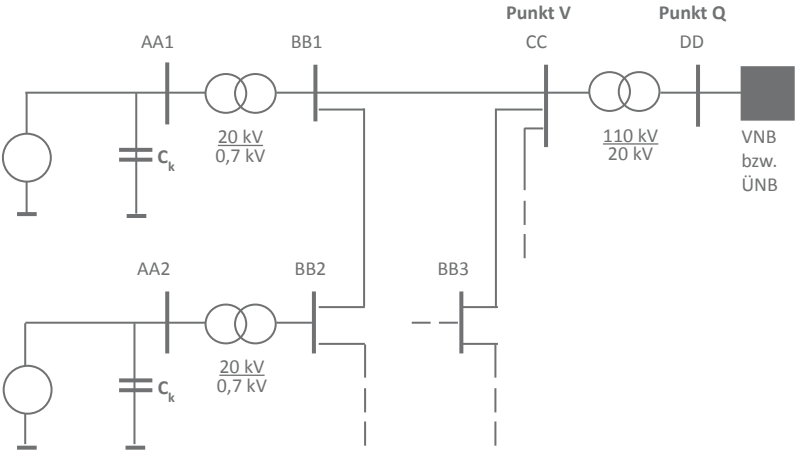
- für datentechnische Erfassungszwecke auf alle Erzeugungseinheiten (EZE), z. B. auf Windkraftanlagen und am Netzanschlusspunkt;
- für Steuer- und Regelbefehle, z. B. auf einen Parkregler am Netzanschlusspunkt, im Windpark oder an einzelnen EZE zur Sicherung eines stabilen Netzbetriebs;
- für Stellbefehle auf Einrichtungen der EZA zwecks Reduzierung der Einspeiseleistung aus marktkonformen Gründen im Zuge der Direktvermarktung.

Prinzipielle Ausführungen von technischen Netzanschlusseinrichtungen

Eine oder mehrere EZE in der Summe mit Nennleistungen von wenigen Megawatt bis niedrigen zweistelligen Werten können i. d. R. an die Mittelspannungsebene (bis ca. 30 kV) angeschlossen werden. Bei Windparks >20 MW werden häufig Lösungen mit Umspannwerken realisiert, bei denen die Eigentumsgrenze weiterhin auf Mittelspannungsebene (Punkt V) liegen kann. Ist das Umspannwerk im Eigentum des Anlagenbetreibers, so ergeben sich Anschlüsse auf Hochspannungsebene mit direkter Einspeisung und Eigentumsgrenze z. B. auf der 110-kV-Spannungsebene (Punkt Q).

ABBILDUNG 2

Möglicher Netzplan mehrerer EZE im eigenen Netz am Netzverknüpfungspunkt (NVP – Punkt V)



C_k: Einzelkompensation der Windkraftanlagen

Punkt V: Netzverknüpfungspunkt des Windparks, nächstliegender Anschluss weiterer Windparks möglich mit mehreren Anlagenbetreibern/Betriebsführern

Punkt Q: Übergeordneter Netzpunkt, Ausgangspunkt für Netzrückwirkungsberechnungen

Quelle: ibE Betriebsgesellschaft.

Foto: Silke Reents

Anforderungen und Aufgaben im Netzbetrieb

1.) Vertragliche Voraussetzungen für die Betriebsführungstätigkeit: Der Betriebsführer hat für seine Tätigkeit die grundlegenden Verträge und Verordnungen zu beachten, die der Anlagenbetreiber bei der Errichtung mit dem Netzbetreiber vereinbart hat. Dies sind:

a) Netzanschlussvertrag zur EZA nach EnWG: Dieser Vertrag regelt die gegenseitigen Rechte und Pflichten zwischen dem Netzbetreiber und dem Anschlussnehmer des Netzanschlusspunktes (NVP) während der Installation und des Betriebs des NVP. Der Anschlussnehmer muss nicht zwingend mit dem Anlagenbetreiber der EZE identisch sein.

b) Netznutzungsvertrag zur EZA nach EnWG: Der Netznutzungsvertrag regelt die Nutzung dieses Anschlusses zum Zweck der Einspeisung und des Bezugs von Energie durch den Anschlussnehmer. Hier sind eindeutige Rechte und Pflichten für den geordneten Betrieb sowie im Falle von auftretenden Störungen aufgeführt. Der Vertrag regelt nicht die Netznutzung. Der Anlagenbetreiber bzw. der beauftragte Betriebsführer (oder dessen Auftragnehmer) hat für diese Betriebs- und Störungsphasen entsprechendes Fachpersonal nach DIN VDE 0105-100 vorzuhalten.

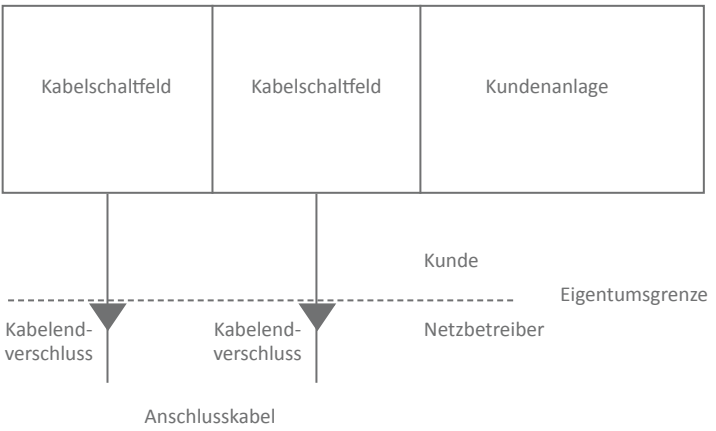
c) Technische Anschlussbedingungen (TAB) des Netzbetreibers: Die TAB der Netzbetreiber decken spezifische Umstände im jeweiligen Netz des betreffenden Netzbetreibers ab, die über die geltenden Richtlinien für die unterschiedlichsten Spannungsebenen (BDEW-MS inkl. der 4. Ergänzung, TC 2007 – in Kürze abgelöst durch die neue TAB HS, FNN-Anwenderregel VDE AN 4105 für Niederspannung) hinausgehen.

Spezifische Inhalte der TAB sind beispielsweise:

- bauliche Vorgaben und technische Ausführungen von Komponenten,
- besondere Einstellwerte der Schutzeinrichtungen für Grenzwerte bzw. Auslösezeiten,
- bauliche und technische Hinweise des Netzbetreibers zu seiner Fernwirktechnik und zu den notwendigen Messwandlern,
- Beschreibung von Back-up-Versorgungseinrichtungen als Hilfsenergie,
- Ablauf- und Meldepläne während der Installation und des Betriebes.

d) Datenblatt bzw. Beschreibung der Eigentumsgrenze zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer (Kunde):

ABBILDUNG 3: Beispiel einer Eigentumsgrenze



Quelle: Stromnetz Hamburg GmbH

e) EZA-Anlagenzertifikat inkl. SDL-Konformitätserklärung: Der Netzanschluss inkl. der EZA kann nur mit Erstellung eines positiven EZA-Anlagenzertifikats und einer vorliegenden SDL-Konformitätserklärung hinsichtlich der zertifikatsgemäßen technischen Ausführung in Betrieb genommen werden.

2.) Aufgaben der Betriebsführung für einen geordneten Netzbetrieb

Die Eigentumsgrenze weist eindeutig auf die verantwortlichen Bereiche für den Betrieb sowie für den Umgang im Falle einer auftretenden Störung oder einer geplanten Arbeit (wie z. B. einer Wartung) hin. Unabhängig davon kann sehr wohl eine auftretende Störung im öffentlichen Netz – z. B. durch ein Gewitter hervorgerufene Erdschlüsse – zu nachgelagerten Störungen in einem Windpark führen. Ein intensiver und geregelter Austausch mit den Mitarbeitern des Netzbetreibers ist somit unabdingbar. Prinzipiell sind daher folgende Aufgaben zu erfüllen:

a) Bidirektionaler Austausch der Personaldaten der handelnden Personen des Netzbetreibers und des verantwortlichen Betriebsführers bzw. seines qualifizierten Auftragnehmers:

Angaben
- Personennamen und Unternehmen
- Fachliche Qualifikation, Ausbildung
- Hinweis zu fähigen Schalthandlungen bzgl. Spannungsebene
- Ort der Zuständigkeit, Anlagenteile etc.
- Zeit der Zuständigkeit (auf 24/7-Betrieb achten)
- Verbindung mittels Tel. (mobil), E-Mail und/oder Fax
- Evtl. zweite Person bei Nichterreichen

b) Erfassen der Betriebsdaten am NVP mittels Fernwirktechnik für den normalen und den gestörten Betrieb, Notversorgung beachten.

c) Führen von Schaltgesprächen der o. g. handelnden Personen mit aktuellem Zustand und geplantem Vorgang, Handlung, gemeinsames Festhalten des Ergebnisses nach einem Schaltvorgang, Festhalten von Datum und Zeit, gemeinsames Verständnis über das Ende eines Vorganges.

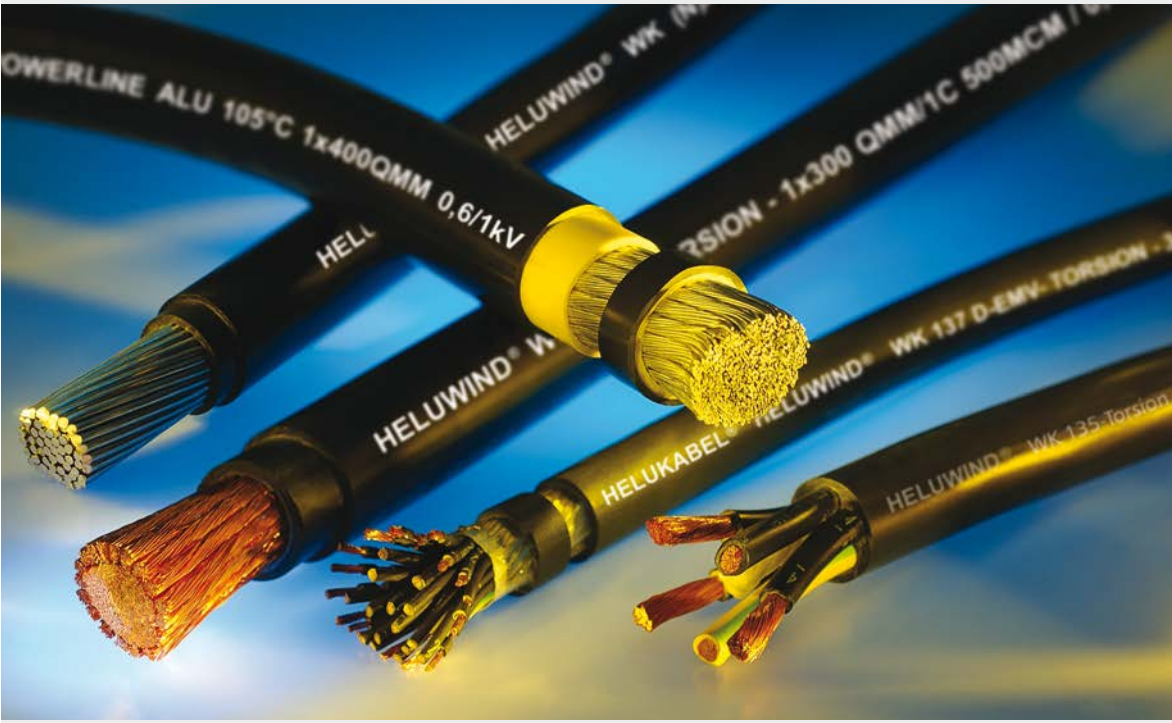
d) Planung von Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten im eigenen Verantwortungsbereich in Abstimmung und Kenntnisnahme des Netzbetreibers, Direktvermarkter informieren.

e) Einplanen von Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten durch den Netzbetreiber, Direktvermarkter informieren.

f) Fernschaltvorgänge durch den Betriebsführer bzw. durch den Netzbetreiber i. d. R. im Zuge von Schaltgesprächen durchführen.

HELUKABEL®

GREEN LINE



Die professionelle Kabellösung

Gondel
- Multicore-Bus und Ethernet-Leitungen,
- Hybridleitungen
- Hochtemperatur Generatorleitungen
- Spezielle Leitungen für die Schleifring-anwendung (Getriebehohlwelle)

Loop
- Torsionsleitungen bis 34kV
- Vorkonfektionierte Lichtwellenleiter

Turm
- ALU-Leitungen (verschiedene Legierungen und Ausführungen bis hin zur hoch-flexiblen Powerline Serie, 0,6 bis 34 kV)
- Lichtwellenleiter (Fast Bus & Monitoring)
- Kabelbefestigungssysteme

Wir bieten Ihnen eine Kabellösung für die gesamte WKA aus einer Hand - vom Turmfuß bis Rotorspitze. Gerne begleiten wir Sie in der Planungsphase bis hin zur Inbetriebnahme der Anlage. Abgestimmte Leistungskabelsysteme inkl. Befestigungsystemen und mit zertifizierter Verbindungstechnik. Unsere WK Leitungsserie wurde im Langzeittest auf bis zu 18.000 Torsionszyklen getestet

Alle Anforderungen hinsichtlich klimatischen Bedingungen von -55°C bis +145°C, Offshore-Anwendungen, hohe Brandprüfungen sowie internationale Approbationen nach UL, CSA, FT4, CE, VDE und WTTC werden erfüllt.

HELUKABEL® GmbH
Dieselstr. 8-12
71282 Hemmingen
Tel. 07150 9209-0
Fax 07150 81786
info@helukabel.de

helukabel.de

Die Anforderungen des Netzbetreibers nach EEG oder EnWG stellen gesonderte Vorgänge dar, die eine andere Informationskette erfordern (in Expertengremien werden hierzu aktuell neue Richtlinien erarbeitet). ■

Fazit

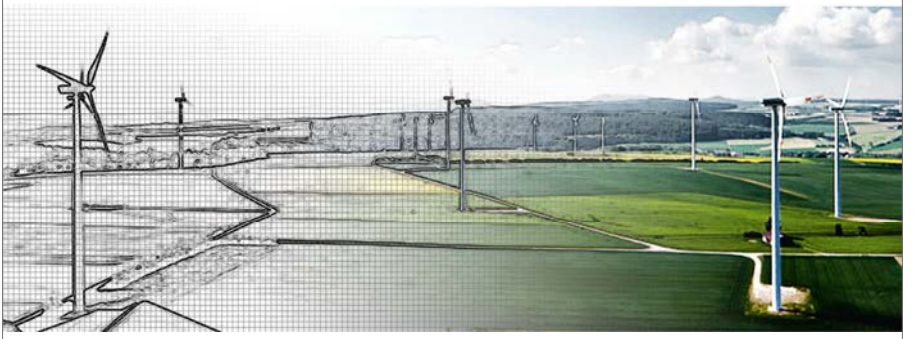
Bei der Betriebsführung an elektrischen Anlagen zeigen sich in der Branche im Zuge der gewachsenen Anforderungen noch Defizite. Wesentliche Verbesserungen können noch in der Arbeitsvorbereitung und -organisation und in einem weitergehenden Verständnis für den eigenen Kraftwerksbetrieb erarbeitet werden. Zudem fehlen in der Branche Fachkräfte, die im Umgang mit Netzbetreibern die Fragestellungen vor Ort in diesen Arbeitsbereichen gemeinsam zu lösen wissen.

400-kV-Umspannwerk in Schönewalde. Foto: Jan Oelker

Autor

Uwe Herzig (Jg. 1960), Energietechnikstudium in Hannover, anschließend ab 1990 Mitarbeiter im DEWI, Abteilung Testfeld. Seit 1993 selbstständig tätig im Ingenieurbüro ibE Herzig & Partner im Bereich aller notwendigen Planungsgutachten für Windkraftprojekte. Seit Ende der Neunzigerjahre sind die Gesellschaften ibE Betriebsgesellschaft zur Abwicklung von Turn-Key-Projekten und ibE Verwaltungsgesellschaft zur Verwaltung von Betreibergesellschaften entstanden. Die energietechnischen täglichen Frage- und Problemstellungen vor Ort sind ein Arbeitsschwerpunkt neben der Geschäftsführungstätigkeit im technischen Bereich von Herrn Herzig. Zudem Mitarbeit in Fachgremien der FGW sowie im Betriebsführerbeirat des Bundesverbandes WindEnergie.

Wir bleiben am Wind!



Zukunftsenergie braucht moderne Betriebsführung – wir sind für Sie da.

- Datenerfassung und -aufbereitung mit hohem Automatisierungsgrad für Anlagen und Netz (Online-/Offline-Monitoring)
- Lebenslaufakten aller Windkraftanlagen: Laufende Berichterstattung für Betreiber, Banken, Investoren, Versicherungen
- Anlagenoptimiertes Wartungsmanagement / zügiges Störungsmanagement
- Zyklische Begutachtungen mit Fachgutachtern / regelmäßige Mitarbeiter-Fachschulungen
- Maßnahmenkataloge für unzureichend geführte Anlagen mit abgesicherter Investitionsplanung

ibE
Betriebsgesellschaft

Dobbenstr. 13
26122 Oldenburg
T 0441 / 500 83 -90
ibe.betrieb@ewe.net
www.ibe-wind.de

BWE-Betriebsführerbeirat ▪ BWE AK Netze ▪ FGW TR 8 ▪ FGW AK Anlagenverantwortung ▪ VDE

Schwingungsmessungen an einem Getriebe. Foto: Jan Oelker

Online-Condition-Monitoring-Systeme (CMS) in der Onshore-Windenergie

Die konstruktive Auslegung der Lebensdauer der Hauptkomponenten des Antriebsstranges (z. B. Getriebe, Generator- und Rotorlager) beträgt 20 Jahre. Tatsächlich wird diese Lebensdauer in der Praxis häufig nicht erreicht.

Statistische Auswertungen seit 2006 zeigen, dass ca. 10 Prozent der Windenergieanlagen (WEA) pro Jahr mit einem relevanten mechanischen Schaden an den genannten Komponenten ausfallen. Untersuchungen des Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) belegen zudem die immensen Verfügbarkeitseinbußen bei unvorhergesehenen Schäden am Triebstrang bzw. an anderen Komponenten einer WEA. Um solchen ungeplanten Ausfällen und Kosten wirkungsvoll zu begegnen, wurden vor fast 13 Jahren die ersten körperschallbasierten Online-CMS in der Onshore-Windbranche eingeführt.

So nützlich diese Systeme aus technischer und ökonomischer Sicht auch sein mögen, ihre konkrete Einführung war von Anfang an mit größeren Schwierigkeiten verbunden. Obwohl heute niemand mehr CMS für den Triebstrang grundsätzlich infrage stellt, sind die Investition in und der Einsatz von CMS immer noch keine Selbstverständlichkeit. Aber warum ist das so?

Geschichte des CMS in der Windbranche

Die Windindustrie ist ein junger und überaus erfolgreicher Industriezweig. Die rasante Entwicklung von Anlagengröße und -leistung, die stetig weiter fortgeschrieben wird, führte in der Vergangenheit allerdings zu einigen unerwünschten Nebenwirkungen. Der vorzeitige und scheinbar plötzliche Ausfall von Komponenten des Antriebsstranges wurde im Wesentlichen durch zwei Hauptfaktoren verursacht:

1. Mit den ersten Megawatt-Windenergieanlagen mussten das Gewicht und damit die Sicherheitsfaktoren der Triebstrangkomponenten reduziert werden.

2. Mit der Anlagenleistung stiegen auch der Energieumsatz und die damit verbundenen Lasten, insbesondere waren den Konstrukteuren die tatsächliche Dynamik und die konkret auftretenden Lastkollektive an den verschiedensten Standorten nicht ausreichend bekannt.

Hinzu kam, dass seinerzeit auch das Verhalten von Schmiermitteln unter den konkreten Umwelt- und Prozessbedingungen der Windenergieanlagen noch nicht hinreichend untersucht worden war.

Die Hersteller von Windenergieanlagen hatten in der Anfangszeit hauptsächlich einen maschinenbaulichen Hintergrund. Messtechnik war somit nur in sehr geringem Umfang und zumeist nur mit einfachsten Überwachungsfunktionen auf den Anlagen vertreten. Die konkrete Entwicklung der Schadenszahlen erforderte dann aber einen technischen Lösungsansatz, der sich in der Industrie schon längere Zeit gut bewährt hatte: schwingungsbasierte Messsysteme zur Fehlerfrüherkennung. Diese Systeme wurden nun als Offline- und Online-Systeme bzw. als Condition-Monitoring-Systeme – nicht ohne Widerstände – in der Windbranche eingeführt. Verständlich werden diese Widerstände, wenn man sich die Kosten- und Risikoträger bei Ausfällen der Windenergieanlagen näher betrachtet.

1. Phase: 2001–2005

In der ersten Zeit ging es dem Windenergieanlagenhersteller im Wesentlichen darum, das Ende seiner Gewährleistungszeit zu erreichen. Innerhalb dieser Zeit konnte er oftmals auch seine Zulieferer für vorzeitige Ausfälle verantwortlich machen. Nach zwei Jahren lag dann das Risiko bei den Betreibern bzw. den verschiedenen Versicherungsanbietern. Schadensfälle sorgten hier nicht selten für ein wenig erquickliches Hin und Her – und zudem für ein entscheidendes Argument gegen den Einsatz eines CMS.

Der Betreiber wollte im Schadensfall seinen Versicherer in die Pflicht der Regulierung nehmen, der Versicherer aber seine hierdurch immens gestiegenen Kosten zunehmend

eindämmen. Daher bezweifelte Letzterer die Unvorhersehbarkeit von Schäden und die Plötzlichkeit des Ausfalls. Aus Sicht des Betreibers lieferten gerade CMS hier entscheidende Argumente für den Versicherer zur Ablehnung der Regulierung von Schäden. Verzichtete nun also der Betreiber auf den Einsatz von CMS, so glaubte er die Möglichkeiten des Versicherers zu minimieren, die Unvorhersehbarkeit des Schadens zu bestreiten. Die Folge: Rechtzeitige und selbst einfachste Reparaturen mit verhältnismäßig geringen Kosten wurden nicht durchgeführt, Folgeschäden mit zumeist hohen Kosten und langen Ausfallzeiten waren zu beklagen. Des Weiteren mussten alle Beteiligten lernen, dass der erfolgreiche Einsatz von CMS nicht allein durch den Kauf und die Installation des Systems gewährleistet ist. Stattdessen handelt es sich beim Condition Monitoring um eine komplexe Technologiekette, die es in einem definierten Prozess zu implementieren gilt.

So setzt erfolgreiches Condition Monitoring folgende Bedingungen zwingend voraus:

1. ein stabiles CM-System,
2. eine funktionierende frequenzselektive CM-Analysesoftware,
3. einen Remote-CM-Service,
4. eine stabile Datenanbindung,
5. eine abgestimmte Alarm- und Servicekette.

Für die Punkte 1–3 gibt es inzwischen gültige Richtlinien und Zertifikate, beispielsweise vom Germanischen Lloyd. Die Bedeutung der Punkte 4 und 5 für ein wirtschaftlich erfolgreiches CMS werden auch heute noch oft unterschätzt. Insgesamt wurden in dieser ersten Phase die vorstehend genannten Bedingungen von allen Beteiligten bis hin zum CMS-Anbieter häufig nicht mit der notwendigen Konsequenz umgesetzt, so dass die enormen Potenziale zumeist ungenutzt blieben.

2. Phase: 2005–2009

Verschiedene Anbieter von CMS bauten in den folgenden Jahren einen Remote-CM-Service auf und ließen diesen zertifizieren. Die Windenergieanlagenhersteller boten im Premiumsegment der sogenannten „Full-Service-Verträge“ oft auch die Installation eines CMS an. Die wirkliche Funktionsfähigkeit dieses CMS spielte aber zunächst eine untergeordnete Rolle, da die Preise für diese Pakete so großzügig kalkuliert waren, dass es sich oft noch rechnete, wenn man bei größerer Anlagenzahl jährlich einfach statistisch den Austausch von Getrieben berücksichtigte. Zugespitzt formuliert konnte man es sich leisten, auch die begründeten Meldungen aus den CMS nicht zu berücksichtigen.

3. Phase: 2009 bis heute

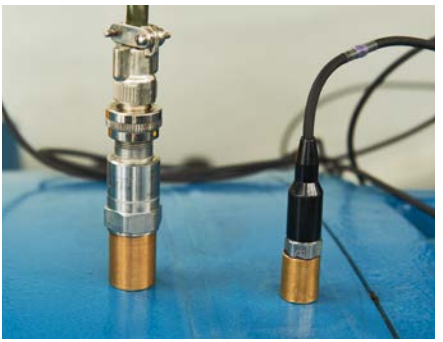
Versicherer drängen seit einigen Jahren verstärkt auf den Einsatz von Online-CM-Systemen. Seitdem bieten fast alle WEA-Hersteller ein Vollservicepaket inklusive eines Online-CM-Systems an. Zudem lässt sich inzwischen auch eine zunehmende internationale Nachfrage nach CMS feststellen. Im deutschen Markt brach jedoch die Nachrüstung von CMS Mitte 2009 aufgrund verschiedener Faktoren (Windflaute, Finanzkrise, SDL-Bonus) stark ein. Die aktuelle 3. Phase ist gekennzeichnet durch den Beginn des deutschen Offshore-Geschäftes, welches vor dem Hintergrund von Onshore-Schadensquoten und einem gewachsenen Risikobewusstsein auch für den CMS-Einsatz neue Maßstäbe setzen wird.

Ebenso wie viele Anlagenhersteller bieten nun auch unabhängige Serviceunternehmen Vollserviceverträge an, jedoch bei noch verhältnismäßig geringen Anlagenstückzahlen. Aus Sicht der Betreiber findet somit insgesamt eine Risikoverlagerung zum Hersteller bzw. zum zuständigen Serviceunternehmen statt. Diese wiederum streben danach, ihr eigenes Risiko zu minimieren. Sie drängen deshalb auf eine weitere Professionalisierung des CMS-Einsatzes bei gleichzeitiger Erweiterung des Funktionsumfanges (Rotorblattdiagnose, Lasterfassung, Bauwerks- und Fundamentüberwachung, Unwuchtmessung etc.). Ein CMS soll zudem Daten für den Leitstand einer Servicezentrale liefern – allerdings nicht mehr ungefiltert, wie bei den ersten Versuchen in den Anfangsjahren, sondern bewertet und mit belastbaren, aussagekräftigen Kennwerten.

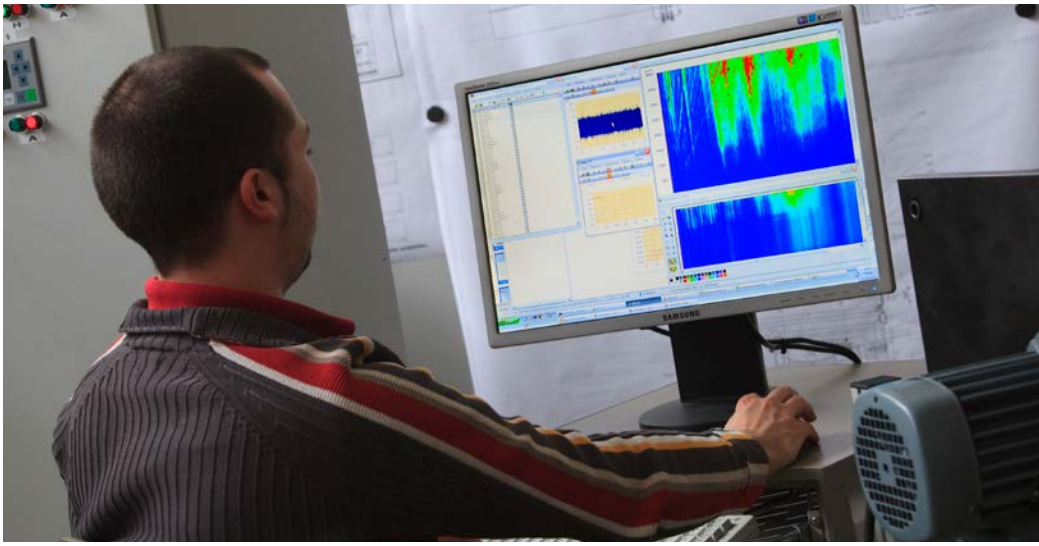
Technische Umsetzung des CMS

Die originäre Aufgabe des Online-CMS ist die Detektion von Verschleiß und die Ermittlung des Verschleißfortschritts, um rechtzeitig gezielt Maßnahmen einleiten zu können. Verschleiß ist prinzipiell nicht zu verhindern und ursächlich mit der Abnutzung im Betrieb der WEA verbunden. Zu den weiteren mit CMS ermittelbaren Ursachen von Auffälligkeiten gehören:

1. Unwuchten
2. Fehlausrichtungen
3. Mangelschmierung
4. Servicemängel
5. Montagefehler
6. Resonanzbereiche
7. Materialfehler



Schwingungsmessungen an einem Getriebe.
Foto: Jan Oelker



Prüfstand für Lager von Windenergieanlagen an der Leibniz Universität Hannover. Foto: Paul-Langrock.de

Die Minimierung bzw. Beseitigung dieser Problemfelder führt zu deutlich geringeren Belastungen der Komponenten des Antriebsstranges. Wenn das CM-System beispielsweise Symptome dieser sieben genannten Ursachen oder sogar eine Kombination von Symptomen übermittelt und der CM-Service diese Auffälligkeit nachfolgend verifiziert, wird eine Fehlermeldung an den Betreiber bzw. die technische Betriebsführung abgesetzt.

Nachweislich agieren genau die CM-Anbieter am Markt besonders erfolgreich, die neben ihren CM-Systemen auch einen leistungsfähigen Remote-CM-Service anbieten können. Dieser Remote-CM-Service liefert dem Betreiber bzw. der technischen Betriebsführung konkrete Handlungsempfehlungen, wenn Auffälligkeiten an den WEA registriert werden.

Zum Erfolg des CM gehört aber ebenso die erfolgreiche Umsetzung einer effizienten Handlungskette. Abhängig von der Handlungsempfehlung des CM-Services wird die er-

mittelte Auffälligkeit zunächst durch das Personal des technischen Betriebsführers verifiziert oder dieses beauftragt Gutachter bzw. das zuständige Serviceunternehmen mit der Überprüfung. Zu den empfohlenen Maßnahmen gehören hier beispielsweise:

1. optische und akustische Begutachtung mit und ohne weitere Hilfsmittel
2. videoskopische und endoskopische Untersuchungen
3. Kontrolle der Schmierung (Fett- und Ölanalysen)
4. Kontrolle peripherer Baugruppen (Filter, Ölpumpen, Lüfter, Kupplungen)
5. Ausrichtungskontrolle
6. Unwuchtmessungen

Wurde mit diesen Maßnahmen ein beginnender Schaden erkannt (z. B. in Wälzlagern eine Materialfehlstelle auf der Laufbahn der Wälzkörper), so steht man der weiteren Entwicklung nicht hilflos gegenüber, sondern kann nach Absprache mit der zuständigen Versicherung die Anlage womöglich zunächst leistungsreduziert weiterbetreiben. Damit können die durch Anlagenstillstände hervorgerufenen finanziellen Verluste deutlich reduziert werden. Zumal nach Angaben des Deutschen Windenergie Institutes (DEWI) der Kostenunterschied zwischen geplanten Reparaturen und ungeplanten Instandsetzungen ca. 30 Prozent beträgt.

TABELLE 1

Statistische Auswertung der Fehler am Antriebsstrang

(durch CMS detektierte Schäden von 2006-2013)

Jahr	Überwachte WEA*	Div.	Getriebe	Generator DE	Generator NDE	Hauptlager	Summe	%
2006	196	1	10	7	1	-	19	9,69%
2007	263	3	25	4	7	-	39	14,83%
2008	419	3	21	11	7	3	45	10,74%
2009	608	3	29	28	15	3	78	12,8%
2010	699	7	31	22	8	6	74	10,6%
2011	889	5	37	21	6	5	74	8,3%
2012	979	18	40	32	7	6	103	10,5%
2013	1044	7	36	21	7	3	74	7,1%

*nur D ohne OEM

Nutzen des CMS

Statistisch ist ca. jede zehnte überwachte Anlage von einem relevanten Schaden am Triebstrang betroffen (siehe Tabelle 1). Abweichungen hiervon lassen sich aus zum Teil gut erklärbaren zusätzlichen Faktoren im betreffenden Jahr ableiten (Retrofit, Repowering, Vollwartung ohne Fortführung des CMS-Services durch den Betreiber). Die technische Verfügbarkeit kann nach der CMS-Installation nachweislich um durchschnittlich 1,3 Prozent gesteigert werden. Wie die langjährigen Erfahrungen aus dem CMS-Einsatz zeigen, liegen dabei die Zeiträume für die Amortisierung für WEA mit Getrieben bei 1–4 Jahren (beispielsweise für einen Windpark mit 10 WEA und einem Baujahr vor 2005). Allerdings müssen hierfür folgende Voraussetzungen erfüllt sein, um diese Amortisierung tatsächlich zu erreichen:

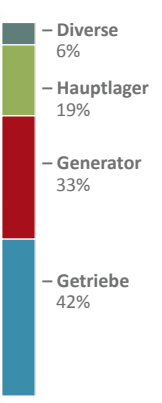
1. Stabile Kommunikation
2. Remote-CM-Service (z. B. eine zertifizierte Überwachungsstelle)
3. Klare Alarmierungsketten beim zuständigen Betriebsführer und Serviceunternehmen

TABELLE 2

Vergleich Generatorlagerschaden

An einer 2-MW-WEA mit und ohne CMS – nur Ertragsausfall (links);
statistische Schadensverteilung am Triebstrang dieses WEA-Typs (rechts)

	Mit CMS	Ohne CMS
Schaden	Generatorlager	Generatorlager
Ausfallzeit wg. Not-Stopp	0 h	72 h
Ertragsausfall Not-Stopp	0 €	2.080,– €
Ausfallzeit wg. Überprüfung	0,5 h	3 h
Ertragsausfall Überprüfung	34,– €	87,– €
Ausfallzeit aufgrund Tausch	46 h (beide Lager)	25 h (A-Seite)
Ertragsausfall Tausch	461,– € (5.120 kWh)	722,– € (8.025 kWh)
Stillstandszeit gesamt	46,5 h	100 h
Ertragsausfall gesamt	**(5.500 kWh) 495,– €**	**(32.100 kWh) 2.889,– €**



Quo vadis Condition Monitoring?

Eine grundsätzliche Entwicklungsrichtung für CMS besteht in der Erweiterung der Funktionalität – weg von der reinen Fehlerfrüherkennung von Schäden und hin zur Prävention, beispielsweise durch Belastungsminimierung. Auch der Ertrag einer WEA ist zukünftig über Nebeneffekte zu steigern (z. B. durch die Vermeidung von aerodynamischen Unwuchten). Die Netzwerkfähigkeit sowie die Festlegung von Schnittstellen nach internationalen Normen (z. B. IEC Norm 61400-25-6) sind für die reibungslose Einbindung von Subsystemen – und hierzu gehört auch das CMS – in die komplexe Umgebung der Windenergieanlage eine wesentliche Voraussetzung. Letztlich müssen sich die Statusmeldungen und Informationen, die die verschiedenen CMS zur Verfügung stellen, auch nahtlos in eine Leitstand-Software einfügen lassen. Darüber hinaus wird neben der Einbindung weiterer Messaufnehmer eine erweiterte Funktionalität vor allem durch eine hochentwickelte CM-Software abgebildet. Die Programmmodule werden u. a. durch folgende Maßnahmen ermöglicht:

1. Bauwerksüberwachung (z. B. Fundamentüberwachung)
2. Einbeziehung von Lebensdauermodellen (durch Belastungsmessungen)
3. Unwuchtüberwachung (z. B. Masseunwuchten, aerodynamische Unwuchten)
4. Rotorblattüberwachung (leistungsabhängige Biegelinie der Rotorblätter, Eisansatz und Strukturüberwachung)
5. Getriebeölüberwachung (mit Erfassung der Betriebssituation: Öltemp., Leistung)

Zur Getriebeölüberwachung ist anzumerken, dass führende CMS-Anbieter die zusätzliche Integration von Partikelzählern verschiedenster Hersteller (z. B. Gastops, Hydac, Prüftechnik) bereits gelöst haben. Somit sollte die Kombination von Partikelzählern mit CM-Systemen bereits zum Stand der Technik zählen – zumal sich dadurch die Diagnosesicherheit am Getriebe, insbesondere an der Planetenstufe, weiter erhöhen lässt. ■

Autor

Holger Fritsch (Jg. 1964) studierte von 1987–1993 Physik an der Otto-von-Guericke-Universität in Magdeburg, von 1993–1997 dann Wissenschaftlicher Mitarbeiter am dortigen Institut für Prozessmesstechnik und Elektronik. Ab 1998 fungierte Fritsch bei der µ-Sen GmbH in Rudolstadt zunächst als Prokurist und seit April 2009 als Geschäftsführer. Seit dem Zusammenschluss mit der Bachmann electronic GmbH im Jahre 2011 ist er Geschäftsführer der Bachmann Monitoring GmbH. Die Schwerpunkte des Unternehmens liegen auf dem Gebiet der Maschinendiagnose und Datenanalyse. Zurzeit überwacht es weltweit ca. 2.500 WEA von 23 verschiedenen Herstellern.

Ausblick

Die körperschallbasierte CM-Technologie wurde für die Anforderungen des Windenergiemarktes entscheidend weiterentwickelt. Heute steht mit dieser Technologie eine wichtige und kostengünstige Komponente für den massenhaften Einsatz an dezentralen WEA zur Verfügung.

Mit dem konsequenten Einsatz von CMS – und demzufolge auch mit geschlossenen Handlungsketten – lassen sich die Kosten von Wartung und Instandhaltung an WEA nachhaltig senken. Obwohl sich in der Vergangenheit der Markteintritt des CMS in der Windbranche nicht problemlos vollzogen hat und die Ausrüstungszahlen immer noch weit hinter den Erwartungen zurückbleiben, wird diese Technologiekomponente in Zukunft verstärkt zum Einsatz kommen. Letztlich geht es darum, das erhebliche Potenzial für die Optimierung der LCC (Life Cycle Cost) zu erschließen und eine gesicherte Verlängerung des Betriebes der WEA auch über 20 Jahre hinaus zu ermöglichen. Denn gerade auch in diesem Bereich können Online-CM-Systeme einen wesentlichen Beitrag leisten.

Voraussetzung hierfür ist allerdings die Einbindung der CM-Informationen in ganzheitliche Wartungs- und Instandhaltungskonzepte. Damit wird das bisherige Condition Monitoring durch ein umfassenderes Condition-Based-Maintenance (CBM)-Konzept erweitert. Für die Betreiber werden sich in der Folge weitere direkte und indirekte wirtschaftliche Vorteile ergeben. So erlaubt die konsequente Einführung neuer Kommunikationstechnologien (z. B. OPC UA) eine universelle Nutzung unterschiedlicher Datenquellen: beispielsweise des IEC 61400-25 (Communications for monitoring and control of wind power plants) und des RDS-PP (Reference Designation System for Power Plants), die eine wichtige Grundlage für ein erfolgreiches Condition-Based Maintenance bilden.

Eine CM-Nutzenanalyse, die sich allein an fiktiven vermiedenen Kosten orientiert und dadurch für viele Betreiber nicht leicht einsehbar ist, wird so bald der Vergangenheit angehören.

Abbildung: Bachmann electronic

SCADA-Systeme in der Windenergie

Wer kennt sie nicht mehr – analoge Modems und deren quietschendes Rauschen bei der Einwahl in eine Windenergieanlage. Noch vor wenigen Jahren war dies der gängige Standard, um Daten aus einem Windpark abzurufen. Bis heute sind vermutlich noch mehrere tausend Windenergieanlagen in Deutschland mit dieser mittlerweile altertümlich anmutenden Kommunikationstechnik ausgerüstet.

Mit stetig steigender Relevanz der Windenergie für das Stromnetz drängen Markt und Gesetzgeber die Betreiber in den Verbund großer virtueller Kraftwerke – und damit auch zu mehr Professionalität im Hinblick auf Datenquantität und -qualität. Zudem sind spätestens seit Einführung eines verpflichtenden Einspeisemanagements (nach EEG § 6.1) im Jahre 2010 auch steuernde Eingriffe für die Betriebsführung ein wichtiges Thema. Im Zuge der gesetzlichen und marktseitig geforderten Anpassungen haben sich daher die SCADA-Systeme in der Windenergie weiterentwickelt. Analogen Modembatterien mit händischer Datenverarbeitung in Excel-Tabellen stehen heute umfassende Betriebsführungssysteme gegenüber, deren ultraschnelle Historian-Server mit umfassenden Onlinedaten aus verschiedensten Quellen gefüttert werden können. Neuronale Netze, Datenmodelle, Life-Time-Akten, Module für das Asset Management und Designationssysteme zur Unterstützung der Betriebsführungs- und Serviceprozesse wie z. B. RDS-PP® leisten einen wesentlichen Beitrag zur notwendigen weiteren Professionalisierung und Rationalisierung der Windbranche. Sie sind die Basis für die nächste Generation von SCADA-Systemen: SCADA 3.0.

Was heißt eigentlich „SCADA“?

Das englische Akronym SCADA steht für „Supervisory Control and Data Acquisition“ und umschreibt neben der Überwachung und Steuerung von Anlagen durch IT-Systeme auch die Visualisierung von Daten. In diesem Sinne sind sowohl diverse Hardwarekomponenten (wie z. B. die SPS der Windenergieanlagen, Park PC, Modems, Router, Server etc.) Teil eines SCADA-Systems als auch die dazugehörenden Algorithmen zur Steuerung sowie die Software zur Visualisierung.

Die ersten SCADA-Systeme für die Betriebsführung von Windenergieanlagen wurden von den Herstellern der Anlagen mitgeliefert. In den meisten Fällen war nur ein manuelles Einwählen über analoge Modems und die Abfrage von wenigen Datenpunkten möglich oder es wurden Faxe versendet, falls die Anlage in einen Alarmstatus wechselte. Maschinenlesbare Daten, Onlineverbindungen und steuernde Zugriffe waren für die Betriebsführung – häufig auch aufgrund von unzuverlässigen und langsamen Parknetzwerken – nicht verfügbar.

Datenquellen und Schnittstellen

Die heutigen SCADA-Systeme sind ungleich leistungsfähiger. Sie setzen auf IP-basierten Parknetzwerken auf, die auch bei größeren Windparks schnelle Zugriffe auf die angeschlossenen Systeme vor Ort ermöglichen. Entscheidend für ein umfassendes Anlagenmonitoring sind dabei nicht zuletzt die Kommunikationsanbindungen in den Windpark via DSL oder Satellit. Erst dadurch können die immer umfangreicheren Daten abgerufen

und in die Rechenzentren der Hersteller oder die Datenbanken der Dienstleister, Betreiber und Betriebsführer übermittelt werden. Zum Vergleich: Eine um die Jahrtausendwende errichtete Windenergieanlage lieferte Daten von weniger als 50 Datenpunkten, während heutige Anlagen mehrere tausend Datenpunkte aufweisen.

Zusätzlich zur Windenergieanlage selbst leiten angeschlossene Condition-Monitoring-Systeme, Zähler, Windmessmasten, Rundsteuerempfänger, Direktvermarktungsregler und weitere im Windpark verbaute Komponenten ihre Daten in die SCADA-Welt. Die Vielzahl der unterschiedlichen Hardware- und Softwareschnittstellen bleibt für die Betriebsführung daher weiterhin eine Herausforderung – insbesondere bei älteren Parks mit vielen proprietären Schnittstellen und ebensolchen Datenprotokollen. Herstellerunabhängige Unternehmen bieten hierfür sowohl für ältere Windparks als auch für Neuprojekte entsprechende Lösungen an. Die Qualität ist jedoch sehr unterschiedlich und nicht jede günstige Lösung ist im Nachhinein tatsächlich auch ihren Preis wert. Neben der Zuverlässigkeit sollte bei solchen Produkten immer auch die Zukunftsfähigkeit gegeben sein. Zudem sollte hierbei der IT-Sicherheit hinreichend Beachtung geschenkt werden.

SCADA-Lösung auf Webtechnologie: Unabhängig von den verwendeten Endgeräten können sich Betreiber einen umfassenden Überblick über jede einzelne Anlage des Parks verschaffen. Abbildung: Bachmann electronic

Viele Hersteller, die in der Vergangenheit häufig wenig WEA-Betriebsdaten zur Verfügung stellen konnten/wollten, werden mehr und mehr von gesetzlichen Vorgaben oder durch Anforderungen verschiedener Marktteilnehmer zur Offenheit gedrängt. Klauseln in Kauf- und Wartungsverträgen, die das Recht des Betreibers auf vollen Zugriff auf anfallende Betriebsdaten festschreiben, können spätere Diskussionen von vornherein ausschließen.

Auch und gerade bei neuen Parks können unabhängige Datensammler hilfreich sein. So lassen Datenpufferung und mögliche redundante Wege beim Ausfall der Hauptkommunikation, eine Vereinheitlichung der im Einsatz befindlichen Systeme, der Anschluss von nicht durch den Hersteller gelieferten Systemen und letztlich auch die teilweise schon absehbaren steigenden Anforderungen an Datenqualität und Datenumfang diese Investition bereits im Rahmen der Projekterrichtung als sinnvoll erscheinen.

Beispiel eines Netzmessmoduls in einem M1-Steuerungssystem. Foto: Silke Reents

Trotz mehrerer Versuche, eine Standardisierung herbeizuführen, gibt es auch bei neuen Windenergieanlagen bis heute keine einheitlichen Schnittstellen für die Anbindung von SCADA-Systemen. Die meisten Windenergieanlagenhersteller bieten hier gegen Entgelt OPC- oder IEC-Schnittstellen an. Die Ausgestaltung der Schnittstellen sowie die Nomenklatur der Datenpunkte sind jedoch von Hersteller zu Hersteller verschieden – ebenso wie die Definition der Anlagenverfügbarkeit.

Herausforderungen beim Einsatz mehrerer SCADA-Systeme

Die zunehmende Datenflut, die gestiegenen Anforderungen und der Betrieb von Anlagen unterschiedlicher Hersteller führten seitens der Betriebsführung zum Einsatz von SCADA-Systemen, die mehr leisten konnten als die hauseigenen Programme der einzelnen Windenergieanlagenhersteller. Neben reinen SCADA-Funktionen wurden in die neuen, herstellerunabhängigen SCADA-Systeme zusätzliche, für die kaufmännische und technische Betriebsführung überaus nützliche Tools aus dem sogenannten MES-Layer

integriert. Somit sind heute häufig zwei unterschiedliche SCADA-Systeme im Einsatz, die sich Komponenten der Hard- und Software teilen, jedoch unterschiedliche Frontends aufweisen und von verschiedenen Personenkreisen bedient werden.

Solange hier nur eine der Parteien steuernd in den Anlagenbetrieb eingreift, ist der parallele Einsatz von unterschiedlichen SCADA-Systemen problemlos umsetzbar. Bei steuernden Eingriffen, die heute nahezu alle beteiligten Akteure anstreben (Hersteller oder freies Serviceunternehmen, Betriebsführer, Netzbetreiber, Direktvermarkter), wird das Ganze jedoch komplizierter. Transparenz und Dokumentation über die Art, Dauer und Herkunft der Steuersignale sind daher unabdingbar, um Verantwortlichkeiten eindeutig zuordnen zu können.

Reporting/Auswertungen

Die Dynamik und Innovationskraft der Windenergiebranche zeigt sich am deutlichsten in den Entwicklungssprüngen bei Nennleistung, Rotordurchmesser und Gesamthöhe. Weniger offensichtlich und langsamer, doch stetig vollzieht sich parallel dazu ein tiefgreifender struktureller Wandel in der Betreiberstruktur. Noch sind mehr als die Hälfte der Windenergieanlagen in Privatbesitz. Der Anteil von Kapitalanlagegesellschaften, von Banken und

Versicherungen, großen Energieversorgern und Stadtwerken wächst jedoch unaufhaltsam. Damit erwachsen auch neue Anforderungen an das Berichtswesen der Betriebsführung.

Die heute im Einsatz befindlichen SCADA-Systeme bieten meist vorgefertigte Reportingvorlagen, die aus den Datenbanken der Betreiber gespeist werden. Herausforderungen, denen sich die Betriebsführung momentan gegenübersieht, sind in diesem Zusammenhang statische Templates, die nur mit großem Aufwand auf kundenspezifische Bedürfnisse angepasst werden können, sowie das Speichern von Prosatexten und qualitativen Merkmalen.

Um den unterschiedlichen Ansprüchen der neuen Betreibergruppen Rechnung zu tragen, legen die Hersteller der SCADA-Systeme einen deutlichen Fokus auf eine bedienerfreundlichere Gestaltung der Systeme. Bessere Reportings und tiefere Auswertungen sind jedoch nur machbar, wenn dafür auch die prozessualen und datentechnischen Grundlagen vorhanden sind. Zum Beispiel sind händisch ausgefüllte und eingescannte Serviceberichte ohne eine Verknüpfung mit quantitativen Größen wertlos. Die Dokumentation von Störungen, Fehlern, Reparaturen, aber auch von Leistungsdaten und meteorologischen Daten sowie korrekte Zeitstempel etc. sind ein Wissensschatz, der mit zunehmendem Maschinenalter immer wertvoller wird. Je breiter und strukturierter die vorhandene Datenbasis ist, desto vorteilhafter erweist sich dies bei Verhandlungen mit Anlagenherstellern, Serviceunternehmen, Versicherungen und potenziellen Käufern oder auch im Hinblick auf den Weiterbetrieb der Anlagen nach 20 Jahren.

Herausforderungen beim Umgang mit den SCADA-Daten

Werden überhaupt so viele Daten gebraucht – und was soll man mit ihnen anfangen? Diese Frage stellen sich die Betreiber häufig. Die eindeutige Antwort lautet: Vielleicht! Zwar kann man davon ausgehen, dass 90 Prozent der Daten wertlos sind, aber man weiß nicht, welche 10 Prozent einmal wertvoll und hilfreich sein können.

Die wenigsten Betreiber nutzen heute umfangreiche Daten zu Analysezwecken, und auch die SCADA-Software der Betriebsführung verwendet nur einen Bruchteil der zur Verfügung stehenden Daten. Allerdings führen die immer neuen Anforderungen der Gesetzgebung, der neuen Betreibergruppen und auch des Strommarktes zu immer neuen Anwendungsbereichen, für die eine breite Datenbasis notwendig ist. Als Reaktion darauf zeichnet sich bei den SCADA-Systemen für die Betriebsführung eine neue Evolutionsstufe ab: Als eigenständiges System oder zur Ergänzung bestehender SCADA-Systeme nutzt SCADA 3.0 umfangreichste Daten, um durch Datenmodelle, neuronale Netze und ähnliche Verfahren Windenergieanlagen automatisiert zu überwachen, zu optimieren und Ereignisse und Entwicklungen frühzeitig zu prognostizieren.

IT-Sicherheit

Die Geschichte der modernen Windenergienutzung reicht von vereinzelten kleinen Windenergieanlagen hinter dem Haus zu Anfang der Neunzigerjahre bis hin zu den heute mehr als 20.000 dezentralen Kraftwerken. Einhergehend mit dieser stürmischen Entwicklung ist auch ihre volkswirtschaftliche Bedeutung gestiegen und die Verantwortung der Windenergiebranche somit größer geworden. Im Zuge dessen rückt die IT-Sicherheit stärker in den Fokus. So belegt der Gesetzgeber die steuernden Zugriffe der Direktvermarkter künftig mit neuen Sicherheitsrichtlinien, die nahe an die Bestimmungen des Datenverkehrs zwischen Banken heranreichen. In der Praxis ist der Betreiber bzw. die beauftragte Betriebsführung für die Umsetzung adäquater Sicherheitskonzepte zuständig. Alle Kommunikationswege – und insbesondere die für steuernde Eingriffe geeigneten Verbindungen – sollten daher dem jeweiligen Stand der Technik entsprechen und regelmäßig überprüft werden. ■

Fazit

Die Nutzung von SCADA-Systemen in der Windenergiebranche ist für die Betriebsführung ein wichtiges Mittel zur Rationalisierung ihrer Abläufe, zur Optimierung des Anlagenbetriebs und zur Sicherung des eigenen Geschäftsmodells. Zur effektiven Nutzung der Systeme gilt es, wichtige Hürden im Hinblick auf Kommunikationsverbindungen, Schnittstellen und Datenqualität zu überwinden, um durch neue Ansätze bei der Verwendung der gesammelten Daten die Chancen auf einen Mehrwert bei der Stromproduktion, auf eine längere Lebensdauer der Anlagen, geringere Instandhaltungskosten, genauere Vorhersagen etc. zu nutzen.

Autor

Alexander Gerdes, Jahrgang 1976, Ausbildung zum Bankkaufmann. 2004 vollendete Herr Gerdes das Studium zum Bankmanagement. 2005 folgte ein Wechsel in den Vertrieb der HUMMEL AG. Bereits von Kindesbeinen an standen Herrn Gerdes die Themen Ökologie, Umweltschutz und Nachhaltigkeit sehr nahe und so ergriff er 2010 die Möglichkeit als Vertriebsleiter zur Quantec Networks GmbH zu wechseln. Seit 2011 Prokurist und ab 2014 als Geschäftsführer zeichnet er gemeinsam mit den beiden Unternehmensgründern für die erfolgreiche Unternehmensentwicklungen verantwortlich. Herr Gerdes ist Mitglied im BWE Hersteller- und Betreiberbeirat sowie des Arbeitskreises Kennzeichnung.

Condition Monitoring

FAG Industrial Services GmbH
Kaiserstraße 100
52134 Herzogenrath
Tel.: 02407 9149 -0
Fax: 02407 9149 -59
industrial-services@schaeffler.com
www.schaeffler.de/services

Hohe Anlagenverfügbarkeit durch Condition Monitoring: Wir bieten Dienstleistungen und Produkte rund um die Zustandsüberwachung an, z.B. Fernüberwachung und Diagnose, Offline-Messungen, Endoskopie, Thermografie und Drehmomentmessung. So können die Kosten für Instandhaltungsmaßnahmen gesenkt und die Verfügbarkeit von Windkraftanlagen erhöht werden.

GfM Gesellschaft für Maschinendiagnose mbH
Köpenicker Straße 325, Haus 40
12555 Berlin
Tel.: 030 657625 -65
Fax: 030 657625 -64
mailbox@maschinendiagnose.de
www.maschinendiagnose.de

Vollautomatische Condition-Monitoring-Systeme sind der wirkliche Schlüssel für mehr Kosteneffizienz, denn nur WEAs, die laufen, erwirtschaften Geld! Der Peakanalyzer der GfM vereint modernste Hardware mit bewährten, intelligenten Diagnosealgorithmen.

Parker Hannifin GmbH
Pat-Parker-Platz 1
41564 Kaarst
Tel.: 02131 4016 -0
Fax: 02131 4016-9199
parker.germany@parker.com
www.parker.com

Als weltweit führender Hersteller in der Antriebs- und Steuerungstechnologie entwickelt und konstruiert Parker Hannifin Systeme und Präzisionslösungen für mobile und industrielle Anwendungen.

KRIWAN Industrie-Elektronik GmbH
Allmand 11
74670 Forchtenberg
Tel.: 07947 822 -0
Fax: 07947 71 -22
info@kriwan.com
www.kriwan.com

Windmesstechnik, Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Anemometer, Windmesssysteme, Meteorologische Windmessung, Windüberwachung, ICEfight, Sensoren für härteste Bedingungen, aktive Verhinderung von Vereisung, Condition monitoring

Rexroth
Bosch Group

Bosch Rexroth Monitoring Systems GmbH
Else-Sander-Str. 8
01099 Dresden
Tel.: 0351 213916 -50
Fax: 0351 213916 -55
monitoring.systems@boschrexroth.de
www.boschrexroth.com

ACoS – ganzheitliches Condition-Monitoring-System für Windenergieanlagen, Condition-Monitoring-System BLADEcontrol zur kontinuierlichen Zustandsfernüberwachung von Rotorblättern. Der BLADEcontrol-Eisdetektor und BLADEcontrol als gesamtes System erfüllen die Anforderungen des Germanischen Lloyd: „Richtlinie für die Zertifizierung von Zustandsüberwachungssystemen für Windenergieanlagen."

bachmann.

Bachmann Monitoring GmbH
Weimarische Straße 10
07407 Rudolstadt
Tel.: 03672 3186 -0
Fax: 03672 3186 -200
vertrieb-monitoring@bachmann.info
www.bachmann.info

Bachmann Monitoring bietet geprüfte Condition-Monitoring-Systeme (CMS) zur Fehlerfrüherkennung am Antriebsstrang von Windenergieanlagen.

Reparatur des Getriebes auf einer Windenergieanlage. Foto: Jan Oelker

Technische Betriebsführung von morgen – agieren statt reagieren

Der Kostendruck auf die am Prozess der Erzeugung regenerativer Energien beteiligten Akteure steigt beständig. Da die Energiewende immer neue Lösungen erfordert, stehen auch die bisherigen Konzepte von Betriebsführung und Instandhaltung zunehmend auf dem Prüfstand. Hauptherausforderung der Betriebsführung ist es daher, den Konflikt zwischen minimalen Kosten und maximaler Arbeitsverfügbarkeit zu lösen. Die geeigneten „Stellschrauben“ für die Optimierung: Technische Zuverlässigkeit, Betriebs- und Instandhaltungsstrategien – und nicht zuletzt auch das Wissensmanagement.

ABBILDUNG 1: Spannungsfeld der Instandhaltung

Quelle: IZP mbH, Dresden

Wissensdatenbanken als Entscheidungsbasis

Wissensdatenbanken sind DV-gestützte Systeme, die eine Vielzahl von durch den jahrelangen Betrieb von WEA gesammelten Informationen nutzbar machen. Die bestehenden Informationsquellen werden verknüpft, klassifiziert und ausgewertet. Dem Betreiber bzw. Betriebsführer ermöglichen sie den Abgleich der tatsächlichen Ist- mit den Sollwerten. So lassen sich Kennwerte ermitteln, die zur Optimierung der Steuerung von Betriebsführung und Instandhaltung verwendet werden können.

In der Windbranche wurden und werden an verschiedenen Stellen entsprechende Datenbanken aufgebaut, die sich zumeist auf Schäden bzw. Störungen konzentrieren. Wie die Praxis zeigt, reichen diese für den Betriebsführer häufig jedoch nicht aus, um effiziente Entscheidungen zu treffen. Zur Lösung des Zielkonfliktes sind daher weitere Informationen notwendig.

WInD-Pool

Die Qualität von statistischen Aussagen hängt insbesondere von den verfügbaren Datenmengen, der Erfassungsqualität und der Beobachtungsdauer ab. Daher ist die Einrichtung einer zentralen Datenbasis mit möglichst vielen Informationsquellen unabdingbar. Der im Rahmen des Förderprojektes EVW (siehe www.evw-wind.de) implementierte WInD-Pool entspricht dieser Forderung. Als unternehmensübergreifende Brancheninitiative steht der WInD-Pool sowohl zur Ermittlung von Zuverlässigkeitskennwerten als auch als Benchmark-Plattform zur Verfügung.

Als Grundlage einer gemeinsamen Wissensdatenbank ist aber nicht nur eine möglichst große Anzahl von Informationsquellen wichtig. Zur effizienten Datenerfassung und für die Vergleichbarkeit verschiedener Datenquellen wird zudem eine einheitliche, standardisierte Kommunikation benötigt. Dieser Aufgabe wurde sich in letzter Zeit durch die Entwicklung folgender normierender Richtlinien vermehrt angenommen:

- Standardisiertes Kennzeichnungssystem
  (VGB-RDS-PP®-Anwendungsrichtlinie Teil 32: „Windkraftwerke“)

- Beschreibung von Zuständen und Ereignissen
  (FGW-TR7/D2: „Zustand-Ereignis-Ursachen-Schlüssel – ZEUS“)

- Beschreibung zum elektronischen Austausch von Instandhaltungsdaten
  (FGW-TR7/D3: „Globales Service Protokoll – GSP“)

- Überarbeitung DIN EN 13306: „Begriffe der Instandhaltung“

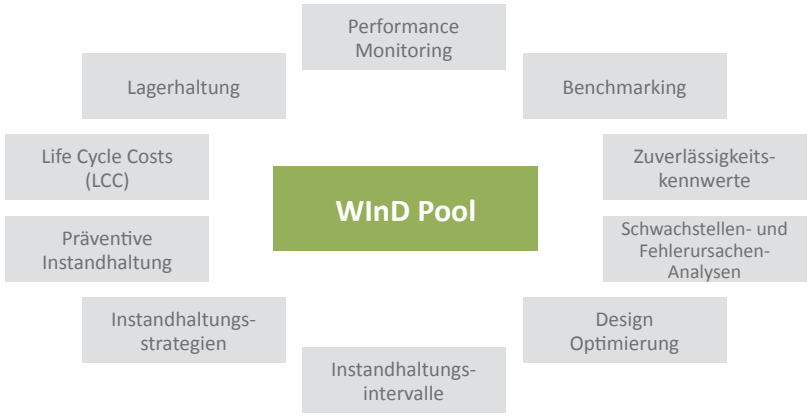
- Vorbereitung DIN SPEC 91310: „Klassifikation von Dienstleistungen
  für die technische Betriebsführung von Erneuerbare-Energie-Anlagen“

- Wissensmanagement auf Basis statistischer Analysen

Der wesentliche Nutzen des Wissensmanagements liegt in der Möglichkeit, belastbare Angaben zu Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit, Instandhaltung, Sicherheit und Lebenszykluskosten zu ermitteln. Mit diesen Kennwerten steht dem Betriebsführer ein Benchmark zur Verfügung, mit dem er die Qualität seiner eigenen Aktivitäten bewerten und evtl. notwendige Veränderungen ableiten kann. Auch die wichtige Frage „Wann und für welche Komponenten lohnt sich eine präventive Instandhaltung?“ kann über eine Wissensdatenbank effektiver beantwortet werden. Daneben existieren viele weitere Anwendungsgebiete.

Getriebe-Inspektion mit dem Videoskop. Foto: Jan Oelker

ABBILDUNG 2: Anwendungsmöglichkeiten WInD-Pool



Quelle: Fraunhofer IWES, Kassel

Was dem Experten beispielsweise durch Erfahrung plausibel ist, kann der Spezialist eines anderen Fachbereiches oft nur schwer nachvollziehen. Die grafische Darstellung der Auswertungen verbessert hier die Kommunikation zwischen Entscheidern verschiedener Disziplinen: Szenarien können so simuliert, Risiken bewertet und die Plan-Do-Control-Act (PDCA)-Zyklen der Prozesse mit konkreten Soll-/Ist-Werten belegt werden.

Für potenzielle Investoren oder Eigentümer der Anlagen sind möglichst langfristige Aussagen zu Kostentrends die dominierende Entscheidungsbasis. Die dafür erforderlichen Betrachtungen sind zwar prinzipiell über eine Wissensdatenbank möglich, in der Praxis gibt es aber oft noch keine komponentenbezogenen Kostenangaben. Kosten werden meistens nur auf Anlagenebene kumuliert. Hier ist ein Umdenken erforderlich.

Grenzen der Auswertung

Statistische Methoden allein bieten zwar keinesfalls eine Lösung für sämtliche Praxisfragen. Dennoch sind solche Verfahren bei Existenz einer vertrauenswürdigen Datenbasis eine wichtige Orientierungshilfe für das Management im Allgemeinen und die Betriebsführung im Besonderen.

Aber Vorsicht: Durch verschiedene Datenfilterungen oder punktuelle Änderungen können aus den gleichen Rohdaten unterschiedliche Aussagen und Szenarien abgelei-

tet werden. Kurven oder Kennwerte können mitunter auch eine vermeintliche Realität widerspiegeln, die es so nicht gibt. Statistik kann in der Folge zur gezielten Meinungsbildung genutzt werden – deshalb ist immer auch die Interessenlage des Verfassers zu hinterfragen! Eine unternehmensübergreifende Datensammlung sollte daher durch eine unabhängige Institution erfolgen. Jeder, der Statistik nutzt, sollte zudem Plausibilitätskontrollen durchführen, auf die Dokumentation der verwendeten Methoden bestehen und sich stets fragen: Kann das denn sein?

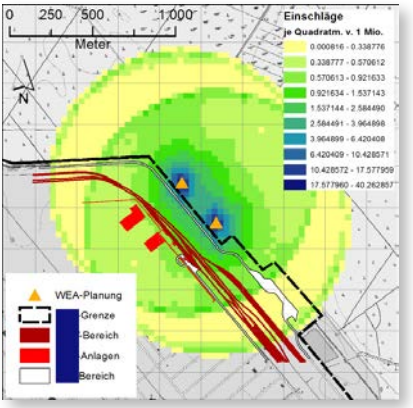
Je detaillierter die Auswertungen sein sollen, desto genauer müssen die verfügbaren Informationen sein. Auch hier ist ein gesundes Mittelmaß zu finden, denn eine professionelle Datenerfassung verursacht eben auch Kosten. Mit der Höhe des Detaillierungsgrades steigt der Erfassungsaufwand. Dies führt mitunter zu Akzeptanz- oder Motivationsproblemen.

Praxisbeispiele für das Wissensmanagement

a) Projektentwicklung – mögliche Gefährdung durch sich lösende Rotorblattteile:
Aufgrund der Auswertung von Betriebsdaten kann die quantitative Gefährdung durch sich lösende Blattteile, d. h. die Wahrscheinlichkeit ihrer Einschlagsorte, simuliert werden.

ABBILDUNG 3:

Simulation Einschläge Blattteile

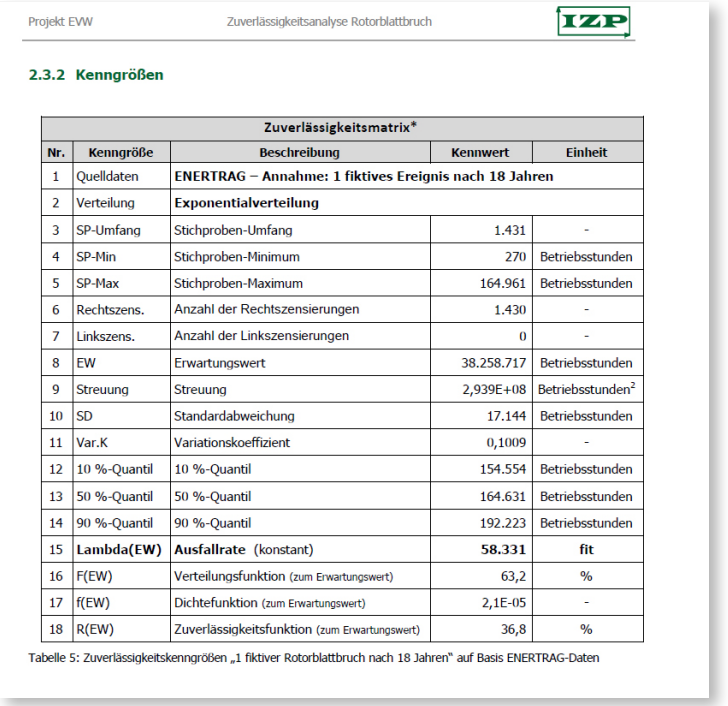


Quelle: ENERTRAG Aktiengesellschaft, Dauerthal

Allerdings existiert bisher keine belastbare statistische Aussage darüber, wie oft sich Teile überhaupt von Blättern lösen. Mit den im EVW-Projekt gesammelten Daten wurde jedoch eine Gutläuferanalyse durchgeführt. Ihr Nutzen: Auch ohne die Dokumentation eines solchen, äußerst selten auftretenden Ereignisses kann über eine zensierte Stichprobe der Nutzungsdauern der diesbezüglich störungsfreien Anlagen eine Aussage über die Mindestzuverlässigkeit getroffen werden.

ABBILDUNG 4:

Gutläuferanalyse



Projekt EVW Zuverlässigkeitsanalyse Rotorblattbruch IZP

2.3.2 Kenngrößen

Zuverlässigkeitsmatrix*				
Nr.	**Kenngröße**	**Beschreibung**	**Kennwert**	**Einheit**
1	Quelldaten	**ENERTRAG – Annahme: 1 fiktives Ereignis nach 18 Jahren**		
2	Verteilung	**Exponentialverteilung**		
3	SP-Umfang	Stichproben-Umfang	1.431	-
4	SP-Min	Stichproben-Minimum	270	Betriebsstunden
5	SP-Max	Stichproben-Maximum	164.961	Betriebsstunden
6	Rechtszens.	Anzahl der Rechtszensierungen	1.430	-
7	Linkszens.	Anzahl der Linkszensierungen	0	-
8	EW	Erwartungswert	38.258.717	Betriebsstunden
9	Streuung	Streuung	2,939E+08	Betriebsstunden^2
10	SD	Standardabweichung	17.144	Betriebsstunden
11	Var.K	Variationskoeffizient	0,1009	-
12	10 %-Quantil	10 %-Quantil	154.554	Betriebsstunden
13	50 %-Quantil	50 %-Quantil	164.631	Betriebsstunden
14	90 %-Quantil	90 %-Quantil	192.223	Betriebsstunden
15	**Lambda(EW)**	**Ausfallrate** (konstant)	**58.331**	**fit**
16	F(EW)	Verteilungsfunktion (zum Erwartungswert)	63,2	%
17	f(EW)	Dichtefunktion (zum Erwartungswert)	2,1E-05	-
18	R(EW)	Zuverlässigkeitsfunktion (zum Erwartungswert)	36,8	%

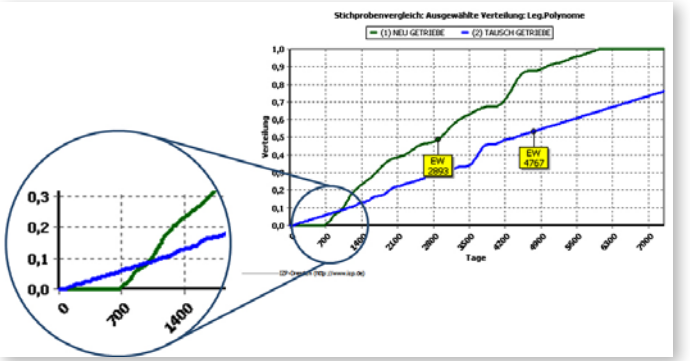
Tabelle 5: Zuverlässigkeitskenngrößen „1 fiktiver Rotorblattbruch nach 18 Jahren" auf Basis ENERTRAG-Daten

Quelle: IZP, Dresden

b) Betriebsführung – Getriebetausch:

Das folgende Beispiel (Abbildung 5) basiert auf einer Untersuchungsgruppe von 183 Getriebe-WEA mit einem durchschnittlichen Alter von acht Jahren.

ABBILDUNG 5: Verteilungsvergleich



Quelle: RAMS-Office IZP, Dresden, ENERTRAG WindStrom, Dauerthal
(Erläuterung: X-Achse = Betriebstage, Y-Achse = Austausch bezogen auf die Gesamtzahl der Probanden, Erwartungswert (EW) = Zufallsgröße im Durchschnitt)

Randbedingungen:
Bei den WEA wurde erst nach längerem Betrieb die Überwachung nach dem Vier-Augen-Prinzip verbessert durch die Installation eines Online-Condition-Monitoring-Systems (CMS) sowie durch zyklische Getriebeendoskopien mit Trendbeobachtung.

Besondere Muster:
Bei den Neu-Getrieben (grüne Kurve) liegen keine Informationen während der Gewährleistungszeit vor. Bei den Austauschgetrieben (blaue Kurve) werden die Auffälligkeiten bereits während der Gewährleistung erfasst und beim Lieferanten angezeigt. Sämtliche Getriebe wurden seit dem Einbau nach dem Vier-Augen-Prinzip überwacht.

Ergebnis:
- Die Qualität der Tausch-Getriebe (blau) sind besser zu bewerten als Neu-Getriebe (grün), die Retrofits der Hersteller, die verbesserte Überwachung sowie optimierte Instandsetzungsmethoden greifen.
- Eine exakte Ursachen-Wirkungs-Analyse ist aufgrund der Datenlage ohne die Erfassung der Zustände und Ereignisse (nach FGW-ZEUS) nicht möglich.

Fazit

Trotz der Grenzen der beschriebenen Analysemethoden sind diese eine unabdingbare Säule der Entscheidungsfindung. Ein ungenauer Kennwert zur rechten Zeit ist besser als keiner oder ein genauer Kennwert, der jedoch zu spät zur Verfügung steht.
Wissensmanagement soll nicht kritisieren, bloßstellen oder Schuld zuweisen, sondern Fehler und Unzulänglichkeiten in Prozessen und Produkten identifizieren, um diese auf Basis von Best-Practice-Lösungen abzustellen. Hierfür ist die Informationsverarbeitung in der Windenergie voranzutreiben, sind Kenntnisse und Erfahrungen aller Beteiligten – auch jenseits der Firmengrenzen – zusammenzuführen und zu nutzen.
Der WInD-Pool strebt genau dies an. Damit er aber belastbare Ergebnisse liefern kann, ist die Beteiligung möglichst vieler Partner notwendig. Deshalb: Machen Sie mit und beteiligen Sie sich mit Ihren Informationen am WInD-Pool! Unterstützen Sie Ihre Entscheidungsprozesse mit den Analysemöglichkeiten eines gemeinsamen Windenergie-Informations-Datenpools!

Autor

Klaus Pfeiffer, Qualitäts- und Zuverlässigkeitsmanagement bei ENERTRAG Wind-Strom GmbH, Diplom-Ingenieur der Elektrotechnik, studierte in Lübeck und ist seit 1980 in der Energiewirtschaft tätig. Seit 1999, damals bei SAG (Tochter der RWE Solutions), befasst er sich mit dem Produktmanagement regenerativer Energien. Schwerpunkte: Leittechnik, Netzanschluss und -integration, Umspann-Betriebs-Service und Instandhaltungsmanagement. Aufgrund der Forderung des Windmarktes nach herstellerunabhängigen Serviceprovidern initiierte er bei SAG den neuen Bereich Windservice und war am Aufbau selbst maßgeblich beteiligt. Mit der Übernahme der SAG Abteilung Windservice durch die ENERTRAG wechselte er im Dezember 2008 zur ENERTRAG. Heute ist er hier als zertifizierter RAMS-LCC Fachingenieur für das Thema Qualitäts- und Zuverlässigkeitsmanagement bei der ENERTRAG Windstrom zuständig.

3

Instandhaltung in der Betriebsführung

Inspektion einer Windenergieanlage im Raum Erkelenz. Foto: Ulrich Mertens

Instandhaltung strategisch planen

Der Instandhaltung von Windenergieanlagen (WEA) wurde in den letzten Jahren zunehmende Aufmerksamkeit zuteil. Die Gründe hierfür sind nicht erfreulich: hohe Kosten bei bestehenden Windparks, gestiegene Anforderungen an den Betrieb sowie häufig nicht zufriedenstellende Leistungen der Vertragspartner. Die DIN-Norm DIN 31051 strukturiert die Instandhaltung von WEA in die Bereiche Wartung, Inspektion, Instandsetzung und Verbesserung. Auf Grundlage dieser Norm muss jeder Betreiber von Windenergieanlagen einen eigenen Ansatz finden, um die Instandhaltung für sein Investment zu organisieren.

Instandhaltungsstrategien aus anderen Industrien

In der Praxis anderer Industrien haben sich über Jahrzehnte Strategien der Instandhaltung entwickelt und bewährt, deren Anwendungsmöglichkeiten in der Windindustrie überprüft werden müssen. Eine dieser Strategien ist die präventive Instandhaltung. Hierbei werden vorbeugende Maßnahmen getroffen, um vor dem Auftritt eines Fehlers bereits z. B. zeitbasierte oder laufzeitbedingte Aktivitäten vorzunehmen. Eine andere Strategie ist die vorausschauende Instandhaltung, bei der aufgrund vorliegender Informationen (z. B. Verschleiß) Zeitpunkte definiert werden, zu denen Aktivitäten erfolgen. Bei der zustandsorientierten Instandhaltung werden wiederum die Zustände von Bauteilen überwacht – entweder permanent mittels elektronischer Überwachungssysteme oder mittels spezifischer Inspektionen –, um aus diesen Ergebnissen notwendige Aktivitäten abzuleiten.

In der Windindustrie wurde über viele Jahre nach der Strategie Reparatur nach Ausfall verfahren – eine vorbeugende Instandhaltung fand somit nicht statt und Fehler wurden erst beim Auftreten von Störungen behoben. Da sich in der Praxis jedoch zeigte, dass dies häufig zu langen Stillstandszeiten führte, weil nicht immer ausreichend Ersatzteile und Kapazitäten verfügbar waren, begann die Windindustrie schließlich, andere Strategien anzuwenden.

Entsprechende Überlegungen muss der Investor eines Windparks idealerweise vor dem Engagement anstellen, um zeitgleich mit dem Investment auch die eigene Strategie für die Instandhaltung des Windparks definiert zu haben.

Foto: Ulrich Mertens

Strategien der Windindustrie

Für die Windenergieanlage existiert keine einheitliche Strategie der Instandhaltung. Allerdings setzen sich für bestimmte Bauteile zunehmend strategische Ansätze durch – teils aus Überzeugung der Betreiber, teils weil andere Beteiligte, insbesondere Banken und Versicherungen, diesbezügliche Forderungen an die Betreiber stellen.

So werden moderne Anlagen immer öfter mit Überwachungssystemen, insbesondere für den Triebstrang, ausgestattet. Bei diesen Condition-Monitoring-Systemen (CMS) wird eine entsprechende

Sensorik installiert, die permanent den Zustand des Triebstranges schwingungstechnisch erfasst. Wenn parallel eine kompetente Auswertung der erfassten Daten erfolgt, kann frühzeitig ein bedenklicher Verschleißzustand erkannt und können Maßnahmen eingeleitet werden.

In der Windindustrie ist es also angebracht, aus unterschiedlichen Strategien zu einzelnen Komponenten eine intelligente Gesamtstrategie für den Windpark zu entwickeln. Wichtig zu beachten ist hierbei, dass nicht nur die Anlage Bestandteil des Windparks ist, sondern gleichfalls viele weitere Bausteine der Infrastruktur hinzugehören, wie zum Beispiel die Transformator- und die Übergabestation, die interne und externe Verkabelung. Deren Instandhaltung ist ebenfalls zu organisieren.

„Vollwartung“ oder Standardwartung

In den vergangenen Jahren haben sich sehr erfolgreich sogenannte „Vollwartungsverträge“ am Markt etabliert. Alle Hersteller und auch die führenden unabhängigen Servicedienstleister bieten für ihr jeweiliges Anlagenportfolio diese Form eines umfassenden Wartungsvertrages an. Allerdings bedeutet „umfassend“ eben nicht immer „vollumfassend“. Daher ist es vor Abschluss eines „Vollwartungsvertrages“ unabdingbar, zunächst eine eigene Instandhaltungsstrategie zu entwickeln und dabei den Leistungsumfang der eingeholten Angebote exakt zu analysieren sowie zu identifizieren, welche Lücken in der Instandhaltung jeweils auftreten würden.

Hierbei lohnt es sich, auch über die Entwicklung einer Instandhaltungsstrategie nachzudenken, die auf den nach wie vor angebotenen Standardwartungsverträgen der Hersteller oder unabhängigen Serviceanbieter basiert.
Denn letztlich kalkuliert der Anbieter eines „Vollwartungsvertrages“ seine Preise so, dass er eine risikokonforme Marge erzielt.

Mit einer intelligenten Instandhaltungsstrategie kann der Betreiber eines Windparks mit dieser Marge seine eigene Rendite verbessern, wenngleich natürlich das Risiko der Mehraufwendung für die Instandhaltung besteht und dieses entsprechend zu bewerten ist. Grundsätzlich gilt: Je größer der Windpark, desto eher erscheint es lohnenswert, die Instandhaltung auf Basis eines Standardwartungsvertrages zu organisieren.

Tatsächlich fordern aktuell die meisten Kreditinstitute im Rahmen der Finanzierung den Abschluss eines „Vollwartungsvertrages“, schränkt dieser ihr eigenes Risiko doch erheblich ein. Allerdings werden sich die Kreditinstitute auch einer anderen Instandhaltungsstrategie, wenn sie denn konzeptionell intelligent entwickelt ist, sicher nicht völlig verschließen.

Der vorsichtige und sicherheitsorientierte Betreiber wird wahrscheinlich beim „Vollwartungsvertrag“ bleiben. Jedoch besteht hier insbesondere noch das Risiko des Ausfalls des Vertragspartners – was in der Vergangenheit leider durchaus vorgekommen ist und bei Betreibern, die keine zusätzlichen Rücklagen gebildet hatten, zu Finanzierungsschwierigkeiten führte.

Akteure am Markt

In der Branche existieren mehrere Dienstleister, die entsprechende Serviceverträge anbieten. Dies sind einerseits die Anlagenhersteller, die grundsätzlich für ihr gesamtes Anlagenportfolio den Service anbieten. Betreiber älterer Anlagen, zumeist unterhalb der Megawattklasse, haben jedoch möglicherweise bereits die Erfahrung gemacht, dass einzelne Hersteller den Service für diese Anlagentypen gar nicht mehr oder nur noch „ungern“ übernehmen. Dann können herstellerunabhängige Serviceanbieter helfen. Dieser Markt hat sich in den vergangenen sechs bis acht Jahren rasant entwickelt, Schätzungen zufolge werden rund 20–25 Prozent der in Deutschland betriebenen Anlagen vom unabhängigen Service bedient. Hierbei hat sich das Geschäftsmodell durchgesetzt, sich im unabhängigen Service auf bestimmte Anlagentypen zu spezialisieren. Diejenigen Anbieter, die bis dato generell den Service für alle Anlagentypen anboten, sind entweder nicht mehr am Markt oder haben ihre Strategie angepasst.

Übrigens: Einen guten Überblick über den Markt der unabhängigen Serviceanbieter für Windenergieanlagen erhält man durch die jährlich vom Bundesverband WindEnergie durchgeführte Serviceumfrage, bei der neben den Anlagenherstellern auch einige unabhängige Serviceanbieter von den Betreibern bewertet werden.

Für alle Bereiche der Instandhaltung außerhalb der Windenergieanlage bieten inzwischen auch viele kleinere Unternehmen entsprechende Dienstleistungen an. So gibt es beispielsweise Unternehmen, die sich auf die Begutachtung und Reparatur von Rotor-

Herstellerunabhängiger Serviceanbieter.
Foto: Axel Schmidt

Serviceteam des Anlagenherstellers Enercon.
Foto: Enercon

blättern spezialisiert oder entsprechende Kompetenz für Fundamente entwickelt haben. Für die elektrotechnischen Bereiche, z. B. die Wartung von Transformator- und Übergabestationen, Netzschutzprüfungen, Prüfungen nach BGVA3 oder die Instandhaltung von Umspannwerken eignen sich grundsätzlich die einschlägigen Elektrohandwerksbetriebe. Allerdings sollte man hierbei auch auf deren spezielle Windenergie-Erfahrung achten, denn in der Instandhaltung gibt es einige Besonderheiten zu beachten. Zudem gilt bezüglich der Frage etwaiger Ersatzteilbeschaffung, dass Unternehmen mit eigener Bevorratung und entsprechendem Netzwerk häufig schneller und günstiger sind.

Für eine erfolgreiche und effektive Instandhaltung müssen schließlich auch Unternehmen für die Pflege der Außenbereiche, die Schneebeseitigung, für gutachterliche Prüfungen etc. intelligent koordiniert und gesteuert werden. Hier zeigt sich einmal mehr, dass ein gutes und erfahrenes technisches Management unerlässlich ist.

Kosten der Instandhaltung

Ein Grund für den Erfolg der „Vollwartungsverträge“ am Markt ist, dass in der Vergangenheit bei vielen Windparkprojekten die Instandhaltungskosten zu niedrig eingeschätzt und kalkuliert wurden. Insbesondere bei Projekten, die zu Beginn dieses Jahrhunderts errichtet wurden, gibt es Kalkulationen, bei denen die Instandhaltungskosten nur einen Bruchteil der notwendigerweise anfallenden Aufwendungen abdecken. Denn wenn für eine Megawattanlage jährlich mit inflationsbereinigt gleichbleibenden Instandhaltungskosten von 15.000 Euro kalkuliert wird, dann reicht dieses Budget vielleicht gerade noch zur Erfüllung notwendiger wiederkehrender Maßnahmen, aber niemals für erforderliche Instandsetzungsmaßnahmen.

Instandhaltungskosten richtig kalkulieren

Bei der Kalkulation der Instandhaltungskosten muss ebenso detailliert vorgegangen werden wie bei der Entwicklung der Instandhaltungsstrategie. Wenn man diese fixiert hat, können die Bestandteile der Strategie in der Regel auch kostenmäßig gut eingeschätzt werden. Zwar gibt es hierzu viele Erfahrungswerte, leider beziehen sich diese – wenn man sie denn statistisch als Kalkulationsgrundlage heranziehen will – aber auf Anlagentypen, die eben nicht dem heutigen Anlagenstandard entsprechen. Mit Ausnah-

Servicetechniker auf dem Weg zur Inspektion. Foto: Ulrich Mertens

me der Kosten für Instandsetzungen kann man sich für die wesentlichen Punkte Angebote einholen und diese als Kalkulationsgrundlage verwenden. Die Instandsetzungskosten variieren natürlich und sind zudem vom Anlagentyp abhängig.

Die einschlägigen Annahmen für Instandhaltungskosten liegen zwischen 10–30 Prozent der jährlichen Stromerlöse. Diese Angaben sind allgemein und für die einzelne Planung von Instandhaltungskosten nicht belastbar. Hier ist es zwingend erforderlich, dass auf Basis einer entwickelten Strategie auch die Kostenplanung entwickelt wird.

Bei der Planung eines Investments in einen Windpark wird sehr viel Zeit und Geld darauf verwendet, die „richtige" Anlage in der „richtigen" Konfiguration zu planen. Auch bei der Finanzierung sowie der rechtlichen und steuerrechtlichen Planung wird viel investiert, so dass heute mindestens 1,5 Mio. Euro je Megawatt aufgewendet werden. Der zukünftige Betreiber eines Windparks sollte daher nicht davor zurückschrecken, auch für die Konzeptionierung einer intelligenten Instandhaltungsstrategie – die schließlich dafür Sorge tragen soll, dass sein Investment die geplante Wind-Ernte einfährt – einen Bruchteil des Budgets einzuplanen. ■

Autor

Ian-Paul Grimble (49) ist seit 2000 Geschäftsführer der psm GmbH & Co. KG. Nach entsprechender Ausbildung war Herr Grimble zunächst 2 Jahre im Bereich Wirtschaftsprüfung/Steuerberatung und anschließend rd. 10 Jahre in der Geschäftsführung von Immobiliengesellschaften tätig. Seit 2000 begleitet und führt er die Entwicklung von psm von einer kleinen Betriebsführungseinheit zu einem der erfolgreichsten unabhängigen Serviceunternehmen für Windenergie- und Solaranlagen Deutschlands. Grimble ist zudem stellvertretender Vorsitzender des Betriebsführerbeirates im Bundesverband Windenergie e.V. und Mitglied des Aufsichtsrates der Erkelenzer Sonnenschein eG.

Industriekletterer prüft Außenhaut eines Rotorblattes. Foto: Paul-Langrock.de

Instandhaltung Rotorblatt

Erfahrungen mit Windenergieanlagen gibt es seit mehr als 20 Jahren. Während die Rotorblätter der ersten Anlagengeneration recht unauffällig ihren Dienst versahen, führten ihre zunehmende Größe, neue Beschichtungstechniken der Oberfläche sowie fertigungstechnische Unstetigkeiten im Faserverbundwerkstoff bald zu ersten Schadensbildern, die eine regelmäßige Wartung und Instandsetzung notwendig machten.

Rotorblätter wurden, wie die gesamte WEA, alle vier Jahre und bei älteren Anlagen im Abstand von zwei Jahren überprüft. Inzwischen haben sich für alle Anlagen Intervalle von zwei Jahren als sinnvoll erwiesen. Dabei seilen sich die Inspektionsteams von den Rotorblättern ab und unterziehen sie einer visuellen Prüfung, klopfen kritische oder auffällige Bereiche sorgfältig ab und kontrollieren das Blitzschutzsystem. Dokumentiert wird dies in Bild und Text im Prüfbericht.

Ursachen für Rotorschäden an Windenergieanlagen

Rotorblätter sind während des Betriebs einer Windenergieanlage extremen Belastungen ausgesetzt: Über 100 Mio. Schwingungen bewegen die Rotorblattstruktur, an der Blattspitze treten Windgeschwindigkeiten bis zu 300 km/h auf. Hinzu kommen Regen, Hagel und Frost. Unter diesen Bedingungen treten Konstruktions- und Fertigungsmängel früher oder später offen zutage. Die stark belasteten Oberflächen weisen Verschleißerscheinungen wie Erosion oder kleine Abplatzungen auf.

Dennoch finden wir nicht bei allen Rotorblatt-Herstellern immer auch die gleichen Schäden. Unterschiedliche Fertigungsverfahren führen augenscheinlich zu unterschiedlichen Qualitäten in der Faserverbundstruktur. Zusätzlich kann im Fertigungsprozess spezielle Messtechnik eingesetzt werden, um Fehler zu erkennen und diese sofort zu reparieren. Eine ordentlich dokumentierte Qualitätssicherung ist hier unerlässlich.

Die Beschichtung der Rotorblätter speziell im Bereich der erosionsgefährdeten Vorkannte sollte den Anforderungen stets vollständig gerecht werden. Hier haben sich PU-Lacksysteme und spezielle Erosionsschutzbeschichtungen an der Blattvorkante durchgesetzt. Große Unterschiede finden sich jedoch in den verschiedenen Blitzschutzsystemen. Die geringsten Anfälligkeiten für Blitzschäden zeigen Systeme mit großen Metallflächen als Blitzfänger an der Blattspitze.

Rotorblattinspektion und Interpretation von Inspektionsberichten

Typische Inspektionen erfolgen als rein visuelle Prüfung der Rotorblätter und ohne Zerstörung der Blattschale. Die Schadensbeschreibungen in den Inspektionsberichten – ergänzt durch Schadensbilder – geben dem Sachkundigen einen ersten Eindruck über den Zustand der Rotorblätter. Notwendige Maßnahmen für eine Schadensprävention oder Instandsetzung können so planvoll eingeleitet werden.

In speziellen Fällen ist eine weitergehende Untersuchung notwendig, z. B. wenn Strukturbereiche betroffen sind. Dann wird der schadhafte Bereich geöffnet und genauestens inspiziert. Alternativ können auch bildgebende Messverfahren wie Thermografie oder Ultraschall eingesetzt werden, um die Unstetigkeiten zu lokalisieren.

Kleine Auswahl von Schadensbildern an Rotorblättern

Bild 1: Defekte Strömungselemente – hier Vortex-generatoren

Bild 2: Erosionsschäden an der Vorkante

Bild 3: Risse in der Blattschale – hier spinnennetz-artig als Folge eines Blitzschadens

Bild 4: Querrisse in der Blattschalenverklebung

Bild 5: Riss in Sandwich-Struktur

Bild 6: Ablösung in der Stegverklebung

Aufnahme eines Schadens. Foto: Deutsche Windtechnik

Schadensklassifizierung

In den zuständigen Gremien des BWE wird momentan über die Einteilung der vorgefundenen Schäden in bestimmte Klassen diskutiert, um dem Betreiber der Windenergieanlage Kriterien an die Hand zu geben, wie mit dem Schaden weiter zu verfahren ist. Ziel der Klassifizierung soll es sein, die Auswirkungen des Schadens mit dem Fokus auf weitere notwendige Maßnahmen zu benennen. Beantwortet werden sollen Fragen zum/zur:

- Weiterbetrieb der Anlage
- notwendigen Instandsetzungsmaßnahme
- Qualifikation des Reparaturunternehmens
- Zeitpunkt der Instandsetzung
- Art der Reparatur: am hängenden Blatt oder als Demontage mit hallengestützter Instandsetzung?

Die Aufteilung wird voraussichtlich in vier Schadensklassen erfolgen, wobei die letzten beiden Strukturschäden beschreiben, die eine transparente Dokumentation der Lebenslaufakte erfordern. Schadensklasse 4 beschreibt zudem großflächige Zerstörungen oder Schäden im Bereich der Primärstruktur, die eine hallengestützte Instandsetzung notwendig werden lassen. ■

AK Rotorblatt

Ziel des Arbeitskreises Rotorblatt ist die Erarbeitung definierter Schadensklassen und darauf aufbauend die Beschreibung fallspezifisch angemessener Reparaturstrategien, die eine technologiegerechte, dauerhaft haltbare Instandsetzung der Komponente Rotorblatt sicherstellen. Zurzeit arbeitet jedes Serviceunternehmen mit eigenen, kaum nachvollziehbaren Reparaturlösungen.

Es gibt bisher keine Richtlinie zur Qualifikation von Personal, zudem fehlen Kriterien für eine unabhängige Prüforganisation, wie sie in anderen Branchen selbstverständlich ist. Der Arbeitskreis wird sich zu Beginn des Jahres 2014 der Bewertung spezieller Messverfahren zur Überprüfung des Blitzschutzsystems von Windkraftanlagen widmen. Blitzschutzmessungen werden vorrangig durch Rotorblattserviceunternehmen und Rotorblattgutachter durchgeführt.

In Zusammenarbeit mit dem Sachverständigenbeirat, der Serviceabteilung des BWE und einem externen Prüflabor für Blitzschutzeinrichtungen wird die seit 2004 bestehende Richtlinie des Sachverständigenbeirates überarbeitet.

Autor

Stefan Brassel, Leiter Vertrieb und Rotorblatt-Service bei Deutsche Windtechnik Rotor und Turm GmbH & Co. KG. Der Dipl.-Ing. Stefan Brassel studierte an der Universität Dortmund allg. Elektrotechnik. Anschließend war er von 1995 bis 2002 im Bereich Entwicklung und Service eines WEA-Herstellers tätig. Es folgte der Wechsel zu einem führenden Dienstleistungsunternehmen im Bereich Rotorblattinstandsetzung als Leiter der Bereiche Service und Vertrieb. Seit 2009 leitet Herr Brassel den Bereich Rotorblatt & Service sowie den Vertrieb verantwortlich für die Fa. Deutsche Windtechnik Rotor und Turm GmbH in Bremen.

Austausch eines Getriebelagers. Foto: Jan Oelker

Instandhaltung von Getriebe und Antriebsstrang

Dass bei einer Windenergieanlage mit zunehmender Laufzeit insbesondere am Antriebsstrang Schäden auftreten, ist inzwischen jedem Betriebsführer hinlänglich bekannt. Um einerseits die Kosten der erforderlichen Instandsetzungen zu reduzieren und andererseits durch sachgerechte Schadensanalysen eine grundsätzliche Senkung der Ausfallraten zu erreichen, müssen die Bauteilzustände fortwährend erfasst und auftretende Schäden umfassend diagnostiziert, verifiziert und quantifiziert werden. Die Ergebnisse von Zustandserfassung und Schadensanalysen können dann zur Definition von präventiven Maßnahmen genutzt werden.

Prüfmethoden zur Erfassung von Bauteilzuständen

Folgende Prüfmethoden zur Zustandserfassung kommen am Antriebsstrang von Windenergieanlagen in der Regel zur Anwendung:

- Sichtprüfung aller zugänglichen Bauteile sowie der Getriebeverzahnung durch vorhandene Inspektionsöffnungen oder Einsicht in Hauptlagerungen nach Demontage von Lagerdeckeln
- Abhören des Antriebsstranges mit einem elektronischen Stethoskop während des Leistungsbetriebs der Anlage
- Videoendoskopie des Hauptgetriebes bzw. eines Hauptlagers durch sachgerechte Inspektionsöffnungen
- Schwingungsanalyse, basierend auf Offline- und Online-Messungen
- Analyse des Schmierstoffes (Schmieröl/Schmierfett) inklusive einer Partikelerfassung. Die Partikelerfassung im Schmieröl erfolgt teilweise auch online durch Partikelsensoren.
- Lasergestützte Vermessung der Ausrichtung am Antriebsstrang

Um den aktuellen Zustand der Hauptkomponenten einer Windenergieanlage zuverlässig zu erfassen, sollten möglichst alle einsetzbaren Prüfmethoden zur Anwendung kommen. Denn bereits mehrfach durchgeführte Stärken- und Schwächenanalysen der unterschiedlichen Prüfmethoden haben gezeigt, dass auf keine dieser Methoden verzichtet werden kann, ohne größere Einschränkungen hinsichtlich der Zuverlässigkeit der Aussage hinnehmen zu müssen.

Selbst wenn die Automatisierung in manchen Prüfbereichen weiterhin schnell voranschreitet, so wird auch in Zukunft auf den erfahrenen Techniker nicht zu verzichten sein, um Bauteilzustände umfassend, verlässlich und zielgerichtet zu interpretieren und maßgeschneiderte Instandhaltungsmaßnahmen zu definieren und umzusetzen. Das entsprechende Expertenwissen ist vom Betriebsführer bereitzustellen oder einzukaufen.

Ausfallwahrscheinlichkeit Hauptgetriebe

Nach wie vor sind Schäden am Hauptgetriebe der entscheidende Kostentreiber bei der Instandhaltung. Dies ist einerseits durch die hohe Schadensquote und andererseits durch die getriebespezifisch hohen Instandsetzungskosten begründet.

Das Hauptgetriebe ist ein komplexes Gebilde. Es besteht aus mehreren Baugruppen, darunter vielen Verzahnungen und Wälzlagern, die einem stetigen Verschleißprozess unterliegen. Die Erfahrung zeigt, dass die Ursachen für Getriebeschäden breit gefächert sind und grundsätzlich alle Baugruppen und Bauteile von Schäden betroffen sein können.

Eine Auswertung von mit diversen Prüfmethoden nach Laufzeiten von ca. 2-8 Jahren durchgeführten Zustandserfassungen an 385 Hauptgetrieben (dreistufig, Leistungsbereich von 1.300 kW bis 2.000 kW, Baujahr 2001 bis 2006) zeigt folgende Verteilungen und Häufungen von festgestellten und dokumentierten Schäden – von initial bis ausgeprägt – in Beziehung zu den betroffenen Bauteilen bzw. Baugruppen:

TABELLE:

Auswertung von Schäden an 385 Hauptgetrieben

Hersteller Getriebe	Typ Getriebe	Lager Planeten-träger	Lager Planeten-rad	Verzahng. Hohlrad	Verzahng. Planeten & Sonne	Lager Stirnrad-stufe LSS	Lager Stirnrad-stufe MSS	Lager Stirnrad-stufe HSS	Verzahng. Stirnrad-stufe
A	I	0%	0%	0%	20%	0%	0%	0%	0%
A	II	0%	9%	21%	17%	14%	4%	33%	17%
A	II*	0%	0%	0%	12%	0%	0%	0%	0%
B	III	0%	17%		12%	6%	3%	21%	3%
B	III*	0%	0%	0%	21%	0%	9%	10%	0%
B	IV	0%	0%	0%	11%	43%	0%	0%	0%
C	V	11%	9%	0%	14%	0%	10%	67%	22%
D	VI	0%	0%	22%	11%	0%	0%	13%	28%
E	VII	0%	0%	5%	0%	0%	0%	19%	6%
E	VIII	0%	41%	12%	0%	0%	0%	26%	0%
F	IX	0%	0%	0%	15%	0%	0%	0%	0%
Ø		**1,0%**	**6,9%**	**6,7%**	**12,1%**	**5,7%**	**2,4%**	**17,1%**	**6,9%**

Quelle: 8.2 Ingenieurbüro Holzmüller

Es ist offensichtlich, dass die Schadenshäufigkeit auf alle Baugruppen und Bauteile der Hauptgetriebe verteilt ist, wobei die jeweiligen Getriebetypen bezeichnenderweise unterschiedliche Schadensmerkmale und Schadenshäufigkeiten aufweisen.

Will ein Betriebsführer die Schadenshäufigkeiten reduzieren, so ist eine umfassende Schadensanalyse erforderlich. Es müssen nicht nur die Schadensmerkmale erfasst werden, sondern explizit auch die schadensverursachenden Faktoren. Denn nur die Beseitigung der Schadensursachen bei der Instandsetzung verhindert einen erneuten Getriebeausfall nach vorherigem Muster und führt somit zu einer effektiven Reduzierung der Schadenshäufigkeit.

Schadensprävention

Die im Antriebsstrang von Windenergieanlagen auftretenden Schäden weisen viele Ursachen auf. Dies sind: Konstruktions-, Material-, Fertigungs-, Transport-, Lagerungs- und Montagefehler, betriebsbedingte Fehler, Fehler bei der Instandhaltung sowie extreme externe Einwirkungen. Erfahrungsgemäß treten nahezu alle genannten Fehler während der Laufzeit einer Windenergieanlage auf. Daher sind präventive Maßnahmen auch in allen Fehlerbereichen erforderlich, soll die Schadenshäufigkeit reduziert werden.

Konstruktionsfehler:
Hier sind zuvorderst die Hersteller gefordert, bei der Neuentwicklung keine zu günstigen Annahmen hinsichtlich der Lasten und Betriebsbedingungen anzusetzen sowie keine zu hohen Anforderungen an das Material zu stellen. Alle Annahmen sollten anschließend bei der Fertigung und dem Betrieb ohne außergewöhnliche Anstrengungen eingehalten werden können. Die getroffenen Annahmen müssen dem Endnutzer zudem an die Hand gegeben werden, um ihm einen Betrieb innerhalb der Auslegungsgrenzen zu ermöglichen. Dies wird heute noch nicht durchgängig praktiziert, teilweise verhindern oder untersagen Anlagenhersteller die direkte Weitergabe dieser wesentlichen Auslegungs- und Betriebsinformationen der Unterlieferanten an Betreiber oder Betriebsführer.

Des Weiteren zeigt die Praxis, dass ein neuer Getriebetyp in seiner Komplexität vom Konstrukteur nicht immer vollumfänglich optimal konstruiert werden kann – insbesondere dann nicht, wenn er für neue Einsatzbedingungen entwickelt wird (z. B. eine neue Leistungsklasse). Weist das Getriebe in seiner Gesamtheit aber nur eine einzige Schwachstelle auf, führt diese oftmals zum Ausfall des Gesamtgetriebes und damit zu hohen Ausfallraten (siehe vorherige Tabelle).

Schwachstellen werden dabei i. d. R. erst nach ca. 3–5 Jahren Dauerbetrieb der Serienanlagen erkannt. Eine Vermeidung solcher (Serien-) Schäden würde jedoch voraussetzen, nur Technik in einer Großserie einzusetzen, die zuvor über ca. 5 Jahre an einer Vor-Serie erprobt worden wäre („Proven Technology“). Dieser Ansatz erscheint

zwar manchem Hersteller/Verkäufer weltfremd, er ist aber zweifellos das beste Mittel der Schadensprävention. Eine weitere Maßnahme ist, den langjährigen Probebetrieb durch eine schnelle Simulation und adäquate Teststände zu ersetzen. Beide genannten Ansätze zeitigen bereits erste Erfolge und werden in Zukunft sicherlich eine entscheidende Rolle bei der Schadensprävention übernehmen.

Schaden Sonnenritzel, Ursache Materialfehler. Foto: J. Holzmüller

Material-, Fertigungs-, Montagefehler:
Fehler, die im Bereich Material, Fertigung und Montage entstehen, werden nie gänzlich ausgeschlossen werden können. Qualität und Integrität eines Bauteils oder einer Baugruppe können jedoch durch stetig optimierte Prozesse bei der Materialherstellung, der Weiterverarbeitung sowie der Montage kontinuierlich gesteigert werden. Ein weiteres wirksames Mittel der Schadensprävention in diesen Fehlerbereichen ist erfahrungsgemäß eine unabhängige Prozess-Überwachung durch den Endkunden bzw. einen Vertreter des Endkunden beim Hersteller und dessen Zulieferbetrieben.

Schäden durch extreme externe Einflüsse:
Die Wahrscheinlichkeit für einen Schaden durch externe Einflüsse ist relativ gering. Präventive Maßnahmen sind hier eher im wirtschaftlichen Bereich angesiedelt, z. B. im Abschluss einer adäquaten Versicherung durch den Betreiber.

Hauptlagerschaden, Ursache Korrosion (betriebsbedingter Fehler). Foto: J. Holzmüller

Betriebsbedingte Fehler:
Zu häufig lässt sich eine mangelnde Sorgfalt beim Betrieb bzw. im Rahmen der Instandhaltung beobachten. Letztere umfasst neben den Instandsetzungen zudem regelmäßige Inspektionen, sachgerechte Wartungen und das Einführen von Verbesserungen.

Diese mangelnde Sorgfalt führt i. d. R. zu erheblichen Schäden oder sogar Laufzeitverkürzungen. Zu nennen seien hier beispielsweise: das Betreiben eines Aggregates außerhalb der Betriebsgrenzen

(zu hohe Lasten/Leistung, Betrieb im Eigenfrequenzbereich, Betrieb mit unzulässigen Unwuchten, zu hohe Schmierstofftemperaturen), ein verunreinigter oder überalterter Schmierstoff, die Erzeugung von Stillstandsmarkierungen bei unsachgemäßer Bedienung, ein mangelhafter Schutz der Bauteile vor Feuchtigkeit und Korrosion, eine Fehlausrichtung am Antriebsstrang, ein nicht unterbundener Stromfluss durch Lagerungen sowie Instandsetzungsfehler am Schmierstoffkreislauf.

Häufig ist die mangelnde Sorgfalt auf eine unzureichende Information der Beteiligten zurückzuführen. Daher sind fortwährende Schulungen, der Austausch von Betriebserfahrungen sowie die Weitergabe von Dokumenten wie Betriebshandbüchern, technischen Informationen zu Betriebsgrenzen und Instandhaltungsvorgaben wesentlich für eine Fehlervermeidung im Betrieb.

In diesem Fehlerbereich liegt das eigentliche Tätigkeitsfeld des Betriebsführers, im konstruktiven oder Herstellerbereich hat er weit weniger Einfluss. Hier gilt es, alle schädigungsrelevanten und -begünstigenden Faktoren durch unablässige Zustandserfassungen und konsequente Durchführung von Schadensanalysen frühzeitig zu erkennen und diese dann mit allen zur Verfügung stehenden Mitteln zu beseitigen. ■

Ausblick und Anregung

Grundsätzlich wäre es wünschenswert, wenn sich alle am Lebenszyklus eines Bauteils Beteiligten (Konstrukteure, Hersteller, Betreiber, Betriebsführer, Sachverständige, Versicherungen etc.) zur gemeinsamen Durchführung einer FMEA (Fehler-Möglichkeits-Einfluss-Analyse) zusammenfänden. Sie könnten so für ein bestimmtes Produkt – wie z. B. ein neu zu entwickelndes Hauptgetriebe – im Vorfeld der Serienproduktion mögliche Fehler und Schadensursachen ermitteln und Maßnahmen zu deren Vermeidung/Beseitigung anregen. Dies würde Ideen und Erfahrungen bündeln, alle Beteiligten für die unterschiedlichen Anforderungen und Verhaltensweisen sensibilisieren und in der Folge sicherlich den einen oder anderen (Serien-) Schaden vermeiden helfen.

Autor

Jürgen Holzmüller, Jahrgang 1960, Studium des Maschinenbaus an der Technischen Hochschule Karlsruhe – Schwerpunkte Kraftwerkstechnik und Strömungsmaschinen. Von 1989 bis 1998 war er bei der Enercon GmbH in der Entwicklungsabteilung beschäftigt. Im Jahr 1998 gründete Jürgen Holzmüller das 8.2 Ingenieurbüro Holzmüller in Aurich und ist seitdem als unabhängiger Sachverständiger für Windenergie tätig. Er ist von der IHK für Ostfriesland und Papenburg öffentlich bestellt und vereidigt als „Sachverständiger für Windenergieanlagen und deren Bewertung“ und auch seit 1998 Mitglied im technischen Sachverständigenbeirat des BWE.

Instandsetzung der Leistungselektronik von Umrichtern

Die Leistungselektronik einer Windenergieanlage (WEA) spielt eine zentrale Rolle bei der Übertragung der gewonnenen elektrischen Energie in das Stromnetz. Aufgrund ihrer komplexen Bauweise sind Umrichter anfällig insbesondere gegenüber Änderungen der Umgebungsbedingungen sowie der elektrischen Beanspruchung. Da es bei diesen Komponenten aber zwischen funktionsfähig und defekt kein Zwischenstadium gibt, stellt sich letztlich oft nur die Frage: Neukauf oder Instandsetzung?

Im Folgenden werden sämtliche Fragen rund um den Umrichter einer WEA behandelt: Wo genau sitzt der Umrichter und was sind seine Aufgaben? Was passiert, wenn ein Umrichter defekt ist? Wie kann der Schaden analysiert und behoben werden? Wodurch wurde der Fehler verursacht – und hätte er womöglich vermieden werden können?

Art und Aufgabe eines Umrichters

Der Umrichter in einer WEA befindet sich zwischen Generator und Transformator. Da moderne WEA drehzahlvariabel laufen, bedarf es eines Umformers, der die ursprünglich drehzahlabhängige variable Frequenz auf eine konstante Netzfrequenz bringt. Mithilfe der Umrichtermodule wird die Frequenz der erzeugten Dreiphasenwechselspannung an die – in der Regel – 50 Hertz des Netzes angeglichen. Ohne diesen Schritt ist eine Einspeisung in das Verteil- und Übertragungsnetz nicht möglich.

Die Dimensionierung des Umrichters hängt in erster Linie vom eingesetzten Generator ab. Die beiden in Deutschland am häufigsten im Einsatz befindlichen Systeme sind der Asynchrongenerator (ASG) sowie der Synchrongenerator (SG). Der Unterschied: Beim ASG kann der Umrichter bis zu 70 Prozent kleiner ausgelegt werden, da ein Großteil der Leistung direkt vom Generator in das Netz eingespeist wird. Aufgrund seines Aufbaus und seiner Wirkungsweise wird er auch als Teilumrichter bezeichnet. Im Gegensatz dazu muss ein Umrichter, der mit einem SG betrieben wird, die volle Leistung der WEA verarbeiten. Somit wird diese entsprechend größer dimensionierte Komponente Vollumrichter genannt. Dafür hat das System aber auch eine etwas höhere Leistungsausbeute.

Aufbau und Funktion eines Umrichters

Herzstück eines jeden Umrichters sind die IGBT-Module. Diese bestehen aus Bipolartransistoren mit isolierter Gate-Elektrode. Das sind Halbleiterbauelemente, die je nach Ansteuerung Strom leiten oder sperren können und sich somit hervorragend zum Gleich- bzw. Wechselrichten von Strom und Spannung eignen. Eine Gruppe von IGBT-Modulen hat dabei die Aufgabe, die Wechselspannung gleichzurichten. Die dadurch entstandene Gleichspannung wird in einem Zwischenkreis, bestehend aus einer Zwischenkreisverschienung und mehreren Kondensatoren, gespeichert. Über weitere IGBT-Module wird die zwischengespeicherte Energie in Wechselspannung einer anderen Frequenz und Spannung umgerichtet. Die gesamte Anordnung befindet sich auf einem metallischen Kühlkörper, um die in Form von Wärme auftretenden Schaltverluste abführen zu können. Hierbei spielt der Übergang von IGBT zum Kühlkörper eine große Rolle, da bei schlechter Ausführung lebensdauerverkürzende Übertemperaturen auftreten. Die IGBT-Module werden jeweils von einer Ansteuerelektronik gesteuert. Mehrere solcher Module ergeben zusammen mit einem Zwischenkreis ein sogenanntes Leistungsteil. Je

nach Leistungsklasse können mehrere solcher Leistungsteile in einem Umrichter parallel verbaut sein.

Schadensbilder

Prinzipiell sind drei Komponenten anfällig für Defekte: die IGBT, die Kondensatoren und die Steuerelektronik. Schäden an Kondensatoren und IGBT sind in der Mehrzahl der Fälle optisch erkennbar oder messbar. Denn hier gehen Defekte oft mit hoher Wärmeentwicklung und großen mechanischen Kräften einher. Dadurch sind sehr deutlich Verformungen und Verbrennungen zu sehen. Defekte Kondensatoren können sich zusätzlich an ausgelaufenem Elektrolyt zeigen. Fehler in der Ansteuerelektronik lassen sich dagegen in der Regel nur durch elektrische Tests lokalisieren. Natürlich können aber auch Kondensatoren und IGBT nicht ersichtliche Schäden aufweisen.

Doch woran liegt das? In erster Linie ist jedes Bauteil, egal ob elektrisch oder mechanisch, einem Alterungsprozess unterzogen. Je nach Umgebungsbedingungen kann dieser Prozess jedoch schneller erfolgen als vorhergesehen.

Den größten Einfluss auf die Alterung der Komponenten hat dabei die Temperatur. Am anfälligsten sind hier die IGBT-Module. Bereits ab einer Übertemperatur von wenigen Kelvin kann sich die grundsätzlich prognostizierte Lebensdauer um mehr als die Hälfte verkürzen. Höhere Übertemperaturen können auch schon in sehr kurzen Zeiten zu bleibenden Schäden führen.

Darum spielt die Kontaktfläche zwischen IGBT und Kühlkörper eine wichtige Rolle. Kleinste Unreinheiten oder Unebenheiten führen hier zu einem schlechteren Wärmeübertragungsverhalten und damit zu erhöhten Temperaturen. Aber auch Überströme und Verschmutzungen des Kühlkörpers sorgen für Überhitzungen. Eine weitere Gefahr für die Leistungsteile stellt der Netzausfall dar. Hierbei entstehen Überspannungen am Generator, die die Leistungselektronik beschädigen können. Daher werden spezielle Schutzvorrichtungen in Form von Crowbar und Brems-Chopper zur Sicherheit der Leistungsteile in der WEA installiert. Weitere Gründe für Schäden sind Fehler in benachbarten Betriebsmitteln, die sich auf den Umrichter auswirken, sowie Produktionsfehler einzelner Komponenten.

Bis auf die Schutzsysteme gegen Überspannungen gibt es kaum Möglichkeiten, Ausfälle von Umrichtern zu vermeiden. Wichtig ist in jedem Fall eine gute Kühlung der Leistungsteile. So sollten Lüfter und Rippen des Kühlkörpers von Zeit zu Zeit auf grobe Verschmutzungen kontrolliert werden.

Neukauf vs. Reparatur

Für den Betrieb der WEA ist ein einwandfrei funktionierender Umrichter notwendig. Weist das Leistungsteil nun einen Defekt auf, kann die WEA nicht weiterbetrieben werden. Dies führt zu Stillstandszeiten und somit zu Ertragsverlusten. Da im montierten Zustand nur festgestellt werden kann, welches Leistungsteil defekt ist, aber keine nähere Fehleranalyse und schon gar keine Reparatur durchgeführt werden kann, muss das entsprechende Leistungsteil schnellstmöglich demontiert werden. Dem Betreiber stellt sich nun die Frage, ob es durch ein neues ersetzt oder repariert werden soll.

Ein neues Leistungsteil bietet den Vorteil einer erneut langen Lebensdauer. Dagegen sprechen jedoch die hohen Anschaffungskosten. Hinzu kommt, dass alte Leistungsteile oft nicht mehr hergestellt werden und man auf neuere Modellversionen zurückgreifen muss. Hierbei müssen jedoch alle parallel betriebenen Leistungsteile exakt baugleich sein, um eine ungleichmäßige Leistungsverteilung zu vermeiden. Eine Folge kann also sein, dass bei Ausfall eines Leistungsteils zugleich auch alle anderen – voll funktionsfähigen – Leistungsteile kostenintensiv zu ersetzen sind.

Daher bietet sich als einfache Möglichkeit die Reparatur an – d. h. die Beseitigung lediglich des ursächlichen Schadens auf dem ausgebauten Modul. Dies kann recht günstig sein, bedeutet aber, dass man noch immer ein altes Leistungsteil betreibt, welches womöglich kurz nach Wiedereinbau mit einem anderen Schaden ausfällt. Die Folgen: erneute Montagekosten und weitere Ertragsausfälle.

Als wirtschaftlichste Alternative erweist sich insgesamt die grundlegende Instandsetzung bzw. der Austausch mit einem generalüberholten baugleichen Leistungsteil. Hier hat man die Wahl zwischen dem Modulhersteller und einem unabhängigen Anbieter. Wobei der Hersteller oft die kostspieligere sowie unflexiblere Variante dar-

Defektes (r.) und instandgesetztes SEG RAC (l.). Foto: A. Arens

stellt, da er auf Serienfertigung spezialisiert ist und nicht auf individuelle Instandsetzungsprozesse. In der Folge wird eine Instandsetzung oft zu unattraktiven Konditionen mit langen Wartezeiten angeboten oder mit dem Hinweis auf einen (angeblich) notwendigen Neuerwerb gleich völlig abgelehnt. Anders verhält es sich in der Regel mit einem unabhängigen Anbieter. Dieser besitzt die notwendige Flexibilität und auch Erfahrung aus der Fehleranalyse vieler Instandsetzungen.

Grundsätzlich lässt sich feststellen, dass die Instandsetzung bzw. Generalüberholung eines Leistungsteils bei einem herstellerunabhängigen und gewissenhaft arbeitenden Dienstleister bei gleicher Gewährleistung einen Kostenvorteil von 30-70 Prozent gegenüber einem Neukauf bietet.

Instandsetzungsprozess

Hat man sich für die wirtschaftlichere Variante entschieden, so stellen sich die Arbeitsschritte wie folgt dar: Als erstes muss der Fehler detektiert werden. Hierzu wird der Gleichstromzwischenkreis vom Rest des Moduls getrennt, um das Modul demontieren zu können. Danach werden sämtliche Kondensatoren sowohl auf äußere Mängel als auch auf ihre elektrischen Eigenschaften hin überprüft. Die Erfahrung zeigt, dass es für eine zuverlässige Instandsetzung ratsam ist, nicht nur die defekten bzw. grenzwertigen Kondensatoren durch neue zu ersetzen, sondern alle. Denn auch die scheinbar intakten Kondensatoren unterlagen gewissen Alterungsprozessen, denen man nur durch konsequenten Austausch begegnen kann.

Die IGBT-Module inklusive Ansteuerelektronik müssen, sofern die Zerstörung nicht offensichtlich ist, diversen elektrischen Tests unterzogen werden, um festzustellen, ob

und inwieweit sie geschädigt sind. Je nach Modultyp werden in der Regel alle Komponenten durch neue ersetzt. Bei den Steuerplatinen verhält es sich ebenso. Hier werden diejenigen Baugruppen, die einer besonderen Belastung unterlagen, nicht nur im Schadensfall, sondern grundsätzlich prophylaktisch erneuert.

Der Kühlkörper gibt dem Modul seine tragende Struktur und ist nur in den seltensten Fällen beschädigt. Somit genügt hier eine gründliche Reinigung, um eine ideale Wärmeübertragung zu gewährleisten. Sind alle notwendigen Teile getauscht worden, können die Einzelteile wieder akribisch zusammengesetzt werden. Im Anschluss wird dann in speziellen Testvorrichtungen der spätere Betrieb in einer WEA simuliert. Durch die vorgeschriebenen Schritte wird sichergestellt, dass die Zuverlässigkeit des instandgesetzten bzw. generalüberholten Leistungsmoduls der eines Neuteiles entspricht. Denn erst wenn das Modul alle Prüfkriterien erfüllt hat, kann es dem Kunden mit voller Gewährleistung zur Verfügung gestellt werden. ■

Fazit

Die Leistungselektronik einer Windenergieanlage spielt als „Blackbox“ eine genauso große Rolle wie jede andere Hauptkomponente. Auch die Kosten von Umrichterschäden können ohne Weiteres mit denen anderer Hauptkomponenten der WEA „mithalten“. Jedoch bietet sich hier nur in sehr geringem Maße die Möglichkeit, mit einer intensiven Wartung die Lebensdauer zu erhöhen bzw. die Ausfallrate zu minimieren. Eine Schadensvermeidung ist auch bei bester Pflege kaum möglich. Lediglich die Folgekosten können minimiert werden, wenn neben dem klassischen Neukauf oder einer simplen Reparatur alternative Instandsetzungslösungen entsprechender Fachfirmen in Betracht gezogen werden. Als besonderer Service bietet sich dort zuweilen auch die Möglichkeit eines Ringtausches von Modulen.

Autor

Andreas Arens, Jahrgang 1968, ist geschäftsführender Gesellschafter der ZOPF Energieanlagen GmbH in Leipzig. Neben dem Bau und dem Betrieb eigener WEA ist ein wesentlicher Arbeitsschwerpunkt des Diplom-Wirtschaftsingenieurs die Instandsetzung von Umrichtermodulen. Mit dieser Spezialisierung haben er und seine Elektroingenieure und Techniker eine Nische besetzt, die nicht nur der Windbranche attraktive Instandsetzungsalternativen anbietet, sondern mittlerweile auch von der klassischen Industrie nachgefragt wird.

Foto: Jan Oelker

Instandhaltung von Fundamenten für Windenergieanlagen

Tragstrukturen für Windenergieanlagen (WEA) sind hohe, schlanke Bauwerke, die durch Wind- und Betriebslasten zyklisch beansprucht werden und dabei den Umweltbedingungen ausgesetzt sind. Mit zunehmender Leistung und Nabenhöhe der WEA nehmen auch die Anforderungen an die Tragstruktur (Turm und Fundament) und deren Wartung und Instandhaltung zu.

Die aktuellen Normen und Richtlinien[1,2] sowie die Auflagen der meisten Typenprüfungen erfordern regelmäßige Inspektionen des Turmes und des Fundamentes. Neben den vorgeschriebenen Wiederkehrenden Prüfungen[3,4] können zusätzliche Überprüfungen z. B. für Versicherungen, bei Besitzerwechsel, aus Auflagen von Sachverständigen oder zur Beurteilung eines Weiterbetriebes über die Entwurfslebensdauer[5] hinaus erforderlich werden.

In der Praxis besteht die Möglichkeit, die verschiedenen Inspektionen zu kombinieren bzw. zusammenzufassen. Dabei sind Umfang und Anforderungen an die Untersuchungsmethoden sowie die Anforderungen an die Sachverständigen zu beachten. Um den Wartungs- und Instandhaltungsaufwand möglichst gering zu halten, müssen Schwachstellen insbesondere am Übergang zwischen Turm und Fundament rechtzeitig erkannt und zeitnah behoben werden. In den Ratgebern der technischen Arbeitskreise des BWE[3,4,5,6] sind die wichtigsten technischen Zusammenhänge sowie die Bestimmungen der aktuell gültigen Regelwerke übersichtlich und verständlich zusammengefasst.

Identifizierung der maßgeblichen Bauteile

Die Identifizierung der maßgeblichen Bauteile bildet die Basis der durchzuführenden Untersuchungen und sollte anhand der Ausführungsunterlagen sowie der Baudokumentation erfolgen. Aus diesen Unterlagen lassen sich hochbeanspruchte Bereiche der Konstruktion ableiten und Ausführungsdetails identifizieren, die besondere Anforderungen an die Herstellung bedeuten. Zusätzlich enthalten die Typenprüfungsberichte und die Prüfberichte der Einzelprüfungen wichtige Informationen.

Foto: WKA-Beton-Service Gmbh

Grundsätzlich ist unabhängig von der Bauweise der Übergang zwischen Turm und Gründung, d. h. die „Verankerung“ des Turms im Fundament, ein kritisches Detail. Einerseits sind die Bereiche der Turmverankerung für hohe Beanspruchungen auszulegen und andererseits liegen Schnittstellen in der Planung (Turm- und Fundamentplanung stammen nicht immer aus einer Hand) und in der Bauausführung (Fundament- und Turmbau durch unterschiedliche Firmen) vor. Prinzipiell ist dabei zwischen der Verankerung mit Fundamenteinbauteilen und vorgespannten Verbindungen mit sogenannten Ankerkörben zu unterscheiden.

Foto: WKA-Beton-Service Gmbh

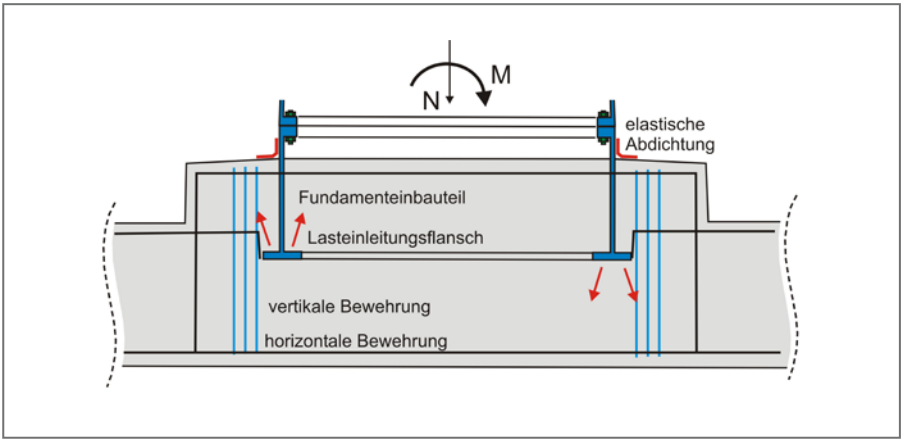


Bild 1a

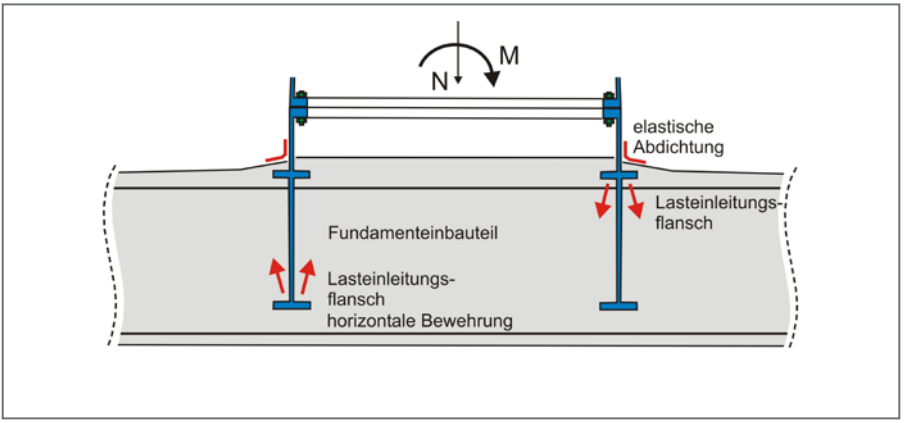


Bild 1b

Das Fundamenteinbauteil *(Bild 1a)* besteht aus einem Stahlzylinder mit einem oder zwei Lasteinleitungsflanschen, welche das Biegemoment über ein Kräftepaar in das Fundament übertragen. Bei der baulichen Durchbildung des Verankerungsbereichs ist auf die Verträglichkeit zwischen dem elastischen und verformungsfähigen Stahleinbauteil und dem spröden Materialverhalten des Betons zu achten. Hierzu sind dauerelastische Weicheinlagen zur Entkoppelung erforderlich. Besonders im Fall des sogenannten Doppelflanscheinbauteils *(Bild 1b)* besteht die Möglichkeit einer ungewollten Lasteinleitung, was zu Rissbildungen und Betonabplatzungen sowie zur Lockerung des Stahleinbauteils führen kann.

Der vorgespannte Ankerkorb *(Bild 2)* besteht aus einem oberen Druck- und einem unteren Zugflansch, die durch Gewindestangen miteinander verbunden werden. Mithil-

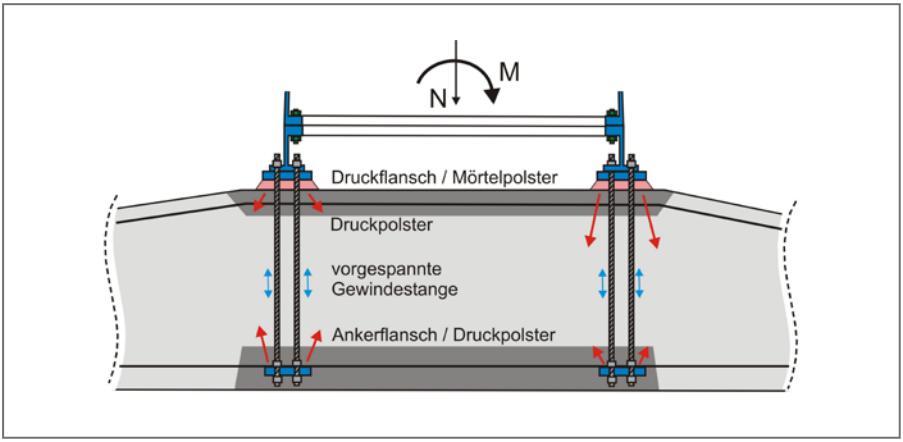


Bild 2

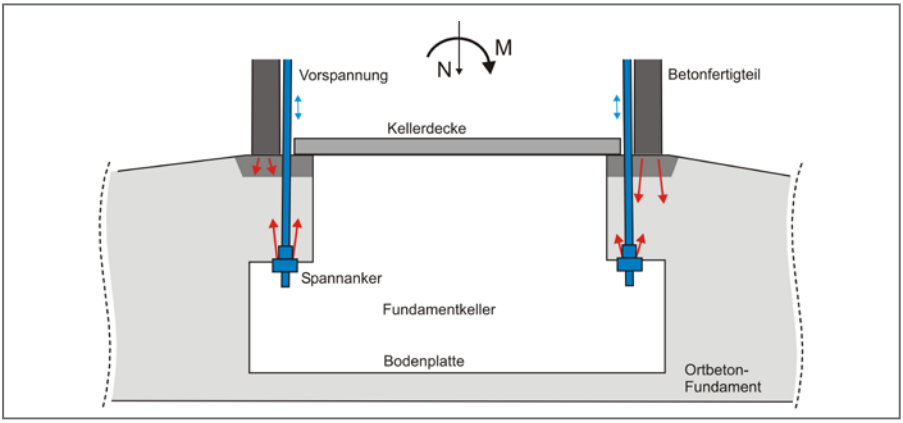


Bild 3

fe der Gewindestangen wird der Stahlrohrturm auf das Fundament aufgespannt.

Spannbetontürme bzw. der Spannbetonschaft von Hybridtürmen werden heute aus Betonfertigteilen hergestellt und mit der Turmvorspannung auf das Betonfundament aufgespannt *(Bild 3)*. Das Fundament wird vor Ort gegossen und die Spannarbeiten werden in einem begehbaren Fundamentkeller ausgeführt, der auch im Betrieb der WEA zugänglich sein muss.

Inspektionsverfahren

Nach der DIBt-Richtlinie für WEA[1] sind Wiederkehrende Prüfungen in regelmäßigen Intervallen an Maschine und Rotorblättern sowie an der Tragstruktur (Turm und Grün-

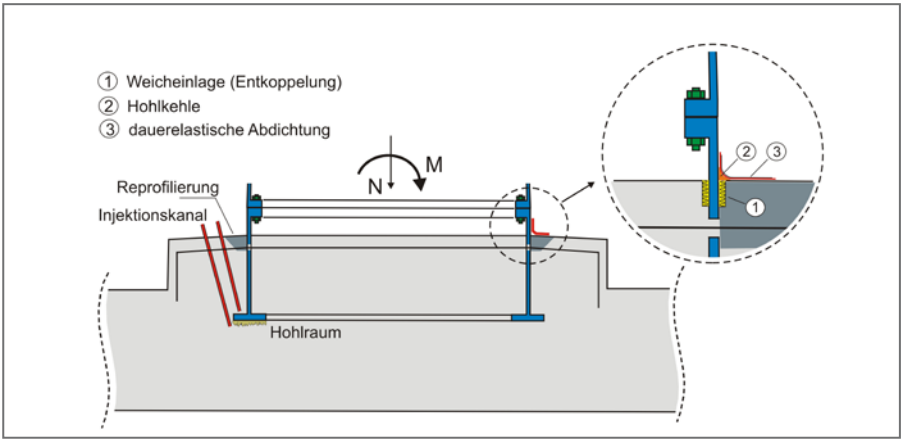


Bild 4

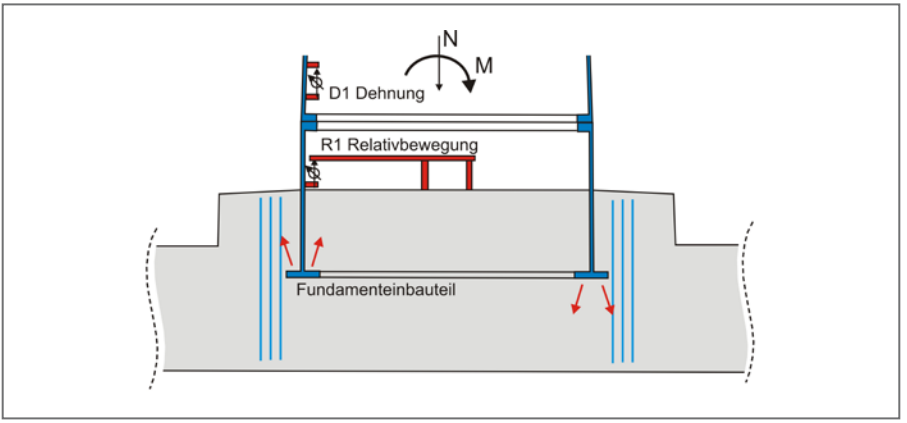


Bild 5

dung) durchzuführen. Für das Fundament bedeutet dies, dass mindestens der Fundamentsockel, der Übergang zwischen Turm und Fundament sowie – falls vorhanden – der Fundamentkeller *(Bild 3)* auf Risse, Betonabplatzungen und eindringende Feuchtigkeit zu untersuchen sind. Die Sichtprüfungen müssen aus direkter Nähe in Anlehnung an DIN EN ISO 9712 erfolgen und können auf erweiterte Prüfverfahren ausgedehnt werden. Der Prüfende sollte über eine entsprechende Zertifizierung für die jeweilige Bauweise (z. B. Stahl-, Beton-, Verbundbau) und über einen gültigen Sehtest entsprechend ISO 9712 verfügen.

Bei nicht vorgespannten Verankerungen kann es zu einer Lockerung des Stahleinbauteils und damit zu einer Relativbewegung zwischen Fundamenteinbauteil und Beton kommen. Liegen entsprechende Anzeichen vor, ist eine Messung der Relativbewegung durchzuführen[6].

Wichtige Sanierungsverfahren

Schäden im Fundamentbereich können die Verfügbarkeit der WEA einschränken. Erfahrungen aus der Praxis zeigen, dass sie meist systematisch nach einer bestimmten Nutzungsdauer auftreten und durch geeignete Sanierungsverfahren dauerhaft behoben werden können. Die Schäden können konstruktionsbedingt verursacht oder Folge einer unzureichenden Bauausführung sein. Ist beispielsweise die vorhandene Abdichtung zwischen Turm und Fundament unzureichend oder schadhaft, so ist diese umgehend durch ein zuverlässiges und dauerhaftes System zu ersetzen.

Bei einer Verankerung des Turmschaftes mithilfe eines T-Flansches im Betonfundament tritt zwischen dem Stahlturm und der Betonoberfläche eine vertikale Relativbewegung infolge der elastischen Dehnung der Turmwand auf. Gleichzeitig kann es zu einer horizontalen Lasteinleitung im Bereich der Betondeckung kommen. Für die Sanierung kann daher eine Entkopplung zwischen Fundamentbeton und Stahleinbauteil erforderlich werden *(Bild 4)*. Das Abdichtungssystem muss in der Lage sein, die Relativbewegung infolge elastischer Stahldehnung zwischen Stahlturm und Beton aufzunehmen.

Infolge eines gestörten Betongefüges, z. B. durch Lufteinschlüsse oder unzureichende Verdichtung unterhalb der breiten Lasteinleitungsflansche, kann eine Schwächung des Betons vorliegen, die zu einer Bewegung des T-Flansches im Betonfundament führen kann. Beim Doppelflansch-Fundamenteinbauteil tritt eine Bewegung zwischen den Lasteinleitungsflanschen und dem Fundamentbeton konstruktionsbedingt durch Betonschwinden und Stahldehnung auf. Das Vorhandensein von Wasser ruft einen Pumpeffekt hervor und führt zu einer verstärkt fortschreitenden Schädigung.

Das Spiel zwischen T-Flansch und Beton sollte durch eine kombinierte Messung der Relativbewegung und der Turmwanddehnung im Betrieb der WEA über einen längeren Zeitraum überprüft werden *(Bild 5)*. In der Praxis haben sich Verfahren mit Fernzugriff über das Internet etabliert. Einzelmessungen können keine belastbaren Aussagen zur Schädigung des Betons im Bereich des T-Flansches liefern.

Um eine fortschreitende Schädigung und somit eine Reduzierung der Lebensdauer zu verhindern, müssen gelockerte Fundamenteinbauteile im frühen Stadium fixiert werden. Hierzu werden die Hohlräume durch Injektion mit einem druckfesten Material verfüllt. Größere Hohlräume sind mit Zementleimen zu füllen, kleinere Hohlräume und Spalten können mit Zementsuspensionen oder Polyurethanen verpresst werden *(Bild 4)*. Da die verwendeten Materialien unter zyklischer Beanspruchung (wie sie beim Betrieb von WEA auftreten) bis heute nicht ausreichend untersucht wurden, wird eine regelmäßige Kontrolle der sanierten Fundamente empfohlen. Der Erfolg der Injektion kann durch einen Vergleich der Bewegungsmessung (vorher – nachher) überprüft werden. Dabei sollte wiederum auf die Vergleichbarkeit der Messergebnisse (Windrichtung, Windgeschwindigkeit und Betriebszustand) geachtet werden.

Foto: WKA-Beton-Service Gmbh

Grundsätzlich müssen die verwendeten Materialien für den jeweiligen Anwendungsfall zugelassen sein und die Verarbeitung muss durch qualifizierte Fachfirmen nach den Arbeitsanweisungen des Herstellers erfolgen. In vielen Fällen wird der Hersteller in die Planung und Ausführung der Sanierung eingebunden.

Anforderungen an den Sachverständigen

Türme und Fundamente für WEA sind Bauwerke, deren Planung, Herstellung und Errichtung in Deutschland durch bauaufsichtlich eingeführte Normen und Richtlinien geregelt ist. Auf europäischer Ebene werden hier die Eurocodes herangezogen. Viele Fragestellungen erfordern vertiefte statische und konstruktive Kenntnisse. Die Untersuchung und Bewertung der Tragstruktur sollten daher von unabhängigen Sachverständigen mit besonderer Fachkunde für Tragstrukturen von WEA durchgeführt werden. Als besonders fachkundige Personen für Fragestellungen zu Türmen und Gründungen gelten dabei Bauingenieure mit mindestens zehn Jahren Berufserfahrung in den zu beurteilenden Bereichen[7] sowie Prüfingenieure für Baustatik. Der BWE veröffentlicht regelmäßig Listen mit vom BWE anerkannten Sachverständigen. Bei der Beurteilung der Gesamtanlage können Sachverständige für Rotor (R), Maschine (M) sowie Turm und Gründung (T) zusammenarbeiten. ■

Wohin geht der Trend?

Zukünftig wird für viele Bestandsanlagen neben der Instandhaltung der Türme und Fundamente die Beurteilung hinsichtlich eines Weiterbetriebes über die Entwurfslebensdauer hinaus von Bedeutung sein[5].

Die Ergebnisse der regelmäßigen Fundamentinspektionen, aber auch die Instandhaltungs- und Ertüchtigungsmaßnahmen müssen in die Bewertung zum Weiterbetrieb einfließen. Daher ist eine detaillierte und möglichst lückenlose Dokumentation der Lebensgeschichte der WEA in einem Bauwerksbuch sowie eine zustandsorientierte Instandhaltung der Fundamente dringend zu empfehlen.

Literatur:

1—Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt): Richtlinie für Windenergieanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung, Okt. 2012.

2—DIN EN 61400-1 (2011-08): Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005 + A1:2010).

3—Bundesverband WindEnergie e.V.: Grundsätze für die Wiederkehrende Prüfung von Windenergieanlagen.

4—Bundesverband WindEnergie e.V.: Grundsätze für die Prüfung zur zustandsorientierten Instandhaltung von Windenergieanlagen.

5—Bundesverband WindEnergie e.V.: Grundsätze für die Durchführung einer Bewertung und Prüfung über den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen.

6—Bundesverband WindEnergie e.V.: Ratgeber zum Thema Schäden an Fundamenten von Windenergieanlagen.

7—Bauministerkonferenz der für Städtebau, Bau- und Wohnungswesen zuständigen Minister und Senatoren der Länder (ARGEBAU): Hinweise für die Überprüfung der Standsicherheit von baulichen Anlagen durch den Eigentümer/Verfügungsberechtigten, September 2006.

Autor

Claus Goralski, Jahrgang 1973, Studium Bauingenieurwesen an der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule in Aachen mit dem Schwerpunkt Konstruktiver Ingenieurbau, anschließend Promotion. Tätigkeiten als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl und Institut für Massivbau der RWTH in Aachen und freier Mitarbeiter im Ingenieurbüro Hegger & Partner GBR in Aachen. Seit 2007 Leiter des Fachbereichs Windenergie im Ingenieurbüro H+P Ingenieure GmbH, verantwortlich für die Tragwerksplanung von Fundamenten (Flach-, Tiefgründungen sowie Sonderkonstruktionen) und Türmen (Stahl- und Spannbeton) für WEA, Produktentwicklung im Bereich der Windenergie, Begleitung von Zulassungsverfahren, Begutachtung von Schadensfällen und Erstellung von Sanierungskonzepten.

4

Richtlinien in der Betriebsführung

Überblick der technischen Richtlinien

Fachausschuss	Technische Richtlinie		Veröffentlichung	IEC-Spiegelgremien
FA Lärm	*TR1 Rev. 18*	Bestimmung der Schallemissionswerte	2/1/2008	61400-11
FA Leistungskurve	*TR2 Rev. 16*	Bestimmung von Leistungskurve und standardisierten Energieerträgen	1/28/2010	61400-12-1
				61400-12-2
				61400-12-3
	TR5 Rev. 5	Bestimmung und Anwendung des Referenzertrages	1/30/2013	-
FA Elektrische Eigenschaften	*TR3 Rev. 23*	Bestimmung der Elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz	5/1/2013	61400-21
	TR4 Rev. 6	Anforderungen an Modellierung und Validierung von Simulationsmodellen der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen	5/1/2013	61400-27-1
				61400-27-2
	TR8 Rev. 6	Zertifizierung der Elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz	5/1/2013	-
FA Windpotenzial	*TR6 Rev. 8*	Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen	5/19/2011	-
FA Instandhaltung	*TR7 Rubrik A Rev. 1*	Betrieb und Instandhaltung von Kraftwerken für Erneuerbare Energien	10/15/2010	61400-26-1
	TR7 Rubrik B3 Rev. 0	Fachspezifische Anwendungserläuterung zur Überwachung und Überprüfung von Gründung und Tragstrukturen bei Windenergieanlagen	1/1/2014	-
	TR7 Rubrik D2 Rev. 1	Zustands-Ereignis-Ursache-Schlüssel für Erzeugungseinheiten (ZEUS)	10/1/2013	-
	TR2 Rubrik D3 Rev. 0	Globales Service Protokoll	1/1/2014	61400-25-Reihe
FA Elektromagnetische Verträglichkeit	*TR9 Entwurf Rev. 0*	Prüfvorschrift für Nachweise gem. Cispr 11 und IEC 61000-4	2. Quartal 2014	IEC Cispr 11

FA Lärm

Technische Richtlinie: TR1 Rev. 18

Bestimmung der Schallemissionswerte

Veröffentlichung: 01.02.2008
IEC-Spiegelgremien: 61400-11

Inhalte: Die TR1 beschreibt das Verfahren für die schalltechnische Vermessung von Windenergieanlagen (WEA). Sie umfasst die Mess- bzw. Auswertungsmethoden zur Ermittlung des immissionsrelevanten Schallleistungspegels sowie Analyseverfahren zur Bestimmung der Ton- und Impulshaltigkeit des abgestrahlten Geräusches.
Neuigkeiten der aktuellen Revisionen, weiteres Vorgehen: Anpassungsbedarf sobald Messungen nach 61400-11 Edition 3 von den Behörden verbindlich gefordert werden. Ringversuche sollen in diesem oder im kommenden Jahr durchgeführt werden.

FA Leistungskurve

Technische Richtlinie: TR2 Rev. 16

Bestimmung von Leistungskurve und standardisierten Energieerträgen

Veröffentlichung: 28.01.2010
IEC-Spiegelgremien: 61400-12-1, 61400-12-2, 61400-12-3

Inhalte: Die TR2 beschreibt das Messverfahren zur Bestimmung der Leistungskurve von WEA. Die Durchführung und Auswertung der Messungen erfolgen grundsätzlich gemäß IEC 61400-12-1. Zusätzliche Festlegungen über diese Normen hinaus werden mit dem Ziel vorgegeben, die Messunsicherheit zu minimieren sowie die Reproduzierbarkeit der Messergebnisse zu erhöhen.
Die Leistungskurve ist die bestimmende Anlagenkenngröße für die Berechnung des Jahresenergieertrages, der nicht selten die Grundlage für Kaufentscheidungen und Finanzierungszusagen darstellt. Hieraus ergibt sich die besondere Notwendigkeit zur genauen und verlässlichen Vermessung. An der Erarbeitung der Richtlinie haben im Rahmen der zuständigen Arbeitsgruppe insbesondere Messinstitute, Hersteller von Windenergieanlagen sowie weitere Ingenieurbüros mitgewirkt.
Neuigkeiten der aktuellen Revisionen, weiteres Vorgehen:
Es ist keine neue Revision in diesem Jahr geplant.

Technische Richtlinie: TR5 Rev. 5

Bestimmung und Anwendung des Referenzertrages

Veröffentlichung: 30.01.2013
IEC-Spiegelgremien: 61400-12-1, 61400-12-2, 61400-12-3

Inhalte: Die TR5 beschreibt die Anwendungsregeln der Leistungskurve, welche für die Berechnung des Referenzertrages gemäß EEG genutzt werden soll. In der TR5 werden die Berechnung des verlängerten Zeitraums der erhöhten Anfangsvergütung und die Umsetzung des Referenzertragsverfahrens auf Grundlage des EEG definiert.

Neuigkeiten der aktuellen Revisionen, weiteres Vorgehen: Die im Januar 2013 verabschiedete Revision beinhaltet ein Verfahren für WEA, für die nach Erreichen des Stichtags (5 Jahre nach Inbetriebnahme) kein Referenzertrag auf Basis einer vermessenen Leistungskurve vorliegt und bislang kein Referenzertrag TR5-konform erstellt werden konnte.
Es ist keine neue Revision in diesem Jahr geplant, es sei denn, veränderte politische Vorgaben müssten in der TR5 berücksichtigt werden.

FA Elektrische Eigenschaften

Technische Richtlinie: TR4 Rev. 6

Bestimmung der Elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz

Veröffentlichung: 01.05.2013
IEC-Spiegelgremien: 61400-21

Inhalte: Die TR3 beinhaltet Prüfverfahren und Mindestanforderungen für die Durchführung von elektrischen Messungen und Tests von EZE und EZA, die ihren Netzanschlusspunkt am Netz der allgemeinen Versorgung in Mittel-, Hoch und Höchstspannungsebene haben.
Für die Bereiche Netzverträglichkeit, Regelfähigkeit am Netz und Spannungseinbruch werden Regeln zur Messung, Tests und Vorgaben für Kenngrößen festgelegt.
Die TR3 stellt die Messergebnisse und Kenngrößen für zwei weitere Technische Richtlinien „Modellierung, Validierung und Simulation“ (TR4) sowie die Zertifizierung von EZE und EZA (TR8) bereit.

Neuigkeiten der aktuellen Revisionen, weiteres Vorgehen:
Die Rev. 23 beinhaltet folgende Änderungen bzw. Ergänzungen gegenüber Rev. 22:

- Leistungsbegrenzter Betrieb durch Netzbetreiber
- 10%-Stufe wird statt 15%-Stufe verwendet

Verhalten bei Störungen im Netz:

- Neu: definierte Blindleistung (untererregt und übererregt) vor dem Spannungseinbruch für zwei Tests
- Neuer Anhang D
- Neu: Testverfahren für Verbrennungskraftmaschinen in Anhang H
- Grundlegende Überarbeitung von Testverfahren für EZA-Regler
- Einführung eines gesondert erhältlichen Musterberichtes
- Minimalanforderugen an einen vollständigen Prüfbericht und Beispiel für einen vollständigen Prüfbericht mit vorgegebenen Abbildungen und Tabellen

Technische Richtlinie: TR3 Rev. 23

Anforderungen an Modellierung und Validierung von Simulationsmodellen der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen

Veröffentlichung: 01.05.2013
IEC-Spiegelgremien: 61400-27-1, 61400-27-2

Inhalte: Die TR4 beschreibt Anforderungen an Modellierung und Validierung von Simulationsmodellen der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten (EZE) und -anlagen (EZA), die entsprechend der FGW TR 3 „Bestimmung der Elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz“ vermessen wurden und nach der FGW TR8 „Zertifizierung der Elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz“ entsprechend den Netzanschlussregeln nach BDEW-Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ (MSR) einschließlich der letzten Ergänzung und TC 2007 zertifiziert werden sollen.

Neuigkeiten der aktuellen Revisionen, weiteres Vorgehen:
Die Neuigkeiten der Rev. 6:

- Definition Fehlereintritt und Fehlerende sowie transienter/stationärer Bereich
- Begrenzte Erweiterung des Modellumfangs und der dynamischen Sollwerte

Entwurf der TR4 Rev. 7, ggf. auch als Ergänzung zu TR4 Rev. 6:

- Ergebnisse des AK VKM für ein Modellierungsverfahren für Verbrennungskraftmaschinen werden aufgenommen.

Technische Richtlinie: TR8 Rev. 6

Zertifizierung der Elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz

Veröffentlichung: 01.05.2013
IEC-Spiegelgremien: –

Inhalte: Die TR8 wird als gemeinsame Arbeitsgrundlage für die Zertifizierung der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten (EZE) und Erzeugungsanlagen (EZA) angesehen.
Eine einheitliche Durchführungsbestimmung für die Zertifizierungsverfahren soll

eine bessere Anwendung der von den Netzbetreibern herausgegebenen Regelwerke, insbesondere der BDEW-MSR, ermöglichen. Die vorliegende Durchführungsbestimmung für Zertifizierungsverfahren vereinheitlicht zudem ihre Anwendungsbereiche: die Ermittlung von Messergebnissen, die Validierung von EZE-Modellen, die Simulation des Anlagenverhaltens sowie deren formale Behandlung. Des Weiteren soll die Richtlinie eine gemeinsame Grundlage für die in der Verordnung zu Systemdienstleistungen durch WEA (Systemdienstleistungsverordnung – SDLWindV) geforderten Nachweise an die elektrischen Eigenschaften für den Anschluss von Windenergieanlagen am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz bieten.

Neuigkeiten der aktuellen Revisionen, weiteres Vorgehen:
Wesentliche Änderungen an der GW TR8 Rev. 6:

- Nachweisverfahren: BDEW 4 Ergänzung eingearbeitet für EZE und EZA
- Zertifizierungsverfahren für Verbrennungskraftmaschinen unverbindlich in Anhang H
- Prototypen-Regelung im Anlagenzertifikat
- Position des Stufenstellers von Maschinentransformatoren über „Uc“ bei fehlenden weiteren Vorgaben
- Dauerhafte Begrenzung der maximalen Wirkleistung zugunsten der Blindleistung
- Geltungsdauer eines Zertifikats bei mehreren Bauabschnitten: Anlagenzertifikat max. bis 12 Monate nach IB der ersten neuen EZE in der EZA gültig
- Anforderungen an die Genauigkeit der geforderten Blindleistungseinstellung am Netzanschlusspunkt
- Einarbeitung eines Zertifizierungsverfahrens der VKM-EZE

TR8 Rev. 7 ist im Entwurfsstadium. Entwickelt werden u. a.:

- Berücksichtigung veränderter Anforderungen aus der E VDE-AR-N 4120 (TAB Hochspannung, Entwurfsfassung)
- Verbindliches Zertifizierungsverfahren für Verbrennungskraftmaschinen
- Anlagenzertifizierung in Mischparks und in Arealnetzen
- Anpassungen der Konformitätserklärung
- Prüfung der unabhängigen Stromversorgung
- Anpassungen der Schutzprüfprotokolle
- Berücksichtigung relevanter Fehlerzustände bei der dynamischen Netzstützung
- Entwicklung eines Zertifizierungsverfahrens für Speicher im Nieder- und Mittelspannungsnetz
- Weiterentwicklung der EZA-Reglerzertifizierung

FA Windpotenzial

Technische Richtlinie: TR6 Rev. 8

Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen

Veröffentlichung: 19.05.2011
IEC-Spiegelgremien: –

Inhalte: Die Richtlinie beschreibt ein Verfahren zur Bestimmung des Windpotenzials und der Energieerträge an WEA-Standorten.
Über die Ermittlung des Windpotenzials und der Energieerträge ist ein Bericht, dessen wesentliche Ergebnisse nach den in dieser Richtlinie angegebenen Verfahren ermittelt werden, anzufertigen.

Neuigkeiten der aktuellen Revisionen, weiteres Vorgehen:
Überarbeitung der TR6 im Entwurf Rev. 9 ist in Arbeit.

- Umstrukturierung der TR6
- Aufnahme erweiterter Anforderungen
- Erweiterung von LiDAR-Messverfahren

FA Instandhaltung

Technische Richtlinie: TR7 Rubrik A Rev. 1

Betrieb und Instandhaltung von Kraftwerken für Erneuerbare Energien

Veröffentlichung: 15.10.2010
IEC-Spiegelgremien: 61400-26-1

Inhalte: Ziel der TR7 ist es, Begriffe zu definieren, notwendige Prozesse und Dokumentationen im Bereich der Instandhaltung von regenerativen Erzeugungseinheiten einschließlich der dazugehörigen Infrastrukturen zu beschreiben sowie standardisierte Kommunikationsschnittstellen zum Austausch von instandhaltungsrelevanten Daten zu schaffen.

Neuigkeiten der aktuellen Revisionen, weiteres Vorgehen:
TR7 Rubrik A Rev. 2 ist in Arbeit, mit einer Veröffentlichung ist aber nicht in 2014 zu rechnen. Eine englische Übersetzung ist in Arbeit.

Technische Richtlinie: TR7 Rubrik B3 Rev. 0

Fachspezifische Anwendungserläuterung zur Überwachung und Überprüfung von Gründung und Tragstrukturen bei Windenergieanlagen

Veröffentlichung: 01.01.2014
IEC-Spiegelgremien: –

Inhalte: Es gilt der Anwendungsbereich der Richtlinie für Onshore-Erzeugungseinheiten Teil 7 Rubrik A. In dieser TR werden im Schwerpunkt die Fundamentbauwerke behandelt. Baugrund und Gründungen sowie Turmtragwerke werden in späteren Revisionen aufgenommen.

Neuigkeiten der aktuellen Revisionen, weiteres Vorgehen:
TR7 Rubrik B3 soll zunächst bei der Gutachtenerstellung zur Anwendung kommen und es sollen Erfahrungen mit dem neuen Verfahren gesammelt werden.

Technische Richtlinie: TR7 Rubrik D2 Rev. 1

Zustands-Ereignis-Ursachen-Schlüssel für Erzeugungseinheiten (ZEUS)

Veröffentlichung: 01.10.2013
IEC-Spiegelgremien: –

Inhalte: Für den Zustands-Ereignis-Ursachen-Schlüssel (ZEUS) werden Regelungen getroffen, um die Vielzahl der Informationen auf ein sinnvolles Maß zu reduzieren, zu strukturieren, zu konkretisieren und um eine Detaillierung für Analysen zu erreichen. Diese Festlegungen werden in dieser Richtlinie gekennzeichnet, da diese nur für die Anwendung von ZEUS gültig sind und nicht den Anspruch einer allgemeingültigen Norm erheben.
Für die direkte Umsetzung der Informationseinheiten zur datenbank-technischen Bearbeitung werden die Begriffsdefinitionen in der jeweiligen Spezifikation beschrieben.

Neuigkeiten der aktuellen Revisionen, weiteres Vorgehen:
Eine englische Übersetzung der Rubrik D2 ist in Arbeit.

Technische Richtlinie: TR2 Rubrik D3 Rev. 0

Globales Service Protokoll

Veröffentlichung: 01.01.2014
IEC-Spiegelgremien: 61400-25-Reihe

Inhalte: Ziel des Globalen Service Protokolls (GSP) ist die Bereitstellung eines einheitlichen elektronischen Daten- und Dokumentenformates, welches die Kommunikation verschiedener, an der Instandhaltung von erneuerbaren Energieanlagen beteiligter Akteure ermöglicht.
Durch die Definition eines einheitlichen Formates und eindeutiger Bezeichner wird die Kompatibilität der Daten der verschiedenen Akteure sichergestellt, was einen Austausch relevanter Instandhaltungsdaten ermöglicht, welche die Grundlage für eine vollständige Dokumentation (Lebenslaufakte) aller Instandhaltungsmaßnahmen bildet.
Sobald die IT-Systeme der einzelnen Akteure den Austausch von Daten nach dem GSP-Dokumentenformat unterstützen, ist ein Austausch mit allen anderen Unterstützern des GSP ohne weiteren Anpassungsaufwand möglich. Ein aufwendiges Konvertieren von Dateien oder das manuelle Nachpflegen von Instandhaltungsinformationen ist somit nicht mehr erforderlich.
Bei der Definition der Protokollinhalte baut das GSP auf der FGW-Richtlinie TR7 Rubrik A sowie weiteren Normen und Richtlinien auf. Zusätzlich zu den vordefinierten Protokollinhalten können die Akteure über vorgesehene benutzerspezifische Datenfelder untereinander weitere Inhalte festlegen und austauschen.

Neuigkeiten der aktuellen Revisionen, weiteres Vorgehen:
Eine englische Übersetzung der Rubrik D2 ist in Arbeit.

FA Elektromagnetische Verträglichkeit

Technische Richtlinie: TR9 Entwurf Rev. 0

Prüfvorschrift für Nachweise gem. Cispr 11 und IEC 61000-4

Veröffentlichung: 2. Quartal 2014
IEC-Spiegelgremien: IEC Cispr 11

Inhalte: Interpretation und Spezifizierung der [IEC/CISPR 11] sowie der EN 55011 zur Bestimmung von hochfrequenten Emissionen elektromagnetischer Felder von regenerativen Energieerzeugungseinheiten (EZE).

Neuigkeiten der aktuellen Revisionen, weiteres Vorgehen:
Die TR9 wird nur zusammen mit IEC/Cispr 11 anwendbar sein und soll im ersten Schritt durch eindeutige und allgemein anerkannte Messvorschriften für EZE die Konformitätsunsicherheit reduzieren.
Der „schlimmste Betriebszustand" einer EZE wird durch Vermessung, Simulation, Berechnung ermittelt, um die Bewertung und somit die Betriebssicherheit der EZE so rechtssicher wie möglich zu machen.
Der FA-EMV beabsichtigt eine weit angelegte Untersuchung über die Serienstreuungen bezüglich der EMV-Emissionen an verschiedenen EZE. Dadurch soll eine Typenfreigabe, die lt. IEC/CISPR 11 für „Messungen am Aufstell- und Betriebsort" derzeit ausdrücklich nicht möglich ist, ermöglicht werden.

Foto: Jens Meier/laif

Die Windenergie-anlage als elektrische Betriebsstätte

Ab Anfang der Neunzigerjahre wurden moderne Windenergieanlagen gebaut, die neben einem hohen Anteil maschinenbaulicher auch immer mehr elektronische und elektromechanische Komponenten aufwiesen.
In den vergangenen zwei Jahrzehnten wurden diese Komponenten – zuvorderst im Bereich der Steuerungs- und Regelungstechnik sowie der Leistungselektronik – stetig weiterentwickelt.

Ein entscheidendes Kriterium für die bis heute andauernde rasante Anlagenentwicklung waren die Anforderungen aus dem öffentlichen Netzbetrieb. Dabei sind für die Konstruktion und die Herstellung von Windenergieanlagen im Grundsatz je nach Spannungsebene unter oder über 1000 V die Errichtungsnormen VDE 0100 und VDE 0101 maßgeblich.

Wichtige Aspekte einer elektrischen Betriebsstätte

Die Aufgaben der Betriebsführung erweitern sich stetig durch den zunehmenden Fokus auf die elektrischen Anlagen und Komponenten während des Betriebs. Windenergieanlagen gelten als abgeschlossene elektrische Betriebsstätten, im Umgang mit diesen stehen zwei Aspekte im Vordergrund:

- ein sicherer Betrieb der elektrischen Anlagen und das Anwenden und Vorhalten von Sicherheitsmaßnahmen und Vorkehrungen bei Bedienvorgängen und Arbeiten zur Sicherheit von Menschen,
- ein ordnungsgemäßer Zustand der elektrischen Anlage und Erhaltung dieses Zustandes im Rahmen der ursprünglich angewandten Errichtungsnormen.

Diese beiden Punkte stehen in enger Verbindung zueinander. Denn ist ein ordnungsgemäßer Betrieb gewährleistet, so ist auch viel für einen sicheren Betrieb getan. Allgemein ist in Deutschland für den Betrieb von Anlagen die Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) zu beachten. Hiernach muss der Arbeitgeber für seine Mitarbeiter zwingend das Arbeitsschutzgesetz (ArbSchG) anwenden. Dabei sind für Arbeitseinsätze jeweils Gefährdungsbeurteilungen und deren Dokumentation nach § 5 und § 6 des ArbSchG erforderlich. Die Vorschriften der zugehörigen Berufsgenossenschaft BGFE können diese Regelungen ergänzen. Insbesondere sind hier die Unfallverhütungsvorschriften:

- BGV A1 „Grundsätze der Prävention“ und
- BGV A3 „Elektrische Anlagen und Betriebsmittel“ zu nennen.

Wenig bekannt ist, dass die BGV A3 auch für nicht elektrotechnische Arbeiten in der Nähe elektrischer Anlagen und Betriebsmittel gilt. Eine abgeschlossene elektrische Betriebsstätte ist gemäß DIN VDE 0105-100:2009-10:

„(…) ein Raum oder ein Ort, der ausschließlich zum Betrieb elektrischer Anlagen dient und unter Verschluss gehalten wird. Zutritt haben Elektrofachkräfte und elektrotechnisch unterwiesene Personen, Laien jedoch nur in Begleitung von Elektrofachkräften oder elektrotechnisch unterwiesenen Personen.“

Sämtliche Komponenten einer Windenergieanlage sind – anders als beispielsweise ein Fön – nicht für die Bedienung durch Laien konstruiert und errichtet, dies ist nur den Fachkräften erlaubt.

Personal für den Betrieb von bzw. bei Arbeitseinsätzen an elektrischen Anlagen

Gutachterarbeiten. Foto: Jens Meier/laif

Welche Personen mit welcher Qualifikation unter den nationalen Bestimmungen der einschlägigen Normen und Richtlinien während des Betriebs in einer abgeschlossenen elektrischen Betriebsstätte handeln dürfen, ist übersichtlich in den Normen DIN EN 50110-1 und -2, in der VDE0105-100 sowie der FGW-Richtlinie TR 7 „Instandhaltung von Kraftwerken für Erneuerbare Energien“ beschrieben.

Nachstehend werden die wichtigsten Personen/Institutionen erläutert:

a) Anlagenbetreiber: *„(…) die Person mit der Gesamtverantwortung für den sicheren Betrieb der elektrischen Anlage, die Regeln und Randbedingungen der Organisation vorgibt.“*

Der Anlagenbetreiber kann eine natürliche oder juristische Person sein. Er ist immer für den ordnungsgemäßen Betrieb verantwortlich. Seine Aufgaben kann er ganz oder teilweise übertragen auf eine weitere Person, z. B. den Betriebsführer. Sollte ein Arbeitseinsatz oder ein außerordentlicher Bedienvorgang außerhalb eines ordnungsgemäßen Betriebs erforderlich werden, so hat der Anlagenbetreiber auch die Anlagenverantwortung zu tragen. Dies erfordert einen Qualifikationsumfang, der im Regelfall beim Anlagenbetreiber von EE-Kraftwerken kaum vorhanden ist. Auch diese Aufgabe kann auf eine weitere Person wie den Betriebsführer übertragen werden.

b) Anlagenverantwortlicher: *„(…) eine Person, die beauftragt ist, während der Durchführung von Arbeiten die unmittelbare Verantwortung für den sicheren Betrieb der elektrischen Anlagen zu tragen.“*

Ein solches Verantwortungsmaß kann nur von einer natürlichen Person getragen werden – so sieht es auch der Gesetzgeber vor. Die Verantwortung kann zeitlich und örtlich, d. h. auf Teile der elektrischen Anlage, begrenzt werden. Der Anlagenbetreiber

Eine der wenigen Frauen, die als Servicetechnikerin von Windenergieanlagen arbeiten. Foto: Roland Horn

hat im Rahmen seiner unternehmerischen Führungsverantwortung Sorge zu tragen, dass die Anlagenverantwortung klar definiert und ggfs. übertragen wird. Bei Übertragung z. B. auf einen Betriebsführer hat dieser entsprechende natürliche Personen zu nennen. Um dieser Aufgabe gerecht zu werden, ist eine weitreichende Qualifikation notwendig:

- Fachliche Kenntnisse und Erfahrungen,
- Kenntnisse der einschlägigen Vorschriften und Normen,
- Kenntnisse betriebsinterner Vorschriften und Regelungen,
- Kenntnisse über den Betriebszustand der elektrischen Anlage,
- Fähigkeit, die Auswirkungen vorgesehener Arbeiten auf den sicheren Betrieb dieser Anlage zu beurteilen,
- Fähigkeit zum Erkennen der besonderen Gefahren, die bei Arbeiten an oder in der Nähe dieser elektrischen Anlage vorhanden sind.

Der Anlagenverantwortliche kann Schalthandlungen durchführen, Betriebszustände ändern, Sicherheitsmaßnahmen festlegen, Arbeitsverantwortliche weiterer Unternehmen anweisen, Abläufe überwachen und mehrere Auftragnehmer koordinieren. Der Anlagenverantwortliche ist i. d. R. eine verantwortliche Elektrofachkraft.

c) Arbeitsverantwortlicher: *„(…) eine Person, die beauftragt ist, die unmittelbare Verantwortung für die Durchführung der Arbeit an der Arbeitsstelle zu tragen."*

Der Arbeitsverantwortliche ist ebenfalls eine natürliche Person und im Regelfall der verantwortliche Monteur eines Einsatzteams (z. B. von einem Hersteller oder Serviceunternehmen) für einen geplanten Arbeitsvorgang. Er ist gegenüber dem Anlagenverantwortlichen weisungsgebunden.

d) Elektrofachkraft: *„(…) eine Person mit geeigneter fachlicher Ausbildung, Kenntnissen und Erfahrung, so dass sie Gefahren erkennen und vermeiden kann, die von der Elektrizität ausgehen können."*

Hier sind die Aspekte Ausbildung, Kenntnisse und Erfahrung relevant. Eine Ausbildung zum Radio- und Fernsehtechniker erlaubt keine Verantwortungsübernahme z. B. für Anlagen nach VDE 0101. Die Kenntnisse sollten sich auf die zu bearbeitenden Anlagen beziehen. Praktische Erfahrungen z. B. durch bereits durchgeführte Schalthandlungen sind ebenfalls von Vorteil, theoretisches Wissen allein ist nicht ausreichend. Weitergehende Ausführungen zur fachlichen Qualifikation einer Elektrofachkraft sind insbesondere in der BGV A3 enthalten.

e) Elektrotechnisch unterwiesene Person (EUP): *„(…) eine Person, die durch eine Elektrofachkraft ausreichend unterwiesen wurde, so dass sie Gefahren vermeiden kann, die*

Servicearbeiten am Kühler einer Anlage im Windpark Nauen. Foto: Jan Oelker

von der Elektrizität ausgehen können."

Diese natürlichen Personen wissen um die Gefahren und haben die wesentlichen Unfallverhütungsvorschriften zu beachten. Einfache Bedienvorgänge sind möglich. Häufig sind so die Mühlenwarte der Betriebsführer geschult.

f) Laie: *„(…) eine Person, die weder Elektrofachkraft noch elektrotechnisch unterwiesene Person ist."*

Laien dürfen abgeschlossene elektrische Betriebsstätten nur in Begleitung von einer der beiden vorgenannten Personen betreten und keinerlei Handlung vornehmen („Hände in die Taschen").

Alle genannten Personen haben sich im Rahmen ihres Verantwortungsbereichs immer über den ordnungsgemäßen Zustand der elektrischen Anlage zu informieren. Dieser Zustand wird während der Betriebslaufzeit unter den Prämissen der Verordnung BGV A3 „Elektrische Anlagen und Betriebsmittel" regelmäßig überprüft.

Die BGV A3: Anwendung auf Windenergieanlagen

Eine BGV A3-Prüfung einer Windenergieanlage ist vor der ersten Inbetriebnahme erstmalig durchzuführen. Sie bestätigt die Konformität der Errichtung auf Basis der bei Konstruktion und Herstellung angewandten Errichtungsnormen. Sie ist nicht erforderlich, wenn dem zukünftigen Anlagenbetreiber vom Hersteller oder Errichter bestätigt wird, dass die elektrischen Anlagen den BGV A3-Bestimmungen genügen.

Danach soll diese Prüfung im Regelfall durch Elektrofachkräfte für elektrische Anlagen und ortsfeste Betriebsmittel alle vier Jahre wiederholt werden. Werden im Ausnahmefall ortsfeste Anlagen und Betriebsmittel ständig von Elektrofachkräften überwacht, so kann auf die vierjährige Prüfung verzichtet werden. Die Überwachung ist allerdings zu dokumentieren. Diese Ausnahmeregelung begründet sich dadurch, dass EVUs in der Vergangenheit mittels ihres Fachpersonals eine ständige Überwachung gewährleisten konnten. Bei EE-Kraftwerken ist dies jedoch selten der Fall. Eine BGV A3-Prüfung sollte grundsätzlich bei einem hierfür geeigneten Fachunternehmen beauftragt werden. ■

Fazit

Die Anforderungen an die Betriebsführer in Deutschland im Rahmen eines ordnungsgemäßen Betriebs der Windenergieanlagen nehmen beständig zu. Vermehrte Arbeitseinsätze an älteren Anlagen, mehr Gutachtereinsätze, neue Servicefirmen, technische Innovationen und sich verändernde gesetzliche Bestimmungen sind die Herausforderungen für Gegenwart und Zukunft.

Autor

Uwe Herzig, Jahrgang 1960, Energietechnikstudium in Hannover, anschließend ab 1990 Mitarbeiter im DEWI, Abteilung Testfeld. Seit 1993 selbstständig tätig im Ingenieurbüro ibE Herzig & Partner im Bereich aller notwendigen Planungsgutachten für Windkraftprojekte. Seit Ende der Neunzigerjahre sind die Gesellschaften ibE Betriebsgesellschaft zur Abwicklung von Turn-Key-Projekten und ibE Verwaltungsgesellschaft zur Verwaltung von Betreibergesellschaften entstanden. Die energietechnischen täglichen Frage- und Problemstellungen vor Ort sind ein Arbeitsschwerpunkt neben der Geschäftsführungstätigkeit im technischen Bereich von Herrn Herzig. Zudem Mitarbeit in Fachgremien der FGW sowie im Betriebsführerbeirat des Bundesverbandes WindEnergie

Gutachterarbeiten im Windpark Esterwegen, Emsland. Foto: Jens Meier/laif

Grundsätze zur Wiederkehrenden Prüfung

Durch wen und wie wird die Betriebssicherheit der Windenergieanlagen überprüft, welche Regelungen gelten für ihren Betrieb und wie sicher sind eigentlich Windenergieanlagen? Antworten auf diese Fragen möchte der folgende Artikel geben.

Rund 24.200 Windenergieanlagen sind derzeit in Deutschland installiert[1]. Dabei reicht die Bandbreite von „kleinen“ Anlagen mit vergleichsweise geringen Abmessungen bis hin zu richtigen Kraftwerken mit aktuell bis zu 7,5 MW Leistung sowie Rotordurchmessern und Nabenhöhen deutlich jenseits der 100 Meter. Tendenz steigend. Maschinenhausgewichte von mehreren hundert Tonnen sind da keine Seltenheit. Selbst ein einzelnes Rotorblatt bringt heute schon rund 20 Tonnen oder mehr auf die Waage. Der Transport ist bei Rotorblattlängen von über 60 Metern eine logistische Herausforderung, so dass Rotorblätter dieser Länge mittlerweile schon geteilt ausgeführt sein können.

Maschinengondeln haben heute Dimensionen von Einfamilienhäusern erreicht, auch wenn aktuelle Anlagen für den außenstehenden Betrachter durch die geschickt gewählte Kombination von Rotordurchmesser und Nabenhöhe meist ein stimmiges Erscheinungsbild ergeben. Aus der Nähe betrachtet merkt jedoch auch der Laie schnell, von welchen Größenordnungen bei einer modernen Windenergieanlage die Rede ist.

Notwendigkeit von technischen Prüfungen an Windenergieanlagen

- Sachverständige beurteilen viele technische Sachverhalte rund um Windenergieanlagen. Das beginnt oftmals bereits vor dem Bau bei der Vertragsprüfung. Während

Lange Fracht: Rund 58 Meter misst dieses Rotorblatt. Foto: Nordex

der Bauphase kann eine Werksabnahme oder Baubegleitung sinnvoll sein. Der Sachverständige überwacht Maschine, Rotorblatt und das gesamte Bauwerk während der Fertigung und/oder Montage. So lassen sich mögliche Ausführungsmängel auf ein Minimum reduzieren.

- Bevor ein Betreiber seine neue Anlage vom Hersteller übernimmt, muss er sicher sein, dass alle Auflagen aus der Baugenehmigung erfüllt sind. Ebenso wichtig ist, dass der Hersteller vertragskonform geliefert hat. Diese Punkte lassen sich noch vor der Abnahme und damit vor dem Gefahrenübergang zur Inbetriebnahme überprüfen.
- Möglicherweise entstehen bereits in den ersten Betriebsjahren einer Windenergieanlage Schäden an zentralen Bauteilen. In der Garantie- und Gewährleistungszeit haftet hierfür zumeist der Hersteller. Ein Betreiber ist also gut beraten, die Anlage rechtzeitig vor Ablauf von Garantie und Gewährleistungszeit überprüfen zu lassen und im Falle des Falles den Hersteller zur Instandsetzung aufzufordern.
- Versicherungen und Banken verlangen während der Betriebszeit zustandsorientierte Prüfungen, um die Versicherbarkeit und Finanzierbarkeit der Anlage auf Dauer zu gewährleisten. Diese Prüfungen sind die Grundlage für eine langfristige Sicherheit der Investition.

Diese nicht abschließende Aufzählung enthält mehr oder weniger freiwillige Prüfungen, die dennoch häufig von Sachverständigen durchgeführt werden. Was aber ist Pflicht, was ist Kür? So mancher Betreiber fragt sich: „Wozu brauche ich überhaupt eine Prüfung durch einen Sachverständigen? Die Anlage wird doch regelmäßig gewartet und ist damit doch gut überwacht." Die Antwort ist einfach: So wie ein Auto in der Regel alle zwei Jahre zur Hauptuntersuchung muss, muss auch eine Windenergieanlage sich wiederkehrenden Überprüfungen eines Sachverständigen unterziehen.

A.) Die „Wiederkehrende Prüfung" in der Theorie

Industrielle Windenergieanlagen unterliegen in Deutschland dem Baurecht und sind daher genehmigungspflichtig. Erteilt werden Genehmigungen in der Regel von den unteren Bauaufsichtsbehörden der jeweiligen Bundesländer bzw. Landkreise. Da im Rahmen des Genehmigungsverfahrens verschiedene Interessen berücksichtigt sowie Vor- und Nachteile eines solchen Bauvorhabens abgewogen werden müssen (z. B. Interessen des Antragsstellers, der Anwohner, der Naturschutzverbände, der Luftfahrtbehörden, der Wehrbereichsverwaltung etc.), enthalten Genehmigungsbescheide heute eine Reihe von sogenannten Nebenbestimmungen oder Auflagen, die mit der Errichtung oder dem Betrieb verbunden sind. An diese Auflagen ist der Genehmigungsempfänger – also in der Regel der spätere Betreiber – gebunden. Eine wesentliche Auflage ist dabei die Pflicht zu einer regelmäßigen Überprüfung durch Sachverständige.

Allerdings ist diese Auflage nicht immer explizit in einem Genehmigungsbescheid genannt. Zur Erklärung: Im Regelfall liegt der Genehmigung einer Windenergieanlage eine sogenannte Typenprüfung (inkl. gutachtliche Stellungnahme zur Maschine) zugrunde. Bei dieser handelt es sich um eine Art Bauartzulassung eines Anlagentyps, die durch eine anerkannte Zertifizierungsstelle erstellt bzw. geprüft wurde. Sinn und Zweck einer Typenprüfung ist u. a. die Vereinfachung des Genehmigungsverfahrens. Denn ohne Typenprüfung müsste eine Genehmigungsbehörde in jedem Einzelfall die Standsicherheit eines Bauvorhabens prüfen.

Betrachtet man nun die Typenprüfungen verschiedener Anlagentypen im Detail, so finden sich fast immer eine oder mehrere entsprechende Auflagen der Zertifizierungsstellen, die eine regelmäßige Prüfung durch einen Sachverständigen vorschreiben. Somit ergibt sich auch ohne entsprechende Auflagen in Genehmigungsbescheiden über die Typenprüfung indirekt die Pflicht zu einer regelmäßigen Wiederkehrenden Prüfung.

„Richtlinie für Windenergieanlagen“

Worum geht es bei der Wiederkehrenden Prüfung? Woher stammen die Randbedingungen und Inhalte der Prüfung? Wichtig ist hier insbesondere die „Richtlinie für Windenergieanlagen“ des Deutschen Instituts für Bautechnik (DIBt). Das Aufgabengebiet des DIBt umfasst generell die Sicherstellung der einheitlichen Erfüllung bautechnischer Aufgaben auf dem Gebiet des öffentlichen Rechts. Seine „Richtlinie für Windenergieanlagen“ gilt für die Nachweise der Standsicherheit des Turmes und der Gründung von Windenergieanlagen, zudem enthält sie Regeln für die Wiederkehrende Prüfung. Die Richtlinie ist eine in den Bundesländern eingeführte technische Baubestimmung, die von den Beteiligten zwingend zu beachten ist[2].

B.) Die „Wiederkehrende Prüfung“ in der Praxis

Unter Punkt 15.1 der aktuellen Fassung der „Richtlinie für Windenergieanlagen“ vom Oktober 2012 heißt es zur „Wiederkehrenden Prüfung“:

„Wiederkehrende Prüfungen sind in regelmäßigen Intervallen durch Sachverständige an Maschine und Rotorblättern sowie an der Tragstruktur […] durchzuführen. Die Prüfintervalle hierfür ergeben sich aus den gutachterlichen Stellungnahmen zur Maschine. [...] Sie betragen höchstens 2 Jahre, dürfen jedoch auf vier Jahre verlängert werden, wenn […] eine laufende (mindestens jährliche) Überwachung und Wartung der Windenergieanlage durchgeführt wird.“ [3]

Ziel ist also die unabhängige Beurteilung der Stand- und Betriebssicherheit der Ge-

samtanlage. Die Richtlinie enthält ferner Vorgaben zum Prüfumfang, zu den erforderlichen Unterlagen, zu den Maßnahmen und zur Dokumentation.

Umfang der Wiederkehrenden Prüfung
Unter Punkt 15.2 der „Richtlinie für Windenergieanlagen“ heißt es:

„Die Maschine […] ist im Hinblick auf einen mängelfreien Zustand zu untersuchen. […] Für den Turm und das Fundament ist mindestens eine Sichtprüfung durchzuführen […]. Es ist zu prüfen, ob die Turmkonstruktion im Hinblick auf die Standsicherheit Schäden […] oder unzulässige Veränderungen gegenüber der genehmigten Ausführung […] aufweist. Bei planmäßig vorgespannten Schrauben ist mindestens eine Sicht- und Lockerheitskontrolle durchzuführen.“ [3]

Videoendoskopie am Getriebe. Foto: Jens Meier/laif

CHECKLISTE:

Erforderliche Unterlagen zur Wiederkehrenden Prüfung

Vom Sachverständigen einzusehende und somit vom Betreiber vorzulegende Dokumentationen sind in der Regel ein/eine

- ✓ Wartungspflichtenbuch,
- ✓ Bedienungsanleitung,
- ✓ Inbetriebnahmeprotokoll,
- ✓ Genehmigungsbescheid,
- ✓ gutachterliche Stellungnahme/Typenprüfung sowie
- ✓ Berichte früherer Wiederkehrender Prüfungen.

Damit ist der Rahmen der erforderlichen Unterlagen und Prüftätigkeiten für den Sachverständigen zumindest allgemein gesteckt. Allerdings ist zu beachten, dass der angegebene Prüfumfang Interpretationsspielräume zulässt – wenn hier beispielsweise von der Untersuchung der Maschine auf einen mängelfreien Zustand hin die Rede ist. Was aber heißt das im Detail? Antworten auf diese und weitere Fragen liefern die „Grundsätze zur Wiederkehrenden Prüfung von Windenergieanlagen" des Sachverständigenbeirats des BWE.

Der Sachverständigenbeirat des BWE

Im Sachverständigenbeirat des BWE werden Richtlinien und Verfahrensanweisungen für technische Überprüfungen von Windenergieanlagen diskutiert und entwickelt. Dabei geht es u. a. um Wiederkehrende Prüfungen, Garantie- und Gewährleistungsabnahmen, Inbetriebnahmen oder die Ausgangskontrolle beim Hersteller. Die rund 30 Mitglieder

Die „Grundsätze zur Wiederkehrenden Prüfung"…

… des Sachverständigenbeirats des BWE konkretisieren die „Richtlinie für Windenergieanlagen" des DIBt, machen sie im Anlagenbetrieb anwendbar und berücksichtigen Erfahrungswerte aus der langjährigen Berufspraxis der Sachverständigen.

BWE
Bundesverband WindEnergie

Grundsätze für die „Wiederkehrende Prüfung von Windenergieanlagen"

Verabschiedet durch den technischen Sachverständigenbeirat des BWE 2012

Wesentliche Inhalte:

- Ziel und Zweck der „Wiederkehrenden Prüfung"
- Anforderungen an den Sachverständigen
- Bewertungsgrundlagen
- Erforderliche Unterlagen für die Prüfung
- Prüfumfang
- Prüfbericht
- Maßnahmen
- Prüfergebnis und Prüfbescheinigung

Abb. 1.: Grundsätze für die Wiederkehrende Prüfung von WEA

im Beirat verpflichten sich, spezielle „Berufsregeln für Sachverständige von Windenergieanlagen“ anzuerkennen, um einen qualitativ hohen Standard ihrer Tätigkeit zu gewährleisten[4]. Der Sachverständigenbeirat ist eine Interessenvertretung der im BWE organisierten Sachverständigen, die dem Erfahrungsaustausch und der Weiterbildung der Sachverständigen dient. Zudem entwickelt er Arbeitspapiere und Richtlinien, die einerseits dem Sachverständigen helfen sollen, seine Arbeit sach- und fachgerecht zu erledigen, und andererseits Betreibern und Betriebsführern technische Leitfäden zu notwendigen Prüfungen und deren Inhalten an die Hand geben. Zu nennen sind hier nicht zuletzt die „Grundsätze zur Wiederkehrenden Prüfung von Windenergieanlagen“.

Gutachterarbeiten im Windpark Esterwegen, Emsland. Foto: Jens Meier/laif

Grundsätzlich gilt, dass die Wiederkehrende Prüfung durch den Betreiber der WEA fristgerecht zu veranlassen ist. Die Wiederkehrende Prüfung erfasst dabei den momentanen technischen Zustand der Anlage in Bezug auf die vorgegebenen Prüfumfänge. Sie behandelt und dokumentiert aber nicht zwingend alle eventuell vorhandenen Auffälligkeiten. Beispielsweise werden Verzahnungs- oder Lagerschäden in Hauptgetrieben oder ein zu niedriger Ölstand im Regelfall keinen Einfluss auf die Stand- oder Betriebssicherheit haben, wenngleich sie für den Betreiber relevante Sachverhalte darstellen.

An den Sachverständigen werden in den Grundsätzen hohe Anforderungen gestellt: So muss er im Regelfall ein abgeschlossenes Studium oder einen Meistertitel haben sowie eine mindestens 5 Jahre praktische Tätigkeit auf dem Gebiet der Windenergie-Anlagentechnik oder eine zielgerichtete Ausbildung zum Sachverständigen nachweisen. Ebenso darf der Sachverständige in keinem Abhängigkeitsverhältnis stehen, das seine Tätigkeit beeinflussen könnte (z. B. Angestelltenverhältnis zu Hersteller, Betriebsführer, Betreiber, Instandhaltungsunternehmen).

Die dem Sachverständigen vorzulegenden Unterlagen werden aufgelistet und die Bewertungsgrundlagen werden genannt. Hinsichtlich des Prüfumfangs wird verdeutlicht, dass die Überprüfung der Anlage durch eine Sicht- und Funktionsprüfung erfolgt (wobei eine Sichtprüfung aus „unmittelbarer Nähe“ gemeint ist) und die Maschine inkl. der Rotorblätter im Hinblick auf standsicherheitsrelevante Auffälligkeiten zu untersuchen ist. Weiterhin wird eine allgemeingültige, doch gleichfalls detaillierte Prüfliste vorgestellt.

Exkurs zu den Prüfmethoden

1. Sichtprüfung:
Vergleichen des vorgefundenen Zustands mit Soll- oder Erfahrungswerten, beispielsweise bei der Sichtprüfung eines Rotorblattes oder Turmes. Geeignete Hilfsmittel oder Werkzeuge können die Sichtprüfung unterstützen (z. B. Hubsteiger oder Seilzugangstechnik).

Abb. 2: Prüfung Turmaußenseite.

Abb. 3: Prüfung Rotornabe.

Abb. 4: Prüfung Blattinnenraum.

Abb. 5: Sicht- und Lockerheitskontrolle.

2. Funktionsprüfung:
Es wird geprüft, ob ein Steuerbefehl die vorgesehene Aktion ausführt, beispielsweise ein Stopp- oder Not-Stopp-Vorgang.

Abb. 6 und 7: Funktionsprüfung an einer Steuerung.

3. Messungen und zerstörungsfreie Prüfungen:
Wenn die Sichtprüfung alleine nicht ausreicht, können die Durchführung einfacher oder weitergehender Messungen sowie die Anwendung zerstörungsfreier Prüfmethoden erforderlich werden (beispielsweise die Rissbreitenmessung an Betonbauteilen oder die Rissprüfung an Schweißnähten).

Abb. 8: Rissbreitenmessung am Beton.

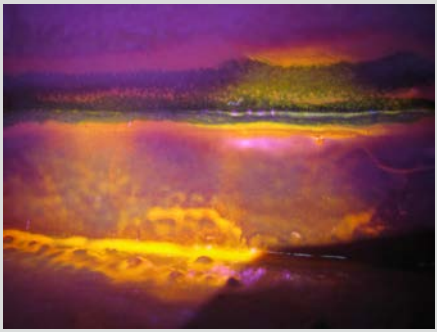
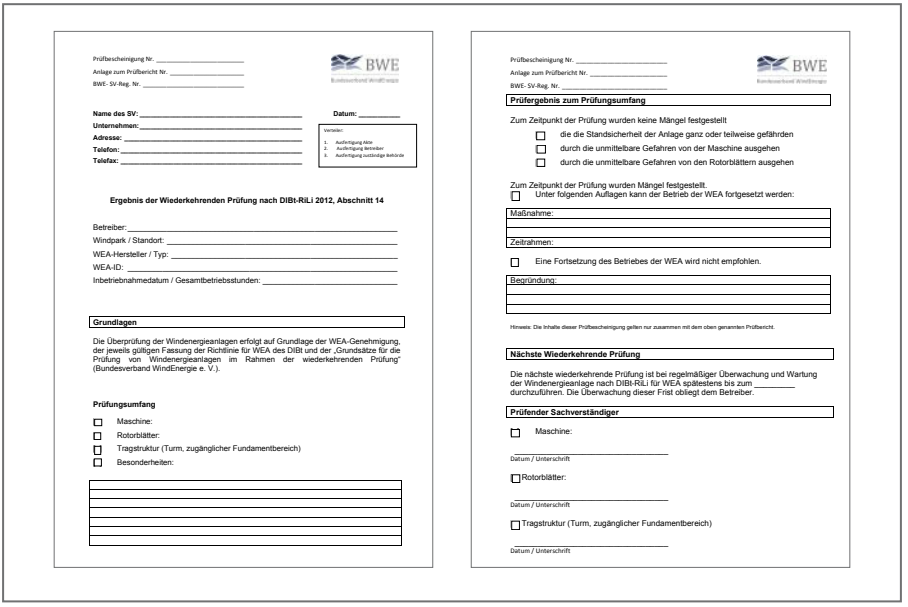


Abb. 9: Rissprüfung an der Schweißnaht mittels Farbeindringverfahren unter UV-Licht.

Prüfergebnis und Prüfbescheid

Das Ergebnis der Wiederkehrenden Prüfung ist durch den Sachverständigen in einem schriftlichen Prüfbericht festzuhalten. An Form und Inhalt des Prüfberichts werden gewisse Anforderungen gestellt. So sollen beispielsweise der durchgeführte Prüfumfang und mögliche Abweichungen hiervon beschrieben sowie Prüfbemerkungen zu festgestellten Auffälligkeiten getätigt werden. Zudem soll der Sachverständige bei festgestellten Mängeln den Zeitrahmen für eine fachgerechte Reparatur festlegen und bei relevanten Auffälligkeiten den Betreiber darüber informieren, dass die WEA unverzüglich außer Betrieb zu setzen ist. Abschließend ist ein zusammenfassendes Prüfergebnis zu schreiben.

Das wesentliche Prüfergebnis sollte hiernach in einem Prüfbescheid dokumentiert werden. Hintergrund ist, dass ein Prüfbericht je nach Anlagenzustand und Anforderungen recht umfangreich sein kann. Die Genehmigungsbehörde, die die Ergebnisse zur Wiederkehrenden Prüfung beim Betreiber anfordert, interessiert jedoch nur das wesentliche Prüfergebnis. Daher hat der Sachverständigenbeirat im Rahmen der letzten Überarbeitung der Grundsätze im Jahr 2012 zusammen mit Behördenvertretern auch einen Prüfbescheid entwickelt, der auf zwei Seiten alle wesentlichen Informationen enthält.



Prüfbescheinigung Nr. _____
Anlage zum Prüfbericht Nr. _____
BWE- SV-Reg. Nr. _____

BWE

Name des SV: _____ **Datum:** _____
Unternehmen: _____
Adresse: _____
Telefon: _____
Telefax: _____

Verteiler:
1. Ausfertigung Akte
2. Ausfertigung Betreiber
3. Ausfertigung zuständige Behörde

Ergebnis der Wiederkehrenden Prüfung nach DIBt-RiLi 2012, Abschnitt 14

Betreiber: _____
Windpark / Standort: _____
WEA-Hersteller / Typ: _____
WEA-ID: _____
Inbetriebnahmedatum / Gesamtbetriebsstunden: _____

Grundlagen

Die Überprüfung der Windenergieanlagen erfolgt auf Grundlage der WEA-Genehmigung, der jeweils gültigen Fassung der Richtlinie für WEA des DIBt und der „Grundsätze für die Prüfung von Windenergieanlagen im Rahmen der wiederkehrenden Prüfung" (Bundesverband WindEnergie e. V.).

Prüfungsumfang

☐ Maschine:
☐ Rotorblätter:
☐ Tragstruktur (Turm, zugänglicher Fundamentbereich)
☐ Besonderheiten:

Prüfbescheinigung Nr. _____
Anlage zum Prüfbericht Nr. _____
BWE- SV-Reg. Nr. _____

BWE

Prüfergebnis zum Prüfungsumfang

Zum Zeitpunkt der Prüfung wurden keine Mängel festgestellt

☐ die die Standsicherheit der Anlage ganz oder teilweise gefährden
☐ durch die unmittelbare Gefahren von der Maschine ausgehen
☐ durch die unmittelbare Gefahren von den Rotorblättern ausgehen

Zum Zeitpunkt der Prüfung wurden Mängel festgestellt.
☐ Unter folgenden Auflagen kann der Betrieb der WEA fortgesetzt werden:

Maßnahme:

Zeitrahmen:

☐ Eine Fortsetzung des Betriebes der WEA wird nicht empfohlen.

Begründung:

Hinweis: Die Inhalte dieser Prüfbescheinigung gelten nur zusammen mit dem oben genannten Prüfbericht.

Nächste Wiederkehrende Prüfung

Die nächste wiederkehrende Prüfung ist bei regelmäßiger Überwachung und Wartung der Windenergieanlage nach DIBt-RiLi für WEA spätestens bis zum _____ durchzuführen. Die Überwachung dieser Frist obliegt dem Betreiber.

Prüfender Sachverständiger

☐ Maschine:
_____
Datum / Unterschrift

☐ Rotorblätter:
_____
Datum / Unterschrift

☐ Tragstruktur (Turm, zugänglicher Fundamentbereich)
_____
Datum / Unterschrift

Abb. 10: Prüfbescheinigung des BWE für die Wiederkehrende Prüfung[4].

Die mögliche Prüfergebnisse sind wie folgt unterteilt:

a.) Zum Zeitpunkt der Prüfung wurden keine Mängel festgestellt,
- die die Standsicherheit der WEA ganz oder teilweise gefährden,
- durch die unmittelbare Gefahren von der Maschine oder den Rotorblättern ausgehen.

b.) Zum Zeitpunkt der Prüfung wurden Mängel festgestellt. Unter folgenden Auflagen kann der Betrieb der WEA fortgesetzt werden:
Angaben zu den Maßnahmen und dem Umsetzungszeitrahmen

c.) Zum Zeitpunkt der Prüfung wurden Mängel festgestellt, eine Fortsetzung des Betriebes der WEA wird nicht empfohlen:
Begründung in Kurzform

Selbstverständlich können die Sachverständigen aber auch auf eigene Prüfbescheidvorlagen zurückgreifen, der Prüfbescheid des BWE dient hier lediglich als Muster.

Häufigkeit von Mängeln bei der Wiederkehrenden Prüfung

Wie häufig kommen relevante Mängel vor und wie sieht es mit der Betriebssicherheit von Windenergieanlagen aus? Fotos von brennenden oder umgestürzten Anlagen sind zwar spektakulär und medienwirksam, sie sind jedoch keinesfalls repräsentativ. Hierbei handelt es sich in der Regel um Einzelfälle, bei denen die Ursache für die Havarie durch Sachverständige ermittelt werden muss. Ursachen für Havarien können beispielsweise Wartungsfehler sein, aber auch Konstruktions- oder Fertigungsfehler oder eine unglückliche Kombination dieser.

Die Praxis zeigt, dass in seltenen Fällen Fehler gehäuft auftreten, die dann einem bestimmten Anlagentyp oder einer Serie zuzuordnen sind.
Hier handeln die Beteiligten (Hersteller und Wartungsunternehmen) zumeist sehr schnell nach Bekanntwerden der Umstände und reagieren mit entsprechenden Gegenmaßnahmen, wie dem vorsorglichen Austausch von einzelnen Bauteilen oder dem Nachrüsten von geeigneten Sicherungsmaßnahmen. Dadurch werden Folgefälle verhindert.

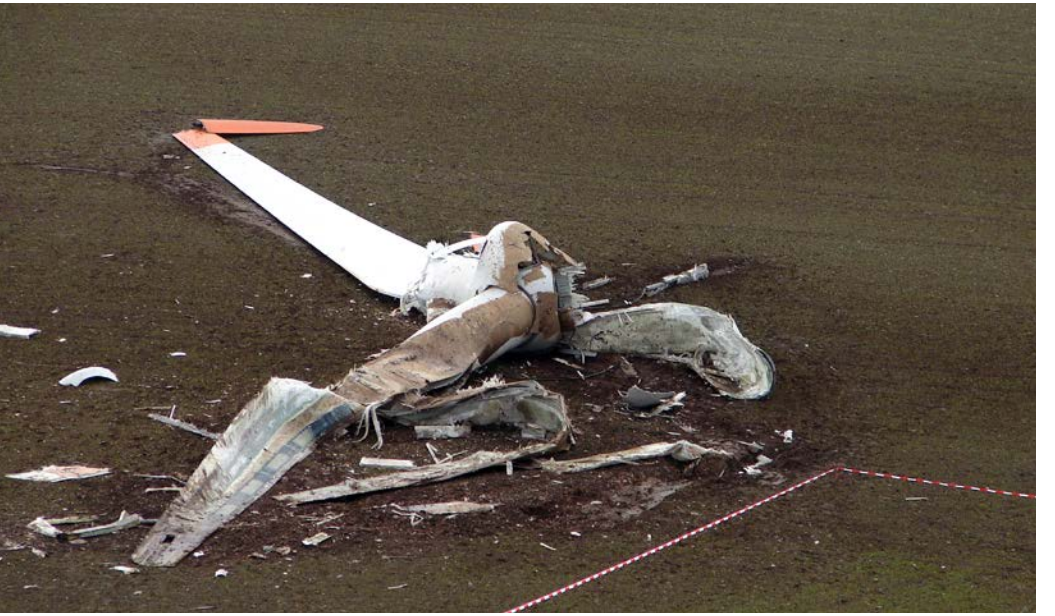


Abb. 11: Absturz eines kompletten Rotors

Nach den Erfahrungen von Sachverständigen ist die überwiegende Zahl der Anlagen in Deutschland betriebssicher. So wiesen bei einer in 2006 durchgeführten, nicht repräsentativen Stichprobe von Wiederkehrenden Prüfungen durch das 8.2 Büro in Aurich (300 Anlagen) über 90 Prozent der damals untersuchten Anlagen keine betriebs- oder sicherheitsrelevanten Mängel auf. Bei 6,5 Prozent der Anlagen aus dieser Stichprobe fanden sich relevante Mängel und bei 1,5 Prozent stellten sich gravierende Mängel heraus.

Eine aktuelle, ebenfalls nicht repräsentative Stichprobe durch den Autor (rund 150 Wiederkehrende Prüfungen, Zeitraum 2012 – 2014) zeigt jedoch ein etwas anderes Bild: Hier waren bei über der Hälfte der Anlagen keine relevanten Auffälligkeiten festzustellen, während sich bei immerhin 40 Prozent relevante Mängel zeigten. Allerdings wies nur 1 von 100 Anlagen gravierende Mängel auf. Der deutliche Anstieg der relevanten Mängel kann zum Teil auf einen abweichenden Datenbestand zurückgeführt werden (Anzahl ausgewählter Anlagen sowie Zusammensetzung der Anlagentypen). Eher jedoch legt dieses Ergebnis in Verbindung mit den gewonnenen Eindrücken aus der Praxis den Schluss nahe, dass tatsächlich eine Zunahme relevanter Mängel vorliegt. Als Gründe sind hier u. a. ein mittlerweile im Durchschnitt höheres Anlagenalter und eine damit einhergehende Zunahme der Fehlerhäufigkeit sowie Auswirkungen von Sparmaßnahmen bei der vorbeugenden oder auch der korrektiven Instandhaltung zu nennen.

Dies zeigt, dass die Wiederkehrende Prüfung durchaus ihre Berechtigung hat, pauschale Aussagen bezüglich mangelnder Betriebssicherheit von WEA aber jeglicher Grundlage entbehren, sofern eine lückenlose Überwachung durch Wartungsfirmen und Sachverständige sichergestellt ist. Unterstrichen wird diese Aussage durch die nach wie vor sehr geringe Anzahl der entdeckten gravierenden Mängel.

Ein kurzer Einblick in mögliche Mängelpunkte

Anhand gesammelter Erfahrungen aus der Praxis werden nachfolgend einige typische Mängelpunkte vorgestellt. Die Aufstellung ist dabei weder abschließend noch repräsentativ. Hier werden neben Mängelpunkten, die aus dem normalen Anlagenbetrieb herrühren, zudem Wartungsmängel aufgezeigt, die aufgrund nachlässiger Wartung oder ausgebliebener Instandsetzung verursacht wurden.

Teilbereich Rotorblatt (innen):

Abb. 12: Mangelhafte Verklebung.

Abb. 13: Strukturelles Versagen.

Teilbereich Rotorblatt (außen):

Abb. 14: Lose Rotorblattverschraubung.

Abb. 15: Erosion an einer Blattvorderkante.

Teilbereich Maschine:

Abb. 16 und 17: Mangelschmierung an Verzahnungen (Blattverstellung und Windnachführung).

Teilbereich Turm:

Abb. 18: Unzulässiger Spalt am Turmflansch.

Abb. 19: Riss in Turmschweißnaht.

Quellenverzeichnis:

1—www.windmonitor.de

2—https://www.dibt.de/de/dibt/Data/DIBt-Abkommen_und_Satzung.pdf

3—„Richtlinie für Windenergieanlagen, Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“, Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik, Reihe B, Heft 8, Fassung Oktober 2012. Herausgeber: Deutsches Institut für Bautechnik, 10829 Berlin

4—http://www.wind-energie.de/verband/fachgremien/beiraete/sachverstaendigenbeirat

5—Grundsätze für die „Wiederkehrende Prüfung von Windenergieanlagen“, verabschiedet durch den technischen Sachverständigenbeirat des BWE 2012. Herausgeber: Sachverständigenbeirat, Bundesverband WindEnergie e.V., 10117 Berlin

Fazit

Faktisch besteht bei jeder Windenergieanlage in Deutschland die Pflicht zu einer regelmäßigen Prüfung. Die Inhalte der Wiederkehrenden Prüfung ergeben sich im Wesentlichen aus der „Richtlinie für Windenergieanlagen“ des Deutschen Instituts für Bautechnik (DIBt) sowie aus den „Grundsätzen zur Wiederkehrenden Prüfung“ des BWE.

Die lückenlose Überwachung einer Anlage durch regelmäßige Wartung, Inspektion und Instandsetzung durch Betreiber bzw. Betriebsführer und Wartungsfirma einerseits sowie die regelmäßige unabhängige Begutachtung andererseits helfen, eine bestmögliche Sicherheit des Betriebes zu gewährleisten. Die Wiederkehrende Prüfung durch Sachverständige ist hierbei ein wichtiger, nicht zu vernachlässigender Baustein. Jeder Betreiber einer Windenergieanlage sollte sich rechtzeitig mit diesem Thema auseinandersetzen – auch ohne eine konkrete Auflage zur Wiederkehrenden Prüfung im Genehmigungsbescheid.

Autor

Martin Krallmann (Jg. 1976), Dipl.-Ing., hat im Rahmen seines Studiums an der Universität Kassel wissenschaftliche Arbeiten zu den Themen „Schäden an Windenergieanlagen“ und „Turbulenzabhängige Fehler bei der Windmessung“ verfasst. Seit 2003 ist er als Sachverständiger für Windenergieanlagen im 8.2 Ingenieurbüro in Aurich tätig. Bis heute summiert sich seine Prüferfahrung auf rund 1.000 Windenergieanlagen. Er ist langjähriger Vertreter der 8.2 Consulting AG im BWE-Sachverständigenbeirat und aktiv in Arbeitskreisen des BWE. Seit Mai 2012 ist er von der IHK für Ostfriesland und Papenburg „öffentlich bestellter und vereidigter Sachverständiger für Windenergieanlagen“.

Sachverständigentätigkeit

Unternehmen, Gerichte, Behörden und Endverbraucher kommen in unserem technisierten und arbeitsteiligen Geschäftsalltag ohne Sachverständige nicht aus. Sei es bei Verkehrsunfällen, Bauschäden, Mietstreitigkeiten, fehlerhafter Handwerksarbeit, bei Ehescheidungen oder einfach, wenn eine gekaufte Sache Mängel aufweist – in vielen Fällen hilft nur ein Sachverständigengutachten weiter.

Die Sachverständigenarbeit umfasst u. a. Gutachten, Prüf- und Überwachungstätigkeiten, schiedsgutachterliche Tätigkeiten, Ausstellung von Bescheinigungen und fachliche Beratung. Gutachten sind dabei im Allgemeinen objektive, weisungsfreie, gewissenhafte und sachlich begründete Beurteilungen vorgegebener Sachverhalte in einer für Laien verständlichen und für den Fachmann nachprüfbaren Weise. Im speziellen Fachgebiet werden Fragen zu Handel, Technik, Betrieb und Instandhaltung von Windenergieanlagen unparteiisch beurteilt und bewertet, Schlussfolgerungen hinsichtlich des Handlungsbedarfs gezogen und Vorschläge zum weiteren Vorgehen unterbreitet.

Sachverständiger ist eine natürliche Person, die über besondere Erfahrungen und überdurchschnittliches Fachwissen auf einem abgrenzbaren Spezialgebiet verfügt und die ihre gutachterlichen Leistungen persönlich, unabhängig, unparteiisch, gewissenhaft und weisungsfrei erbringt. Besonders sachkundige und integre Sachverständige werden aufgrund gesetzlicher Vorgaben u. a. von Industrie- und Handelskammern auf Antrag öffentlich bestellt und vereidigt. Sie sind von Gerichten auf Grundlage gerichtlicher Verfahrensordnungen bevorzugt zur Gutachtenerstellung heranzuziehen. Im Gegensatz zur allgemeinen Bezeichnung „Sachverständiger“ ist die Bezeichnung „öffentlich bestellter und vereidigter Sachverständiger“ gesetzlich geschützt. Die missbräuchliche Verwendung dieses Titels ist strafbar. Der Auftraggeber kann also je nach Auftragsart und -umfang wählen, ob er einen „freien“ oder einen öffentlich bestellten und vereidigten Sachverständigen beauftragt. Neben einer öffentlichen Bestellung gibt es als Hinweise auf besondere Qualifikationen noch Personenzertifizierungen sowie die Zugehörigkeit zu Verbänden und Vereinen, wie z. B. die Mitgliedschaft im Sachverständigenbeirat des BWE e.V.

Windgutachter

CUBE Engineering GmbH
Breitscheidstraße 6, 34119 Kassel
Tel.: 0561 288573 -10, Fax: 0561 288573 -19
kassel@cube-engineering.com
www.cube-engineering.com

Das Full-Service-Angebot der CUBE-Experten umfasst die Betreuung von Energieprojekten in allen Größenordnungen (inkl. technische und gutachterliche Phasen der Windparkplanung, Umweltstudien, Netzplanung).

Dr. S. Theunert Meteorologisches Beratungsbüro
Kolberger Straße 21, 54516 Wittlich
Tel.: 06571 5912, Fax: 06571 28849
theunert@metconsult-online.de
www.metconsult-online.de

Wind- und Ertragsgutachten, Fragestellungen zur Optimierung von Aufstellanordnungen, Stellungnahmen zum Ertragsverlust im Planungs- und Betriebsstadium, Potenzialanalysen, Schallimmissionsprognose, Schattengutachten (Koorperationspartner), Messdatenauswertung

Plankon
Blumenstraße 15, 26121 Oldenburg
Tel.: 0441 39034 -0, Fax: 0441 39034 -22
mail@plankon.de, www.plankon.de

Gutachten und Beratung zu Wind, Schall, Schatten, Turbulenz, Windmessung, Planung, akkreditiertes Prüflabor nach DIN ISO 17025

SOLvent GmbH
Lünener Straße 211, 59174 Kamen
Tel.: 02307 2400 -63, Fax: 02307 2400 -66
jw@solvent.de, www.solvent.de

Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen von Windenergieanlagen einschließlich Prüfung windklimatologischer Eingangsdaten auf der Basis anerkannter Prüf- und Bestimmungsverfahren (z. B. Technische Richtlinie für Windenergieanlagen der Fördergesellschaft Windenergie e. V. (FGW), Teil 6).

Wrotech
Sachverständigenbüro für Windenergieanlagen
Kinderhauserstr. 75, 48147 Münster
Tel./Fax: 0251 1628160
wrotech@web.de

Unser Angebotsspektrum: Inbetriebnahmegutachten, wiederkehrende/zustandsorientierte Prüfung, Begehung, Thermografie, Schwingungstechnische Untersuchung Triebstrang, Video-Endoskopie und -Mikroskopie, Ölanalyse, Erdungsmessung, Rotorblattgutachten, Schadenbegutachtung

Windfeld Oberlausitz. Foto: Ulrich Mertens

RDS-PP®: Windpark-Struktur für den gesamten Lebenszyklus

Nach 25 Jahren Entwicklung der Windenergie in Deutschland sind aus Windparks schließlich Windkraftwerke geworden: Elektrisch müssen sie sich schon seit einiger Zeit mehr und mehr wie „klassische“ Kraftwerke verhalten. Aber auch im Engineering, in der Betriebsführung und in der Instandhaltung ist eine kraftwerksähnliche Organisation in naher Zukunft erforderlich, um eine ähnliche Verlässlichkeit in der Stromversorgung sicherzustellen.

RDS-PP®[1] („Reference Designation System for Power Plants"), das internationale Referenzkennzeichen-System, ist prädestiniert dafür, diesen Prozess zu unterstützen. Es wurde in den letzten Jahren systematisch von einer interdisziplinären Arbeitsgruppe aller Windenergie-Stakeholder windspezifisch angepasst. Mit der neuen Anwendungsrichtlinie S-823-32 des VGB PowerTech steht seit März 2014 zudem ein Dokument zur Verfügung, das für alle Systeme, Teilsysteme, Baugruppen und Produkte eines Windkraftwerks durchstrukturierte Lösungen anbietet und somit die Einführung von RDS-PP wesentlich erleichtert.

Mit RDS-PP lassen sich diverse Arten von Kraftwerken und hier insbesondere erneuerbare Kraftwerke unabhängig von der Anlagengröße vollständig und einheitlich strukturieren (sowohl für den gesamten Lebenslauf als auch bereits in der Windparkplanung). Dies gilt für alle Engineering-Disziplinen und Infrastrukturen wie die Innerparkverkabelung, das Kommunikations- und Wegenetz sowie die Umspannwerke. Zusätzlich liefert die Norm zu RDS-PP auch noch die wichtige Kennzeichnung von Signalen und Dokumenten.

Das höchste Kosteneinsparungspotenzial in der Anwendung von RDS-PP besteht möglicherweise darin, digitale Informationen mit anderen so austauschen zu können, dass diese eindeutig verstanden, angewandt und mit neuen Informationen versehen zurückgesandt werden können – beispielsweise direkt in die Datenbank des Betriebsführers oder die des Servicedienstleisters. Außerdem wird der Anlagenbetrieb sicherer, weil z. B. zwischen Leitwarte und Servicetechniker Informationen unzweideutig ausgetauscht werden können und Fehlbedienungen daher nahezu ausgeschlossen werden.

Durch derartige Kostensenkungen und höhere Anlagensicherheit werden die Erneuerbaren Energien wettbewerbsfähiger und professioneller – bis hin zu der Möglichkeit, virtuelle Kraftwerke aus unterschiedlichsten Kraftwerkstypen aus einer einzigen Leitwarte zentral steuern zu können.

RDS-PP ist eine (Denk-)Struktur, kein Aufkleber

RDS-PP muss man sich als eine Denk-Konvention zur logischen, objektorientierten Erstellung eines Windkraftwerks vorstellen, die bereits weit vor Baubeginn oder Inbetriebsetzung die Planung entscheidend mitbestimmt. Die Vorteile, die sich aus der Wahl von RDS-PP anstelle von proprietären Kennzeichen-Systemen ergeben, sind vielfältig:

1 — Das registered trademark ® hinter dem RDS-PP ist kein Druckfehler! Der VGB Powertech e.V. hat sich das Warenzeichen gesichert, um den beim Vorgängersystem KKS aufgetretenen Fehlentwicklungen entgegentreten zu können. Aus Gründen der Qualitätssicherung sollen sich nur noch solche Systeme als RDS-PP-konform bezeichnen können, die alle RDS-PP-Regeln einhalten und damit die Ziele des Informationsaustauschs und der Vergleichbarkeit der Metainformationen ermöglichen. Wirtschaftlichen Ziele (Nutzungsrechtlizenzen o. Ä.) werden damit nicht verfolgt.

Windpark Wiemersdorf in Schleswig-Holstein. Foto: Jan Oelker

- Eine Kennzeichnung mit RDS-PP ist die Basis für eine einheitliche Kommunikation für sämtliche in Planung, Bau und Betrieb eines Windkraftwerks involvierten Akteure. Sie gilt länderübergreifend über alle Technologiegrenzen hinweg.
- Diese einheitliche Kennzeichnung gilt für alle „Lebensphasen“ eines Windkraftwerks, angefangen von seiner Planung über die Errichtung und den Betrieb bis hin zum Rückbau am Ende seiner Lebenszeit.
- Eine klar strukturierte, eindeutige Kennzeichnung ist die Basis für eine systematische und präzise Erfassung und Auswertung z. B. von Betriebs-, Instandhaltungs- oder Kostendaten eines gesamten Windkraftwerks oder seiner einzelnen Elemente. Diese Informationen können – wiederum über Länder- und Technologiegrenzen hinweg – auf einer jeweils einheitlichen Hierarchieebene erfasst werden. Damit ist eine Vergleichbarkeit der Daten für einen Betreiber unterschiedlichster (Wind-) Kraftwerke möglich.
- Auch die Zuordnung von Informationen, z. B. von Dokumenten oder technischen Anlagendaten zu den einzelnen Komponenten, ist auf immer die gleiche Weise möglich. Damit ist eine wohlgeordnete Informations-Referenzierung gewährleistet.
- Zusammenfassend lässt sich das weit verbreitete „Informationsbeschaffungs- und -zuordnungschaos“ durch eine systematische, einheitliche und klar strukturierte Anlagenkennzeichnung vermeiden.

Wie jede Sprache hat RDS-PP auch eine „Grammatik“, ein Set von Regeln, die den Aufbau der Referenzkennzeichen und deren interne Hierarchie bestimmen. Diese wenigen Regeln sind jedoch sehr logisch aufgebaut. Die Bildung der Referenzkennzeichen-Struktur nutzt Festlegungen in zwei internationalen Normen, der IEC 81346 und der ISO-TS 16952, sowie in zwei VGB-Richtlinien *(siehe Bild 1)*. Das RDS-PP-Konzept beruht im Wesentlichen auf den folgenden vier Hauptprinzipien:

BILD 1: Zusammenhänge der Kennzeichnungsnormen und Richtlinien für RDS-PP®

Industrielle Systeme, Anlagen und Ausrüstungen und Industrieprodukte
Strukturierungsprinzipien und Referenzkennzeichnung

Basis Normen [RDS]	**DIN EN 81346-1** Allg. Regeln	**DIN EN 81346-2** Klassifizierung von Objekten und Kennbuchstaben von Klassen	**DIN ISO/TS 81346-3** Allg. Anwendungsregeln
Sektor spezifische Fachnormen Richtlinien für Kennbuchstaben [RDS-PP]	**DIN ISO/TS 16952-10** *wird als DIN ISO/TS 81346-10 neu herausgegeben* Techn. Produktdokumentation – Referenzkennzeichensystem – Teil 10: Kraftwerke		
	VGB B101 RDS-PP Kennbuchstaben f. Kraftwerkssysteme **VGB B102** RDS-PP Kennbuchstaben f. Grundfunktionen und Produktklassen		
	VGB-S-823-01 Kraftwerke allgemein - Maschinen- und Verfahrenstechnik - Bautechnik - Elektro- und Leittechnik - Prozessleittechnik		**VGB-S-823** - 31 Wasserkraftwerke - 32 Windkraftwerke

PRINZIP 1: Hierarchische Kennzeichnung: „Vom Großen zum Kleinen“

Am Kennzeichen beispielsweise eines Motors muss erkennbar sein, ob dieser zum Antrieb eines Lüfters oder einer Pumpe gehört und ob dieser Lüfter im Bremssystem der Windenergieanlage oder im Transformator des Umspannwerks eingebaut ist. Deshalb erfolgt die Kennzeichnung im RDS-PP® in einer hierarchischen Struktur, ausgehend vom gesamten Windkraftwerk bis hinunter zu einer einzelnen Sicherung in einem Schaltschrank. Dabei ist zu beachten, dass jede Hierarchieebene (Gruppe der Systeme, System, Gruppe von Elementen, Element) wieder ein eigenständiges Objekt verkörpert. Es

erhält damit ein eigenes Kennzeichen, das sich aus dem übergeordneten ableitet. Zum Beispiel ist die gesamte Windenergieanlage ebenso ein Objekt mit einem eigenen RDS-PP®-Kennzeichen wie das Azimutsystem oder dessen Antriebe. Am Kennzeichen selbst erkennt man, welches Objekt gemeint ist und in welcher hierarchischen Ebene es sich befindet. *Bild 2* stellt das Kennzeichnungskonzept für ein Windkraftwerk dar.

BILD 2: Hierarchische Kennzeichnung mit RDS-PP®

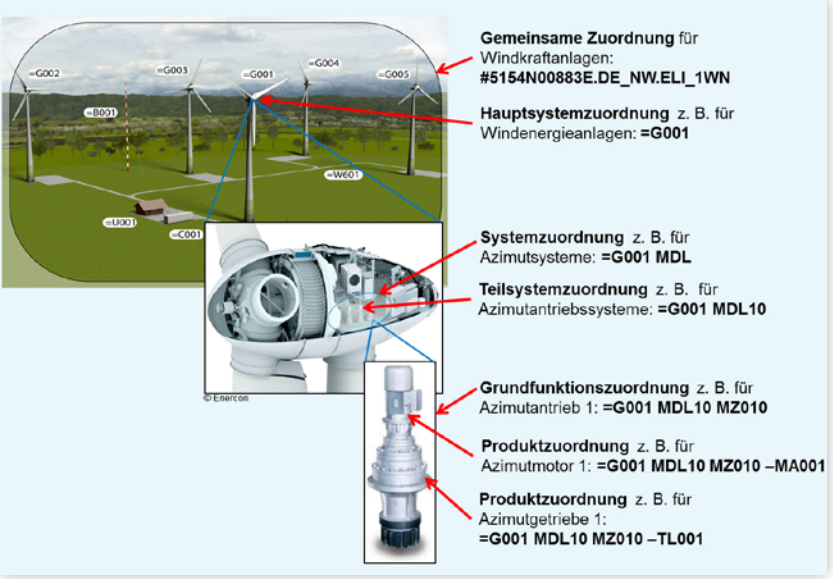


Tabelle 1 zeigt die Kennzeichnungshierarchie des RDS-PP® auf. Das Konzept basiert auf der Funktion als primäres Strukturkriterium. Örtlichkeiten/Geometrien und Aufbau-/Konstruktionsvarianten spielen bei dieser primären Strukturierung keine Rolle, sie sind zu Beginn oft noch nicht einmal definiert.

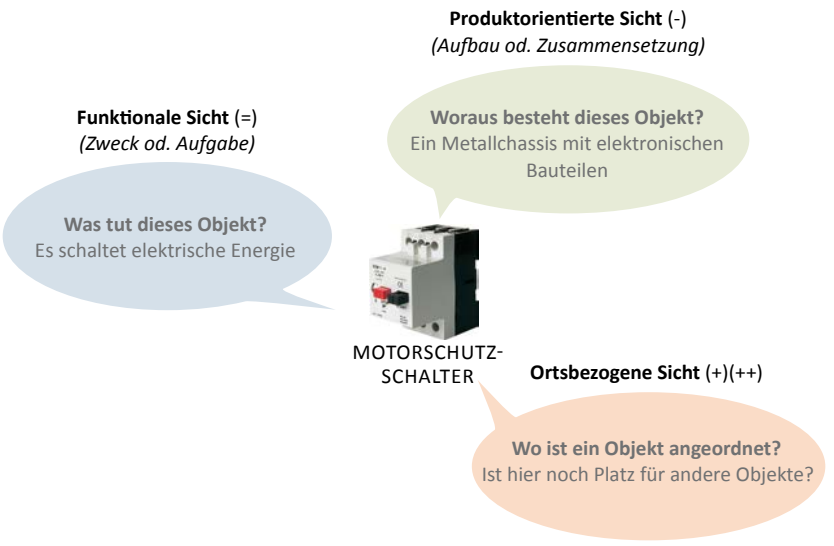
TABELLE 1: RDS-PP®-Kennzeichnungskonzept: „Vom Großen zum Kleinen“

GEMEINSAME ZUORDNUNG				
#5154N00883E.DE_NW.ELI_1WN				
Hauptsystem	**System**	**Teilsystem**	**Grundfunktion**	**Produktklasse**
Wind Turbine 1 =G001				
Wind Turbine 1 =G001	Azimutsystem MDL			
Wind Turbine 1 =G001	Azimutsystem MDL	Azimut-Antriebssystem 10		
Wind Turbine 1 =G001	Azimutsystem MDL	Azimut-Antriebssystem 10	Azimutantrieb 1 MZ010	
Wind Turbine 1 =G001	Azimutsystem MDL	Azimut-Antriebssystem 10	Azimutantrieb 1 MZ010	Motor 1 -MA001

PRINZIP 2: Ein Objekt hat verschiedene Aspekte

Man kann ein Objekt aus unterschiedlichen „Sichtwinkeln“ betrachten *(siehe Bild 3)*. Eine mögliche Sicht auf ein Objekt ist beispielsweise die aufgaben- oder funktionsbezogene Betrachtung: Was tut das Objekt, welche Aufgabe hat es? Eine andere mögliche Sichtweise ist eher produktbezogen: Aus welchen Komponenten besteht das Objekt? Eine dritte Sichtweise ist eine ortsbezogene: Welchen Raum nimmt das Objekt ein – und ist da noch Platz für andere Dinge?

BILD 3: Die drei RDS-PP®-Aspekte am Beispiel eines Motorschutzschalters



An dem Kennzeichen muss erkennbar sein, welcher Aspekt des Objektes gemeint ist. Hierfür wird dem eigentlichen Kennzeichen ein Vorzeichen, z. B. ein (=) für den Funktionsaspekt, ein (-) für den Produktaspekt oder ein (+) bzw. (++) für den Ortsaspekt vorangestellt *(siehe Tabelle 2)*.

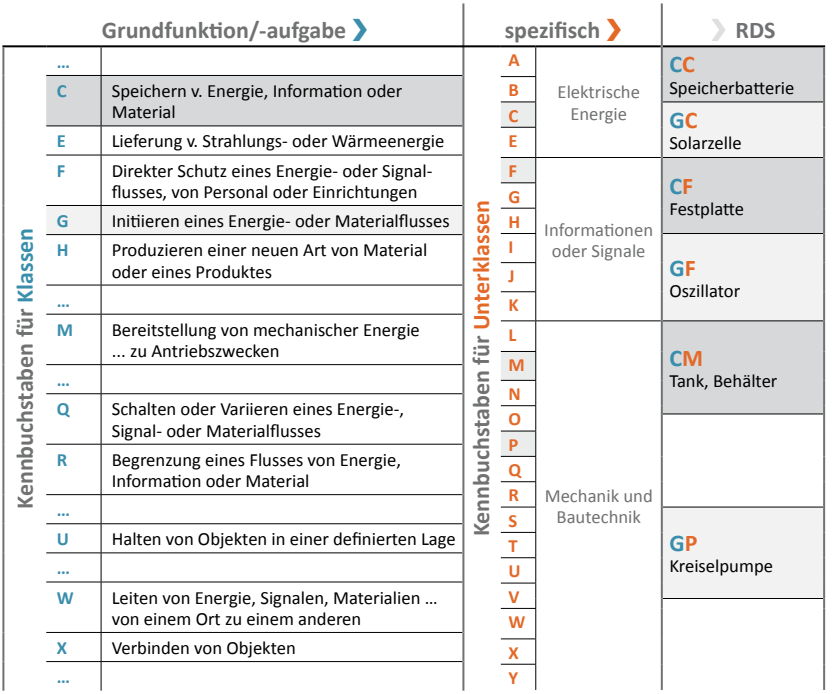
TABELLE 2: Vorzeichen zur Unterscheidung der drei RDS-PP®-Aspekte

Vorzeichen	Kennzeichenaufgabe/Aspekt	Anwendung	Beispiele
=	Funktionskennzeichnung	Hauptsysteme, Systeme, Teilsysteme, Grundfunktionen	=G001 MDA30 GP001 WEA 1, Tiphydrauliköpumpe Bremssystem Rotor
-	Produktbezogene Kennzeichnung	Produktklassen	–MA001 Elektromotor 1
+	Einbauortkennzeichnung	Schränke, Apparate, alle maschinentechnischen und baulichen Objekte	+G001 MDA30 GP001.MA001 WEA 1, Motor Tiphydrauliköpumpe Bremssystem Rotor
+ +	Aufstellungsortkennzeichnung	Gebäude, Flächen	++G001 MUD10 WEA 1, Maschinenhaus

PRINZIP 3: Bündelung von Objekten mit ähnlichen Aufgaben in Klassen

Im RDS-PP® werden Objekte mit ähnlichen Aufgaben (= Grundfunktionen, z. B. eine Pumpenbaugruppe) in Klassen zusammengefasst (hier: „Fördern“, „Antreiben“, „Halten in der Lage“), um sicherzustellen, dass die unterschiedlichen technischen Disziplinen die gleiche Sprache sprechen. Dieser Ansatz unterstützt die Standardisierung des Detail-Engineerings ebenso wie die Aufgaben des Betriebs und der Instandhaltung. Ein weiteres Beispiel ist in *Bild 4* dargestellt. Alle Aufgaben, bei denen etwas gespeichert werden muss (z. B. Energie, Material, Informationen), werden in die Klasse „Speichern“ eingeordnet. Der zweite Buchstabe definiert die Unterklasse (elektrisch, Informationen/Signale oder Mechanik/Bau) der entsprechenden Aufgabe.

BILD 4: Kennzeichnung von Grundfunktionen/ Produkten mit RDS-PP®



PRINZIP 4: Jedes Objekt muss alle zu seiner Funktion notwendigen Teile „mitbringen“

Dieses Prinzip ist für die Definition der Bestandteile und Grenzen eines Systems hilfreich: Jedes System muss alle zur Erfüllung seiner Aufgabe erforderlichen Grundfunktionen und Produkte (inkl. Hilfs- und Versorgungseinrichtungen) beinhalten. So wird eine Schmiermittelversorgung eines Generators dem Generator zugeordnet, wenn sie ausschließlich hierfür benötigt wird. Wenn jedoch die Schmiermittelversorgung weitere Systeme „bedient“, wird sie einem übergeordneten Schmiermittelversorgungssystem zugeordnet. Auf die „Ablieferung“ der Ergebnisse des jeweiligen Systems bezogen heißt das, dass jedes System eine Bringschuld hat: Die notwendigen Übergabe-/Ableitungs-

objekte für das Ergebnis des Prozessschrittes gehören ebenfalls zum vorangehenden Prozessschritt. Wenn alle Prinzipien korrekt angewandt werden, dann fällt am Ende der vielzitierte eindeutige Aufkleber auf dem Bauteil als Ergebnis der Strukturierung heraus!

Praktische Beispiele zum Kennzeichnungsumfang eines Windkraftwerks

In der Vergangenheit ist die Komplexität der Systeme einer WEA, aber auch der zugehörigen Windpark-Infrastruktur erheblich gestiegen. Windenergie-Praktikern sind Beginn und Ende eines (Teil-)Systems nicht immer auf Anhieb ersichtlich. Dies hat in der Vergangenheit in Forschungsprogrammen, in der Betriebsführungssoftware, in Gutachten und Versicherungsstatistiken zu nicht auswertbaren oder nicht übertragbaren Daten geführt. Die neue Richtlinie enthält deshalb detaillierte Vorgaben zu allen bekannten WEA- und Infrastruktursystemen und nennt die Systemgrenzen. Der folgende Abschnitt soll das Verständnis für die Kennzeichenhierarchie vertiefen.

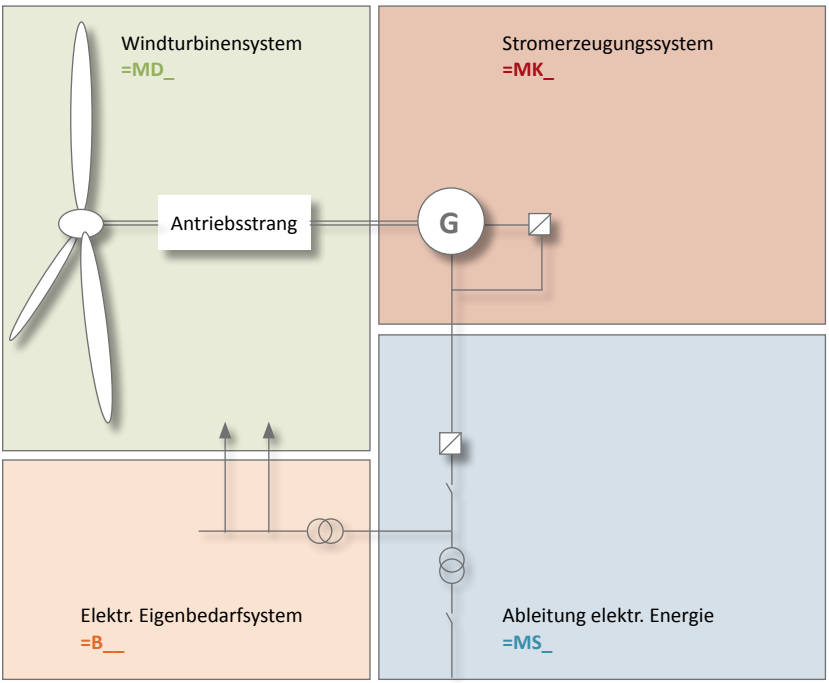
Das größte Objekt ist jeweils das Windkraftwerk selbst (oder auch eine komplexe Infrastrukturkomponente wie ein Umspannwerk). Dieses Objekt wird mit der sogenannten „Gemeinsamen Zuordnung“ (Vorzeichen #) beschrieben. Ein Beispiel ist in *Bild 5* genannt. Die Struktur ist so gewählt, dass auch andere Kraftwerkstypen problemlos damit gekennzeichnet werden können.

BILD 5: Übersicht über die Hauptsysteme eines Windkraftwerks in RDS-PP®

	Bennenung	Beispiel
G	Energieumwandlung	Windenergieanlage (WEA)
K	Übergeordnete Kommunikation	Windkraftmanagement, übergeordnetes Kommunikationsnetzwerk
W	Übertragung von Energie oder Ressourcen	HS-,MS-, NS-Kabelsysteme, Zuwegung, Transportsysteme
T	Umformung von elektrischer Energie	Umspannwerk
C	Speicherung von Energie oder Material	Lagerhäuser, zentrale Energiespeicher
B	Übergeordnete Messsysteme	Messmast
U	Übergeordnetes Umschließen und Halten	Gebäude, (Ausgleichs-)Flächen, Hafen

Im Bild sind alle wesentlichen Hauptsysteme eines Windkraftwerks gezeigt und kodiert. Die Richtlinie hat für jedes Hauptsystem umfassende Kennzeichnungsvorgaben definiert. Eines der Hauptsysteme wird „G – Energieumwandlung“ (Windenergieanlage – WEA) genannt, das sich in weitere Systeme aufgliedert *(siehe Bild 6)*.

BILD 6: Überblick über die Systeme des Hauptsystems G (Energieumwandlung/Windenergieanlage)



F1	Benennung
=MD_	Windturbinensystem
=MKA	Stromerzeugungssystem
=MS_	Ableitung elektrischer Energie
=MU_	Gemeinsame Systeme für WEA
=MYA	Fernüberwachung

F1	Benennung
=B__	Elektrisches Eigenbedarfsystem
=CK_	Prozessüberwachung
=UMD	Turmsystem
=WBA	Personenrettungssystem
=X__	Nebensysteme
=YAA	Fernsprechsystem

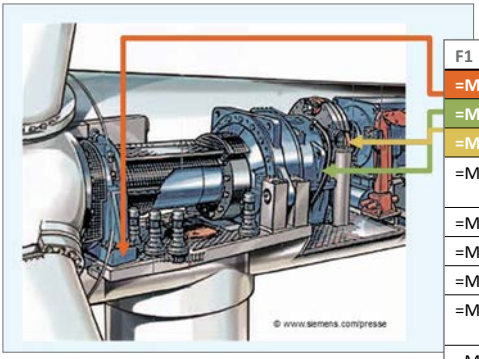
Neben anderen Systemen besteht die Windenergieanlage vor allem aus dem eigentlichen Windturbinensystem (= MD), welches sich wiederum in separate Systeme aufteilt *(siehe Tabelle 3)*.

TABELLE 3: Systeme des Windturbinensystems = MD

F1	Benennung
=MDA	Rotorsystem
=MDK	Antriebsstrangsystem
=MDL	Azimutsystem
=MDV	Zentrales Schmiersystem
=MDX	Zentrales Hydrauliksystem
=MDY	Steuerungssystem

Das Antriebsstrangsystem (= MDK) gliedert sich in die in *Bild 7* dargestellten Teilsysteme.

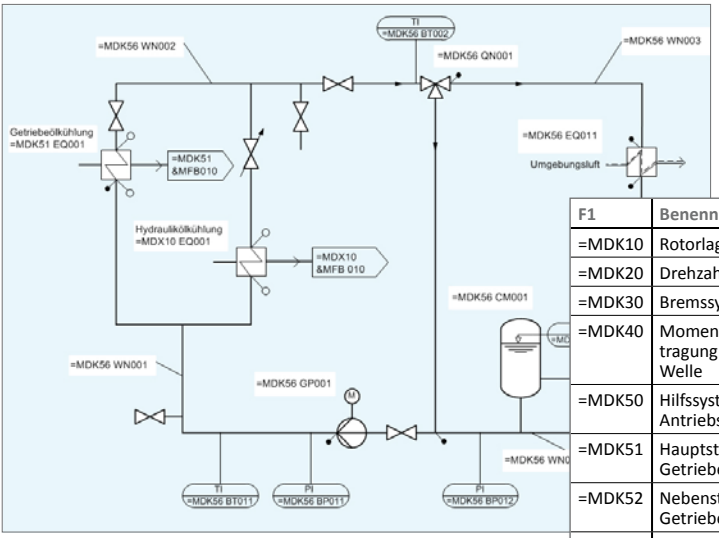
BILD 7: Struktur des Antriebsstrangsystems = MDK



F1	Benennung
=MDK10	**Rotorlagerung**
=MDK20	**Drehzahlwandlung**
=MDK30	**Bremssystem**
=MDK40	Momentenübertragung schnelle Welle
=MDK50	Hilfssysteme Antriebsstrang
=MDK51	Hauptstrom Getriebeölsystem
=MDK52	Nebenstrom Getriebeölsystem
=MDK53	Gemeinsames Schmierölsystem Antriebsstrang
=MDK54	Rotorarretierung Antriebsstrang
=MDK55	Rotordrehvorrichtung
=MDK56	Kühlsystem Antriebsstrang

Die einzelnen Teilsysteme wiederum sind gegliedert in Grundfunktionen und schließlich in Produktklassen, die diese Grundfunktionen erfüllen müssen. *Bild 8* stellt ein R&I-Fließbild des Teilsystems MDK56 – Kühlsystem für den Antriebsstrang mit seinen Grundfunktionen dar.

BILD 8: R&I-Fließbild des Kühlsystems Antriebsstrang MDK56 mit seinen Grundfunktionen



F1	Benennung
=MDK10	Rotorlagerung
=MDK20	Drehzahlwandlung
=MDK30	Bremssystem
=MDK40	Momentenübertragung schnelle Welle
=MDK50	Hilfssysteme Antriebsstrang
=MDK51	Hauptstrom Getriebeölsystem
=MDK52	Nebenstrom Getriebeölsystem
=MDK53	Gemeinsames Schmierölsystem Antriebsstrang
=MDK54	Rotorarretierung Antriebsstrang
=MDK55	Rotordrehvorrichtung
=MDK56	Kühlsystem Antriebsstrang

In der Richtlinie wurden überall dort feste Kennzeichnungen für Produktklassen definiert, wo dies sinnvoll und zielführend war. Ein Beispiel (Auszug) ist in *Tabelle 4* für das Teilsystem = MDK56 dargestellt.

TABELLE 4: Grundfunktionen (F2) und Produktklassen (P1) des Kühlsystems Antriebsstrang MDK56 (Auszug)

F1	F2	P1	Benennung
=MDK56	CM001		Kühlmitteltank Kühlsystem Antriebsstrang
=MDK56	CM001	-EQ001	Kühlmittel Kühlsystem Antriebsstrang
=MDK56	BL001		Füllstand Kühlmittel Kühlsystem Antriebsstrang
=MDK56	GP001		Kühlmittelpumpe Kühlsystem Antriebsstrang
=MDK56	GP001	-MA001	Motor Kühlmittelpumpe Kühlsystem Antriebsstrang
=MDK56	….	….	….

RDS-PP in Betriebsführungs- und Inspektionssoftware

Viele übergeordnete Betriebsführungssoftware-Systeme für Windkraftwerke und andere Erneuerbare Energien bieten die Möglichkeit, hierarchische Objektstrukturen mit frei gestaltbaren Codierungen (also auch RDS-PP) einzugeben. Je nach Ausrichtung des Unternehmens und spezifischer Aufgabe werden technische und/oder kaufmännische Informationen mit diesen Objektstrukturen verknüpft, deren Detaillierungstiefe unmittelbar mit dem eigentlichen Unternehmenszweck zusammenhängt: Versicherungen z. B. werden Informationen hauptsächlich auf Teilsystemebene verwalten, während Serviceorganisationen Vorgänge bis hin zur Produkt- bzw. Komponentenebene verfolgen müssen. Betriebsführern kann geraten werden, Strukturierungen in der Regel bis zu den Grundfunktionen (= Baugruppen oder Equipment) und nur in Ausnahmefällen bis zur

Produktebene zu gestalten, da sonst mit hoher Wahrscheinlichkeit der Aufwand den Nutzen übersteigt. Zur Erleichterung der Einführung und zur Sicherstellung der Übertragbarkeit ist die Veröffentlichung von templates der üblichen WEA-Typen vorgesehen, die bis in die Grundfunktionsebene, in Ausnahmefällen auch bis in die Produktebene reichen.

Insbesondere Maintenance-Prozesse (wie Inspektion und Wartung) verlangen allerdings einen weiteren Katalog der Objektarten, um diese Prozesse mit einem Minimum an Aufwand strukturieren zu können. Dazu muss den jeweiligen RDS-PP-Kennzeichen eine weitere Codierung als Attribut zugeordnet werden, die ähnliche Arten von Teilsystemen, Grundfunktionen und ggf. Produkten in Gruppen zusammenfasst, z. B. ähnliche Ausführungen von Azimutbremssystemen oder von Generatoren. Damit werden z. B. Inspektionsaufgaben für gleichartige, wiederholt vorkommende Komponenten oder Baugruppen leichter kopier- und bearbeitbar.

Über dieses Attribut werden z. B. für präventive Instandhaltungsmaßnahmen die entsprechenden Arbeitsaufträge und Checklisten in der erforderlichen Wiederholungssequenz generiert und an die RDS-PP-Struktur gehängt. Die Dokumentation der Abarbeitung der Inspektions- und Wartungsaufgaben kann dabei komplett datenbankgestützt mit einem digitalen Endgerät erfolgen. Zustände vor und nach der Inspektion oder Wartung können mit dem von der FGW als Anhang zur TR7 veröffentlichten Zustandsbeurteilungssystem ZEUS bewertet und die jeweiligen Ergebnisse direkt in die Betriebsführer-Datenbank zurück übermittelt werden.

Erforderliche Reparaturen werden häufig über eingehende SCADA-Signale ausgelöst. Wenn auch die Signale herstellerunabhängig und einheitlich auf der Basis von RDS-PP codiert werden, so ist eine deutlich schnellere Zuordnung der Störung zum verursachenden Objekt möglich, da der Signalcode den Ursprung (die RDS-PP-Funktion) enthält. Mühsame Übersetzungstabellen entfallen. Hier können Betreiber über entsprechende (Kauf-)Verträge mit WEA-Herstellern dafür sorgen, dass zügig eine einheitliche Basis auch für herstellerübergreifende SCADA- und MES[2]-Software-Anbieter geschaffen wird.

Ein weiterer Vorteil von RDS-PP für das Instandhaltungsmanagement besteht durch die klare Trennung von Funktions- und Ortsaspekt. Mithilfe des in der Funktionsstruktur als Attribut verwalteten Ortsaspektes (als Aufstellungs- und Einbauort) lassen sich Sortierungen von Arbeitspaketen durchführen, die einer bestimmten Anlagengeometrie folgen. Der Aufstellungsort ist hier etwa dem Raumkonzept eines Gebäudes gleichzusetzen, während der Einbauort genaue Auskunft über die Befestigung des Objektes

2 — MES = Manufacturing Execution System, Softwarepakete zwischen SCADA und Enterprise-Resource-Planning (ERP)-Systemen wie SAP, die Daten aus SCADA-Systemen aufbereiten, mit Betriebsdaten, Personaldaten etc. verknüpfen. In der Windenergie sind Produkte wie Rotorsoft, WIS, WindPlant, WONDER, BAX Energy Studio Pro, WindChap, CoCheck etc. in dieser Ebene zu finden.

an/auf einer anderen „Grundfunktion“/Baugruppe angibt. Bei einheitlicher Kennzeichnung können somit auch WEA-Typ-Fremde (Sachverständige, Spezial-Servicefirmen) schnell und zielsicher an die jeweilige Stelle geleitet werden. An diese Orte können z. B. Qualifikationen oder Arbeitssicherheits-Erfordernisse geknüpft werden.

RDS-PP und Dokumente

Abschließend einige Bemerkungen zu Dokumenten in Kombination mit RDS-PP-Strukturen: An das RDS-PP-Kennzeichen wird zum Erzeugen eines Dokumentenkennzeichen ein „&“ und ein Dokumenten-Kürzel angehängt. Dieses Dokumenten-Kürzel wird mithilfe der DIN ISO 61355 gebildet. In dieser Norm werden alle möglichen Dokumente, vom Brief bis zur CAD-Zeichnung, vom Hydraulikplan bis zur Wartungscheckliste, in sogenannte Dokumentenarten-Klassen (DCC) eingeteilt. Diese international einheitliche Zuordnung erleichtert jedem Leser nach nur geringer Einarbeitungszeit die Suche nach den entsprechenden Dokumenten. Die Kombination aus RDS-PP-Kennzeichen und Dokumenten-Kürzel codiert das Einzeldokument jedoch noch nicht einmalig, eine Nummerierung der Einzeldokumente muss vom Betreiber auch weiterhin hinzugefügt werden, insbesondere wenn mehrere gleichartige Dokumente zum selben Objekt vorliegen.[3]

3 — Danksagung: Dieses Kapitel basiert auf einem von meinen RDS-PP-Kollegen Clemens Rossi (RWE Innogy), Helmut Wank (SIEMENS AG Energy Sector) und Jörg Richnow (RWE Technology) im Sommer 2014 in VGB Power Tech erschienenen Artikel, von dem wesentliche Passagen hier übernommen wurden: Manches kann man einfach nicht besser machen …

Autor

Axel Ringhandt, Dipl.-Ing., ist seit mehr als 13 Jahren in der Windindustrie tätig. Aktuell ist er Branchenmanager Windenergie bei bachmann electronic in Feldkirch, Österreich sowie Projektmanager für das bisher weltweit größte CMS Retrofit Projekt bei bachmann monitoring, Rudolstadt.
Er studierte Schiffbau an der TU Hannover und der University of Michigan, Ann Arbor. Nach seinem Diplom arbeitete er drei Jahre in einem UNIDO-Projekt in Mexiko mit der nationalen Entwicklungsbank Nafinsa an Investitions-Entscheidungen im Energiesektor mit. Zurück in Deutschland waren Aufgaben als Projektingenieur und Projektleiter in Großprojekten des internationalen Anlagenbaus für Chemie, Energie und Automobilindustrie weitere Stationen. Vor seiner Aufgabe bei bachmann leitete er die Betriebsführung eines der größeren deutschen Windpark-Betreiber. Er ist in verschiedenen Standardisierungsgruppen in der Windenergie aktiv.

Foto: Jens Meier/laif

5

Kaufmännische Betriebsführung

Foto: Silke Reents

Einführung in die kaufmännische Betriebsführung von Windpark-Gesellschaften

Tätigkeitsschwerpunkte der kaufmännischen Betriebsführung sind das Management der (Fonds-)Gesellschaft und die Betreuung der Investoren/Anleger sowie deren Interessenvertretung. Hierzu zählen insbesondere die Durchführung der Gesellschafterversammlungen und das laufende Liquiditäts- und Finanzmanagement während der Betriebsphase des Windparks.

Der kaufmännische Betriebsführer ist Ansprechpartner für alle Vertragspartner der Gesellschaft. In seinen Zuständigkeitsbereich fallen unter anderem die Auswahl und Beauftragung der Funktionsträger der Gesellschaft sowie die Koordination von Wartungsunternehmen, Gutachtern und Sachverständigen in Zusammenarbeit mit dem technischen Betriebsführer.

1. Investoren-/Anlegerbetreuung

Was beinhaltet das (Fonds-)Management und wie sieht eine vollumfängliche Interessenvertretung der Betreibergesellschaft und der Investoren aus?
Ein wesentlicher Bestandteil des (Fonds-)Managements ist die Organisation und Durchführung der meist jährlich stattfindenden Gesellschafterversammlung. Auf dieser hat der kaufmännische Betriebsführer über das Ergebnis der Tätigkeit im vergangenen Geschäftsjahr, die aktuelle Entwicklung und wirtschaftliche Lage der Gesellschaft sowie über künftige Geschäfte Bericht zu erstatten. Auch hat er über wesentliche Vorkommnisse zu berichten, die die Interessen der Investoren/Anleger und der Gesellschaft berühren und für die Entscheidungsfindung hinsichtlich der Beschlussfassung auf der Gesellschafterversammlung von Bedeutung sind. Der Einladung werden i. d. R. ein ausführlicher Geschäftsbericht, ein Soll-Ist-Vergleich für das vergangene Jahr sowie ein Wirtschaftsplan für das laufende Jahr beigefügt. Ebenfalls wird den Gesellschaftern der Jahresabschluss des vorangegangenen Geschäftsjahres zur Verfügung gestellt. Dieser wird durch einen vom kaufmännischen Betriebsführer für die Gesellschaft beauftragten Steuerberater oder Wirtschaftsprüfer erstellt. Er selbst ist für die vorbereitenden Jahresabschlussarbeiten sowie für die Prüfung des Jahresabschlusses verantwortlich.

Der kaufmännische Betriebsführer ist darüber hinaus für die Auswahl und aktive Steuerung weiterer Funktionsträger der Gesellschaft zuständig. Hierzu zählen insbesondere die technische Betriebsführung, Wartungsunternehmen, Gutachter und Sachverständige. Die Interessenvertretung beinhaltet weiterhin erforderlich werdende Nach- und Neuverhandlungen mit Versicherern, Verpächtern oder sonstigen Vertragspartnern der Gesellschaft. Auch die Prüfung und Geltendmachung von Gewährleistungs- und Schadensersatzansprüchen, wie beispielsweise gegenüber Herstellern der Windkraftanlagen, zählt zu seinem Aufgabenbereich und kann mitunter mehrjährige gerichtliche Auseinandersetzungen nach sich ziehen. Die Bearbeitung von Versicherungsansprüchen ist ebenfalls Aufgabe des kaufmännischen Betriebsführers. Sie erfordert eine enge Zusammenarbeit mit dem technischen Betriebsführer sowie den eingeschalteten Sachverständigen. Der Schadenhergang muss dokumentiert, die Einhaltung der Anforderungen des Versicherers durch geeignete Nachweise belegt und die Beachtung der Schadenminderungspflicht nachgewiesen werden.

(Fonds-) Management und Interessenvertretung

VORGANG	TURNUS (Vorschlag)
Gesellschafterversammlungen/Umlaufverfahren Vorbereitung, Einberufung und Durchführung regelmäßiger und außerordentlicher Gesellschafterversammlungen sowie schriftlicher Umlaufverfahren	jährlich (nach Bedarf)
Geschäftsbericht Vollständiger Bericht über das vergangene Jahr, den aktuellen Stand sowie Ausblick auf aktuelle und anstehende Sachverhalte	jährlich
Kurzbericht/Quartalsinformation Grober Überblick der Geschäftsvorgänge und Ergebnisse zu einem bestimmten Zeitpunkt (Kurzform des Geschäftsberichtes)	jährlich/quartalsweise
Soll-Ist-Vergleich/Wirtschaftsplan Abgleich zwischen Ist- und Soll- bzw. Prognosewerten	jährlich/quartalsweise
Mittel- und langfristige Liquiditätsprognosen Planung und Steuerung der Liquiditätssituation und Ausschüttungen	jährlich (nach Bedarf)
Überwachung Liquiditätssituation Führung Gesellschafts- bzw. Gesellschafterkonten, Zahlungsverkehr, Einhaltung Fristen (Finanzamt, Bank), inkl. Berichtspflicht ggü. Banken	fortlaufend
Jahresabschluss Vorbereitung und Prüfung Jahresabschluss (ggf. inkl. Buchhaltung)	jährlich
Anlageformen für Eigenmittel Prüfung möglicher Anlageformen für Liquiditätsreserven	fortlaufend
Funktionsträger der (Fonds-)Gesellschaft - Auswahl, aktive Steuerung und Kontrolle der technischen Betriebsführung und des Wartungsunternehmens - Auswahl und Koordination von Gutachtern und Sachverständigen etc.	fortlaufend
Forderungsmanagement Geltendmachung und Nachhaltung von Ansprüchen ggü. Herstellern, Versicherungen, Dritten sowie Energieversorgungsunternehmen	fortlaufend

Was ist beim Reporting zu beachten? Was darf auf keinen Fall im Geschäftsbericht fehlen?

Die Information der Investoren/Anleger erfolgt üblicherweise in Form eines meist jährlich zu erstellenden ausführlichen Geschäftsberichtes. Oftmals wird den Gesellschaftern neben dem Geschäftsbericht noch ein Kurzbericht zur Verfügung gestellt, der einen groben Überblick über die Geschäftsvorgänge und Ergebnisse zu einem bestimmten Stichtag vermittelt. Auch wenn sicherlich jeder kaufmännische Betriebsführer seine eigene „Handschrift" in den Geschäftsbericht einfließen lässt, sollten folgende Bereiche/Themen behandelt werden:

CHECKLISTE

Was sollte der Geschäftsbericht enthalten?

✓ **Gesellschaftszweck / Gesellschafter / Handelsregister**
Kurze Darstellung der Gesellschaft (Zweck, Standort, WEA-Typ und Anzahl), Anzahl Gesellschafter, Handelsregister-Situation etc.

✓ **Überblick Liquiditätssituation**
Vorhandene Barmittel (inkl. Festgelder), Valutenstand Fremdmittel und ggf. Darstellung Rücklagen (z. B. Rückbau, Schuldendienst, Instandsetzung)

✓ **Erläuterungen zum Vorjahreszeitraum / laufenden Jahr**
- Technischer Betrieb / Ertragsdaten des Windparks
- Wirtschaftsplan und Ausführungen zu den wichtigsten Positionen bzw. Abweichungen
- Analyse auf Basis Soll-Ist-Vergleich

✓ **Aktuelle Ereignisse / Vorgänge**
✓ **Ausblick auf künftige Projekte bzw. Vorgänge**
✓ **Informationen zu weiteren Gremien (z. B. Beirat)**
✓ **Ausführungen zu steuerlichen Ergebnissen bzw. zum Jahresabschluss**
✓ **Hinweis nächste Gesellschafterversammlung bzw. Umlaufverfahren**

Wie wird eine Gesellschafterversammlung vorbereitet und durchgeführt? Was ist dabei zu beachten?

Der kaufmännische Betriebsführer hat bei der Einladung, Durchführung und Nachbereitung insbesondere die gesellschaftsvertraglichen Regelungen zu beachten. Diese sehen in der Regel mehrwöchige Ladungsfristen vor. Dies bedeutet, dass die Einladung unter Bekanntgabe des Tagungsortes, der Tagesordnung sowie der Gegenstände, über die Beschluss gefasst werden soll, z. B. mindestens drei Wochen vor dem Versammlungstermin zur Absendung gebracht werden muss. Der Ladung ist der ausführliche Geschäftsbericht beizufügen. Bei den vorgesehenen Beschlussfassungen sind die gemäß Gesellschaftsvertrag vorgeschriebenen Mehrheiten zu beachten und in der Ladung ist zudem auf ggf. erforderliche qualifizierte Mehrheiten (z. B. 75-prozentige Mehrheit) hinzuweisen. Der Ladung ist weiterhin ein Vollmachtsformular beizufügen, um Gesellschaftern, die verhindert sind, die Vertretung durch einen Dritten zu ermöglichen. Die Gesellschafter sollten gebeten werden, schriftliche Vollmachten bereits mit ausreichend zeitlichem Vorlauf (z. B. eine Woche vor Versammlungstermin) einzureichen, damit das Einpflegen der Vollmachten nebst Weisungen weitestgehend schon vor der Versammlung erfolgen kann.

Die Gesellschafterversammlung wird, sofern der Gesellschaftsvertrag dies erlaubt, zweckmäßigerweise von dem kaufmännischen Betriebsführer geleitet. Dieser hat zunächst die Beschlussfähigkeit festzustellen. Die Gesellschafterversammlung ist üblicherweise beschlussfähig, wenn sämtliche Gesellschafter ordnungsgemäß geladen sind und die anwesenden bzw. vertretenen Gesellschafter eine vorgeschriebene Mindestanzahl des stimmberechtigten Kapitals (z. B. 25 Prozent) auf sich vereinen. Vollmachten sind spätestens bei Feststellung der Anwesenheit nachzuweisen. Ist eine Gesellschafterversammlung nicht beschlussfähig, so ist innerhalb einer vorgeschriebenen Zeit eine neue Versammlung einzuberufen. Diese ist dann i. d. R. hinsichtlich der Tagesordnungspunkte der nicht beschlussfähigen Gesellschafterversammlung ohne Rücksicht auf die Zahl der anwesenden oder vertretenen Gesellschafter beschlussfähig. Hierauf ist in der Einladung hinzuweisen.

Foto: TREUCON

Windpark Schiphorst. Foto:TREUCON

Die Gesellschafterversammlung hat u. a. über folgende Angelegenheiten zu entscheiden: Feststellung des Jahresabschlusses, Entlastung der Geschäftsführung, Wahl und Abberufung der Mitglieder des Beirats, Änderungen des Gesellschaftsvertrages und Vornahme von Rechtsgeschäften, die über den gewöhnlichen Geschäftsverkehr im Rahmen des Gesellschaftszwecks hinausgehen (z. B. die Veräußerung des Windparks). Eine Beschlussfassung kann – alternativ zur Stimmabgabe auf der Gesellschafterversammlung – auch auf schriftlichem Wege erfolgen. Dieses sogenannte Umlaufverfahren unterliegt wie auch die Gesellschafterversammlung den gesellschaftsvertraglichen Regelungen. Außerordentliche Gesellschafterversammlungen sind einzuberufen, wenn es das Gesetz vorschreibt, es das Interesse der Gesellschaft erfordert oder eine festgeschriebene Anzahl von Gesellschaftern dies unter (schriftlicher) Angabe von Gründen verlangt.

Über die Verhandlungen und Beschlüsse der Gesellschafterversammlung ist ein Protokoll anzufertigen, welches den Gesellschaftern i. d. R. innerhalb einer vorgeschriebenen Frist zuzusenden ist. Nur dann ist den Gesellschaftern die Möglichkeit gegeben, innerhalb einer ggf. festgesetzten Ausschlussfrist Einsprüche gegen das Protokoll geltend zu machen. Nach Ablauf dieser Frist gilt das Protokoll als genehmigt.

2. Wirtschaftsplan, Soll-Ist-Vergleich und langfristige Liquiditätsprognose

Wirtschaftsplan/Soll-Ist-Vergleich

Ein wichtiges Instrument für die laufende Analyse der Liquiditätssituation der Gesellschaft ist der Wirtschaftsplan (unterjähriger Soll-Ist-Vergleich). In diesen werden zunächst die Sollwerte (Prospekt oder sonstige Vorgaben) des jeweiligen Geschäftsjahres eingestellt und den jeweiligen Prognosewerten des Jahres gegenübergestellt. Die Prognosen basieren u. a. auf den Erfahrungswerten der Vorjahre (z. B. durchschnittliche Stromerlöse, Instandhaltungskosten oder sonstige Kosten) sowie den aktuellen vertraglichen Gegebenheiten (Kosten Wartungsvertag, Steuerberatung etc.). Sie sollten sich dabei an den Grundsätzen der kaufmännischen Vorsicht orientieren.

Zu den Einnahmepositionen, die detailliert zu benennen sind, zählen insbesondere die Stromerlöse, zusätzliche Erlöse aus bspw. der Direktvermarktung sowie Zinseinnahmen. Bei den ebenfalls detailliert aufzuführenden Auszahlungen handelt es sich im Wesentlichen um Kosten für Wartung und Instandhaltung, Pachtzahlungen, Kosten der Geschäftsführung, Zins- und Tilgungsleistungen sowie um sonstige Kosten. Aus dem ermittelten Ergebnis *(Jahresergebnis I)* lassen sich schließlich Aussagen über mögliche Ausschüttungen ableiten, die in dem Jahresergebnis nach Ausschüttung *(Jahresergebnis II)* Berücksichtigung finden.

Eine Aktualisierung des Wirtschaftsplanes erfolgt i. d. R. quartalsweise. Hierzu werden den Sollwerten des jeweiligen Quartals die Ist-Daten gegenübergestellt und die jeweilige Abweichung wird ausgewiesen. Die Jahresprognose wird – soweit erforderlich

Wirtschaftsplan/Soll-Ist-Vergleich zum 3. Quartal

WINDPARK NORD-SÜD (Beispiel)	Übernahme Vorjahreswerte TEUR	QUARTAL 3 SOLL TEUR	QUARTAL 3 IST TEUR	QUARTAL 3 Abweichung TEUR
I. EINNAHMEN				
Stromerlöse	13.723	953	968	15
Zusatzerlöse (z. B. Direktvermarktung)	80	32	33	1
Erstattungen der Versicherung	191	0	0	0
Sonstige Einnahmen	314	0	0	0
Zinseinnahmen	59	3	0	-3
Summe Einnahmen	**14.367**	**989**	**1.001**	**12**
II. AUSZAHLUNGEN				
Nutzungsentgelte / Pachtzahlungen	418	30	30	0
Kosten Wartungsvertrag	710	149	149	1
Kosten Instandsetzungsmaßnahmen	892	28	2	
Kosten Versicherung (Prämien)	255	29	11	-18
Kosten Geschäftsführung	740	49	41	-8
Steuerberatung	125	0	0	0
Sonstige Kosten	278	5	4	-1
Strombezugskosten / Eigenverbrauch WEA	90	7	8	1
Tilgung Darlehen	6.477	290	302	12
Zinsaufwand Darlehen	2.644	71	33	-38
Gewerbesteuer	96	53	44	-9
Summe Auszahlungen	**12.725**	**710**	**624**	**-60**
Jahresergebnis I (vor Ausschüttung)	**1.642**	**279**	**377**	**73**
Ausschüttungen	*1.368*	*0*	*0*	*0*
Jahresergebnis II (nach Ausschüttung)	**274**	**279**	**377**	**73**
kumuliertes Liquiditätsergebnis	**274**			

JAHR		
SOLL TEUR	PROGNOSE TEUR	Abweichung TEUR
1.271	1.291	20
43	44	1
0	0	0
0	0	0
4	0	-4
1.318	**1.335**	**16**
38	39	1
198	198	0
37	15	-22
38	14	-24
66	67	1
13	13	0
7	28	21
9	10	1
387	402	15
95	41	-54
70	57	-13
958	**884**	**-74**
361	**451**	**90**
350	*350*	*0*
11	**101**	**90**
170	**375**	**205**

– an die aktuellen Gegebenheiten angepasst. Der Vorteil dieser Vorgehensweise ist, dass der Wirtschaftsplan somit fortlaufend Einblick in die aktuelle wirtschaftliche Situation der Gesellschaft gewährt und dem kaufmännischen Betriebsführer dadurch ermöglicht, rechtzeitig auf auftretende Abweichungen zu reagieren bzw. diesen gegenzusteuern.

Der Wirtschaftsplan mündet nach Ablauf des Geschäftsjahres in den Soll-Ist-Vergleich. Dieser zeigt die Abweichungen zwischen den Sollwerten und den ermittelten Ist-Daten des Jahres auf. Die Ist-Daten fließen als Übernahmewerte in den Wirtschaftsplan des folgenden Jahres ein und ermöglichen so eine Betrachtung des kumulierten Liquiditätsergebnisses. Sowohl der Wirtschaftsplan als auch der Soll-Ist-Vergleich sind von besonderer Bedeutung auch im Hinblick auf die fortlaufende Berichterstattung gegenüber den finanzierenden Kreditinstituten sowie gegenüber dem Beirat der Gesellschaft.

Langfristige Liquiditätsprognose

Die langfristige Liquiditätsprognose (Mehrjahresbetrachtung) ist neben dem Wirtschaftsplan und dem Soll-Ist-Vergleich (Jahresbetrachtung) ein hilfreiches Instrument, um die voraussichtliche zukünftige wirtschaftliche Entwicklung der Gesellschaft abzubilden. Sie ermöglicht es, sich in Zukunft abzeichnende Liquiditätsengpässe bereits mit ausreichend zeitlichem Vorlauf zu erkennen und Lösungsansätze zu entwickeln. Hierzu kann es erforderlich werden, mit dem finanzierenden Kreditinstitut frühzeitig über liquiditätsunterstüt-

Langfristprognose/Mehrjahresübersicht

WINDPARK NORD-SÜD (Beispiel)	Jahr 1 *IST*	Jahr 2 *IST*	Jahr 3 *IST*	Jahr 4 *IST*	Jahr 5 *IST*	Jahr 6 *IST*	Jahr 7 *IST*	Jahr 8 *IST*	Jahr 9 *IST*
I. EINNAHMEN									
Stromerlöse	343	1.247	1.185	1.274	1.250	1.147	1.272	1.363	1.098
Zusatzerlöse (z. B. Direktvermarktung)									
Sonstige Einnahmen	16		2	39	42	10	45	21	10
Zinseinnahmen	0	6	8	6	7	7	9	11	2
Summe Einnahmen	**359**	**1.253**	**1.195**	**1.319**	**1.299**	**1.164**	**1.326**	**1.395**	**1.110**
II. AUSZAHLUNGEN									
Nutzungsentgelte / Pachtzahlungen	1	37	37	38	38	38	38	39	37
Kosten Wartungsvertrag	45	45	45	45	45	48	48	48	48
Kosten Instandsetzungs-maßnahmen	0	3	3	56	38	65	121	56	178
Kosten Versicherungen (Prämien)	1	19	20	23	24	24	24	24	27
Kosten Geschäftsführung	50	54	62	66	63	59	64	68	55
Steuerberatung	0	10	10	11	11	11	11	12	12
Sonstiges	9	11	5	30	31	32	24	36	14
Strombezugskosten/ Eigenverbrauch WEA	1	7	9	8	7	8	8	7	10
Tilgung Darlehen	0	0	358	722	722	722	722	722	722
Zinsaufwand Darlehen	99	400	395	363	315	248	216	183	155
Gewerbesteuer	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe Auszahlungen	**206**	**586**	**944**	**1.362**	**1.294**	**1.255**	**1.276**	**1.195**	**1.258**
Jahresergebnis I (vor Ausschüttungen)	153	667	251	-43	5	-91	50	200	-148
Ausschüttungen	*0*	*167*	*167*	*0*	*133*	*68*	*167*	*200*	*0*
Jahresergebnis I (nach Ausschüttungen)	153	500	84	-43	-128	-159	-117	0	-148
Jahresergebnis kumuliert	**153**	**653**	**737**	**694**	**566**	**407**	**290**	**290**	**142**

Jahr 10 *IST*	Jahr 11 *IST*	Jahr 12 *IST*	Jahr 13 *IST*	Jahr 14 *SOLL*	Jahr 15 *SOLL*	Jahr 16 *SOLL*	Jahr 17 *SOLL*	Jahr 18 *SOLL*	Jahr 19 *SOLL*	Jahr 20 *SOLL*	Jahr 21 *SOLL*
1.112	1.352	1.254	1.291	1.232	1.232	1.232	1.232	1.232	1.232	1.232	1.232
		80	44	32	34						
37	111	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	1	0	0	1	1	1	1	2	2	1	1
1.149	**1.464**	**1.334**	**1.335**	**1.265**	**1.267**	**1.233**	**1.233**	**1.234**	**1.234**	**1.233**	**1.233**
38	39	38	39	38	38	38	38	38	38	38	38
50	50	193	198	203	208	213	218	223	229	235	241
76	197	99	15	15	16	16	17	18	18	18	19
27	28	14	14	15	15	15	16	16	44	46	46
60	70	69	67	66	65	64	64	64	64	64	64
12	12	13	13	13	14	14	14	15	15	16	16
22	52	12	28	18	18	18	18	18	18	18	18
10	7	8	10	10	10	10	10	10	10	10	10
722	722	343	402	402	402	100	0	0	0	0	0
124	86	60	41	32	15	1	0	0	0	0	0
0	0	96	57	72	73	75	96	116	116	115	115
1.141	**1.263**	**945**	**884**	**884**	**874**	**564**	**491**	**518**	**552**	**560**	**567**
8	201	389	451	381	393	669	742	716	682	673	666
33	*133*	*300*	*350*	*300*	*334*	*667*	*734*	*767*	*767*	*767*	*855*
-25	68	89	101	81	59	2	8	-51	-85	-94	-189
117	**185**	**274**	**375**	**456**	**515**	**517**	**525**	**474**	**389**	**295**	**106**

zende Maßnahmen wie bspw. die Gewährung von Zusatzdarlehen, Tilgungsstreckungen o. Ä. zu verhandeln und diesbezügliche Beschlussfassungen der Gesellschafter auf der Gesellschafterversammlung oder per Umlaufverfahren einzuholen. Auch lässt sich anhand der Mehrjahresbetrachtung abbilden, wann und in welcher Höhe voraussichtlich zukünftige Ausschüttungen möglich sind. Grundsätzlich sollte darauf hingewiesen werden, dass es sich bei der langfristigen Liquiditätsprognose um eine unverbindliche Orientierungsrechnung handelt.

3. Vertragsmanagement

Wie prüfe und analysiere ich das vorhandene Vertragswesen?
Der kaufmännische Betriebsführer ist oftmals mit der Situation konfrontiert, dass die (Fonds-)Gesellschaft den Betrieb des Windparks bereits aufgenommen hat und somit wesentliche Verträge schon in der Investitions- oder anfänglichen Bewirtschaftungsphase abgeschlossen wurden. Daher ist es wichtig, sich einen Überblick über das vorhandene Vertragswerk zu verschaffen und dieses auf Vollständigkeit zu überprüfen.

Bei der Analyse des Vertragswerkes empfiehlt es sich, dieses in die unterschiedlichen Bereiche aufzugliedern. Hier kann grob zwischen Gesellschaftsrecht, Grundstückssituation, Errichtung des Windparks, Eigen- und Fremdkapital sowie laufende Betriebsführung/sonstige Funktionsträger unterschieden werden. Wie der nachfolgenden Übersicht zu entnehmen ist, beinhalten die ersten fünf Bereiche insbesondere Verträge, die bereits bei Gründung der Gesellschaft bzw. im Zeitraum von der Planung bis zur Inbetriebnahme des Windparks zum Abschluss gekommen sind. Hier gilt es, insbesondere die Vollständigkeit zu prüfen und – soweit im Einzelfall erforderlich (z. B. bei fehlenden Gestattungsverträgen für Ausgleichsflächen) – Vertragsverhandlungen aufzunehmen.

Im Bereich laufende Betriebsführung/sonstige Funktionsträger handelt es sich oftmals um Verträge, die mit einer begrenzten Laufzeit abgeschlossen wurden. Dem kaufmännischen Betriebsführer obliegt es dann, die bestehenden Verträge bezüglich vorgesehener Kündigungsfristen zu prüfen, (Nach-)Verhandlungen über mögliche Optimierungen zu führen, Verlängerungsoptionen zu bewerten sowie Anschluss- und Neuverträge für die Gesellschaft zu verhandeln und abzuschließen.

Wann werden Nach- und Neuverhandlungen erforderlich und worauf ist zu achten?
Trotz vollständigen Vertragswerks kann das Führen von Neu- bzw. Nachverhandlungen über notwendige Verträge zum Betrieb eines Windparks erforderlich werden. An dieser Stelle seien beispielhaft die Pacht- und/oder Nutzungsverträge genannt. Diese enthalten i. d. R. bereits Vereinbarungen, welche es der Gesellschaft ermöglichen, auch bei einem Eigentümerwechsel (sog. Rechtsnachfolge) der genutzten Flächen (sowohl für die Errichtung der Anlage selbst als auch z. B. für die Kabelverlegung etc.) die Anlagen ohne

CHECKLISTE

Analyse Vertragswesen

(wichtige Verträge und Dokumente)

✓ **Gesellschaftsrecht**
- Gesellschaftsvertrag inkl. Nachträge
- Treuhandvertrag
- Gesellschafterliste
- Handelsregisterauszüge (aktuell)

✓ **Grundstückssituation**
- Pachtverträge und/oder Kaufverträge WEA-Standort
- Verträge zur Nutzung für Kabel- und Wegeflächen
- Nachbarschaftliche Zustimmung (Abstandsflächen Baulast)
- Pacht-/Bewirtschaftungsverträge Ausgleichsflächen
- Grundbücher, ggf. Baulastenverzeichnis

✓ **Errichtung Windpark**
- Vertrag Generalunternehmer (falls vorhanden)
- Kaufvertrag WEA (ggf. Umspannwerk)
- Baugenehmigung/BImSchG
- Sonstige Bauverträge
- Unterlagen Bauabnahme
- Gutachten zu Immissionen und Wind

✓ **Eigenkapital**
- Zeichnungsscheine Kommanditisten
- Verpfändungsanzeigen
- Kauf- und Übertragungsverträge

✓ **Fremdkapital**
- Darlehensverträge mit Anlagen, Zusatzvereinbarungen
- Verträge Anschlussfinanzierung (bei Bedarf)
- Bürgschaftsurkunden
- Forderungsabtretungen

✓ **Laufende Betriebsführung/ Sonstige Funktionsträger**
- Geschäftsbesorgungsvertrag
- Vertrag über technische Betriebsführung
- Wartungs- und Instandsetzungsvertrag WEA (ggf. Umspannwerk)
- Versicherungsverträge
- Verträge zur Einspeisung, zum Netzanschluss und zur Netznutzung
- Strombezug/Eigenverbrauch der WEA
- Vertrag Mühlenwart
- Vertrag Steuerberatung (Jahresabschluss, Buchhaltung)

Probleme weiter zu betreiben. Bei einem Verkauf gehen die Rechte und Pflichten aus dem bestehenden Vertrag auf den neuen Eigentümer über. Der guten Ordnung halber wäre dann nur der Vertragseintritt des neuen Eigentümers in den bestehenden Vertrag gegenüber der Gesellschaft anzuzeigen.

Anders kann jedoch eine Insolvenz des Verpächters mitunter zu größeren Problemen führen: Denn sollte die genutzte Fläche im Zuge eines Zwangsversteigerungsverfahrens durch einen Dritten erworben werden, so hat dieser nach den gesetzlichen Regelungen die Möglichkeit, bestehende Pachtverträge in einer gewissen Frist einmalig zu kündigen. Sind dann keine Dienstbarkeiten zugunsten der Gesellschaft im Grundbuch eingetragen, ist das (weitere) Recht zum Betrieb der Anlagen unter Umständen stark gefährdet. Aber auch eingetragene Dienstbarkeiten sind nicht unbedingt ein Garant für die Gesellschaft, vor einem drohenden Verlust der von ihr genutzten Flächen geschützt zu sein. Daher sollte es im Interesse einer jeden Gesellschaft sein, bestehende Verträge und Dienstbarkeiten juristisch auf das Insolvenzrisiko überprüfen zu lassen.

4. Schnittstellen zur technischen Betriebsführung

In vielen Situationen greifen kaufmännische und technische Aspekte stark ineinander, was eine frühzeitige Abstimmung und enge Zusammenarbeit beider Betriebsführer erforderlich macht. Im Folgenden soll kurz auf drei wesentliche Bereiche eingegangen werden.

- **Die Auswahl von Servicefirmen, Gutachtern und Sachverständigen** sowie die Koordinierung von Wartungs-, Reparatur- und Instandhaltungsarbeiten gehören zu den originären Aufgaben des technischen Betriebsführers. Diese haben immer auch Einfluss auf die Liquidität der Gesellschaft und müssen daher im Vorfeld mit dem kaufmännischen Betriebsführer abgestimmt werden. Denn dieser hat das wirtschaftliche Ergebnis der Gesellschaft gegenüber den Investoren/Anlegern zu erklären und damit letztlich über die Beauftragung zu entscheiden.

- Auch die **Bearbeitung von Versicherungsansprüchen** erfordert ein gemeinsames Vorgehen. Die Schadensabwicklung sowie der eigentliche Vorgang der Nachweisführung bei zu Anlagenstillständen führenden Schäden sind oftmals sehr komplex und setzen ein reibungsloses Zusammenspiel beider Betriebsführer voraus. Gutachter müssen ausgewählt und koordiniert, Vergleichsangebote eingeholt und bewertet, wirtschaftliche und technische Belange unter Berücksichtigung der Auflagen des Versicherungswerkes abgewogen werden.

- Vergleichbares trifft auf die **Bearbeitung von Gewährleistungs- oder Schadensersatzansprüchen** zu. Hier sind sowohl technische, kaufmännische als auch juristi-

Windpark Baldecker Land. Foto:TREUCON

sche Aspekte zu berücksichtigen. Eine juristisch präzise Anzeige der Mängel und Aufforderung zu ihrer Beseitigung ist Voraussetzung für ein erfolgreiches Vorgehen. Dies beinhaltet auch die inhaltliche Aufbereitung von Unterlagen zur gerichtlichen Durchsetzung von Ansprüchen, die Begleitung von Sachverständigen, die sachkundige Betreuung bei Gerichtsverfahren und die Sicherstellung des Informationsflusses zwischen sämtlichen Beteiligten.

Abschließend ist es Aufgabe des kaufmännischen Betriebsführers, Vorgänge von besonderer Bedeutung gegenüber den Investoren/Anlegern zu kommunizieren, Empfehlungen hinsichtlich erforderlicher Beschlussfassungen auszusprechen und die getroffenen Entscheidungen umzusetzen. ■

Autorin

Monika Hentze (Jg. 1968) absolvierte eine Ausbildung zur Industriekauffrau mit anschließendem Studium zur Diplom-Kauffrau (FU Berlin). Seit Neugründung im August 2001 ist sie bei der TREUCON Asset Management GmbH tätig. Seit Januar 2004 ist Monika Hentze als Geschäftsführerin verantwortlich für das Management von Windpark-Fondsgesellschaften mit derzeit ca. 100 Windkraftanlagen und über 120 MW Gesamtleistung.

Servicetechniker überprüft Messanlagen auf der Gondel. Foto: Tim Riediger/nordpool

Instandhaltungs-verträge – Was müssen sie heute bieten?

Mit dem Ziel einer möglichst hohen technischen Verfügbarkeit gilt die Instandhaltung als entscheidender Faktor für einen reibungslosen Betrieb von Windenergieanlagen. Die Betreiber vertrauen dabei inzwischen zumeist auf langfristige Instandhaltungsverträge. Ob nun der Hersteller selbst oder ein herstellerunabhängiges Unternehmen diese Leistung erbringt, ist von verschiedenen Faktoren abhängig.

Blick auf den Markt

Der Fokus der Branche richtet sich seit einigen Jahren zunehmend auf das Thema Instandhaltungsverträge. Projektierungen und Anlagenplanungen kalkulieren heute ab Start der Projektentwicklung und innerhalb der Kostenanalyse mit langfristigen Verträgen. Auch für die finanzierenden Institute bildet die vertraglich abgesicherte Instandhaltung einen maßgeblichen positiven Wert in der Risikoanalyse der Projektfinanzierung. Dabei gilt: Je weniger Risiken aufseiten des Betreibers verbleiben und je länger die Vertragslaufzeiten sind, umso besser.

Die Marktentwicklungen zeigen, dass bereits beim Neuerwerb von Windenergieanlagen langfristige Instandhaltungsverträge mit Mindestlaufzeiten von 15 Jahren abgeschlossen werden. Entsprechende anlagenspezifische Wartungs- und Instandhaltungskonzepte haben heute die Aufgabe, eine möglichst hohe technische Verfügbarkeit der WEA zu gewährleisten. Damit wird der Instandhaltungsvertrag zum Standard, mit dessen Leistungspflichten sich Betreiber und Betriebsführer genauestens auseinandersetzen müssen.

Die Auswahl des passenden Dienstleisters

Doch wer ist mit dieser so wichtigen Aufgabe zu betrauen? Erfahrung, Kenntnisse und Wissen zu den betreffenden Windenergieanlagen sind für die Instandhaltung von elementarer Bedeutung. In der Praxis zeigt sich, dass die Instandhaltungsverträge für neu erworbene Anlagen fast ausnahmslos mit den Herstellern geschlossen werden. Für bereits im Betrieb befindliche Anlagen – insbesondere nach Ablauf der Mängelrechtefrist – existieren auf dem Markt aber auch zahlreiche Instandhaltungsangebote herstellerunabhängiger Unternehmen.

Vor der Entscheidung für einen Anbieter sollten einige Aspekte unbedingt beachtet werden. So ist die herstellerseitige Instandhaltung unmittelbar nach der Inbetriebnahme der WEA in der Regel aus Sicht des Unternehmers Voraussetzung für den Erhalt der (verlängerten) Mängelrechte, der Gewährleistung oder. der Garantien für die Leistungskennlinie oder den Schallleistungspegel. Rechtlich betrachtet kann dies zwar eine zweifelhafte Verknüpfung mit den gesetzlichen Ansprüchen sein, jedoch ist oftmals das Know-how in den ersten Jahren der Betriebsphase nach Markteinführung neu entwickelter Anlagen beim Hersteller wesentlich höher als auf dem freien Markt.

Die Entwicklung zeigt allerdings, dass die herstellerunabhängigen Unternehmen immer schneller in der Lage sind, den Markt der neueren Anlagentypen inklusive Komponentenverfügbarkeit etc. zu bedienen. Insofern kann die Auswahl für den Anlagenbetreiber sowohl Chancen als auch Risiken bergen.

Spezialisten für die Rotorblattwartung. Foto: Jens Meier/laif

Konzept Wartungs- und Instandhaltungsvertrag

Gerade mit der Bedeutungszunahme für Betreiber, Projektierer, finanzierende Banken und Versicherer lohnt es sich, die technischen Inhalte des Instandhaltungsvertrages in Abgrenzung zu einem Wartungsvertrag näher zu betrachten. Da es auf dem Markt sehr unterschiedliche Bezeichnungen gibt, lässt sich eine generelle Abgrenzung nicht per se und grundsätzlich definieren. Beide Verträge leben generell vom Vereinbarungsumfang der Parteien, die in der Regel im vertraglichen Werk genau definieren, welche Leistungspflichten zwischen ihnen gelten.

Zum Leistungsumfang des Wartungsvertrages gehören insbesondere die Maßnahmen zur Verzögerung des Abbaus des vorhandenen Abnutzungsvorrats als Teilaspekt der hier thematisierten (präventiven) Instandhaltung. Ziel ist es, den Abbau bis zur festgelegten Abnutzungsgrenze zu verlangsamen. Das Wartungsunternehmen schuldet damit nur insoweit den störungsfreien Zustand der Anlage, als dieser durch sorgfältige und regelmäßige Wartung hergestellt werden kann. Alles Weitere darüber hinaus betrifft den Bereich der Instandsetzung.

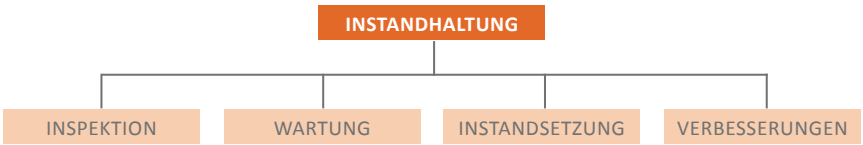
Demgegenüber umfasst der Leistungsumfang eines Instandhaltungsvertrages eine Kombination aus Inspektion, Wartung, Instandsetzung und ggf. Verbesserung. Oftmals formuliert der Anbieter seine Instandhaltungsverpflichtung als technische Gewährleis-

tung für den störungsfreien Betrieb der WEA. Ziel ist es in der Regel, die Betriebsbereitschaft der WEA dauerhaft durch eine Kombination von Maßnahmen sicherzustellen, die eigenständig vom Unternehmer nach technischem Erfordernis ergriffen werden. Dieser trifft die Entscheidung über den Zeitpunkt und die Art der einzusetzenden Maßnahmen. Für entsprechend normierte Ausfallzeiten und -ereignisse werden in den Verträgen zudem sogenannte technische Verfügbarkeiten gewährleistet bzw. garantiert.

Ziel: Instandhaltung

Obwohl die heute vorherrschenden Verträge oftmals als Vollwartungs- oder Serviceverträge bezeichnet werden, handelt es sich im Kern um Instandhaltungsverträge. Entsprechende Definitionen finden sich in den jeweils gültigen Fassungen der DIN-EN 13306 und 31051. Der Oberbegriff der Instandhaltung ist zu verstehen als Kombination aller technischen und administrativen Maßnahmen sowie Maßnahmen des Managements während des Lebenszyklus einer Betrachtungseinheit zur Einhaltung des funktionsfähigen Zustandes oder zur Rückführung in diesen, so dass sie die geforderte Funktion erfüllen kann.

Bei der Instandhaltung besteht der Maßnahmenkatalog aus weit mehr, nämlich aus Inspektion, Wartung, Instandsetzung und ggf. Verbesserungen.



Zwar stehen bei der Instandhaltung somit sowohl Richtung als auch Ziele von Konzepten der Inspektion, Wartung, Instandsetzung und Optimierung fest. Allerdings kann der Anlagenbetreiber im Hinblick auf sein individuelles Vertragsverhältnis mit diesen Definitionen allein noch nicht viel anfangen. Oftmals sind auch nur Ansätze für die Instandhaltungspflichten in den jeweiligen Vereinbarungen aufgeführt – wie beispiels-

CHECKLISTE

Worauf kommt es an?

- ✓ **Genaue Definition der Leistungspflichten**
- ✓ **Genaue Definition der Leistungsausschlüsse**
- ✓ **Beachtung geltender Regelungen (z. B. DIBt Richtlinie 2012)**
- ✓ **Erfassung aller Komponenten der WEA**
- ✓ **Regelung zur Kontrolle und Durchführung von Sicherheitsprüfungen**
- ✓ **Vereinbarte Reaktionszeiten und Komponentenverfügbarkeit**
- ✓ **Berichtswesen und Dokumentation**
- ✓ **Zulässige Preisanpassungsklauseln**
- ✓ **Risikogerechte Haftungsregelungen**
- ✓ **Definitionstatbestände zur Verfügbarkeit (zeit- oder produktionsbasiert)**
- ✓ **(Gutachterliche) Definition und Bewertung zum Vertragsende**
- ✓ **Versicherungsprodukt ohne Schnittstellenverlust**

weise: Reduktion von Störungen, regelmäßige Inspektion und Wartung, regelmäßige Ölprobenziehung, regelmäßige Kontrollen, Erneuerung von Verbrauchsmaterialien und Verschleißteilen, Austausch von nicht mehr funktionsfähigen Teilen, technische Verfügbarkeit. Welchen Leistungsstandard der Betreiber damit tatsächlich erwarten kann, ist unklar.

Mindestinhalte

Vor diesem Hintergrund der häufig doch rudimentären Regelungen ist es für den Betreiber maßgeblich, dass in den Verträgen genaue Definitionen der Leistungspflichten getroffen werden, da sich nur so Verantwortungen im Betrieb der Windenergieanlage zuordnen lassen. Als Maßstab gelten dabei die Herstelleranforderungen für die jeweiligen Komponenten, das Wartungspflichtenheft der WEA, die Typenprüfung sowie die Vorgaben der Anlagengenehmigung. Aber auch der aktuelle Stand und die allgemein

Gutachterarbeiten. Foto: Jens Meier/laif

anerkannten Regeln der Technik sind zu beachten (z. B. DIBt 2012: Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung). Dabei muss zweifelsfrei klar sein, welches Bauteil in welchem Umfang geprüft wird. Diskrepanzen finden sich in diesem Bereich immer wieder – insbesondere auch bei der Überprüfung, Inspektion und Wartung der Tragstruktur. Betreiber vergessen hier oft, dass die fehlende Wartung von Anlagenteilen automatisch Einfluss nehmen kann auf das Intervall der Wiederkehrenden Prüfung. Nur im Falle einer jährlichen Wartung aller maßgeblichen Komponenten besteht die Möglichkeit, den Zyklus der Wiederkehrenden Prüfung entsprechend zu verlängern. In der Praxis zeigen sich nicht selten weitere vertragliche Lücken – z. B. bei elektrotechnischen Prüfungen, Sicherheitsprüfungen oder sonstigen technisch normierten wiederkehrenden Prüfungen.

Bedeutung können auch vertraglich vereinbarte Reaktionszeiten im Störfall im Verhältnis zu einer gewährten Verfügbarkeit erlangen. Ferner kann sich die Frage nach der Bevorratung von Großkomponenten lohnen, insbesondere wenn Bauteile im Ausland produziert werden. Unzweideutige Regelungen zur Dokumentationsanforderung und zum Dokumentationstransfer der einzelnen Tätigkeiten sind dabei ebenso wichtig wie das Offenlegen etwaiger Betriebs(roh)daten.

Der Umgang mit Mängeln

Was passiert im Fall der fehlerhaften Leistung? Auch im Bereich der Instandhaltungsverträge ist der Vertragspartner verpflichtet, die Fehler durch Nacherfüllung zu beseitigen. Übliche Maßnahmen sind dabei die Nachbearbeitung der fehlerhaften Vertragselemente oder auch die erneute fehlerfreie Instandsetzungsmaßnahme. In der Regel

sollte es nicht mehr als zwei Nachbesserungsversuche für den Unternehmer geben. Hieran schließt sich dann die Mängelbeseitigung des Anlagenbetreibers durch sogenannte Selbst- bzw. Ersatzvornahme an.

Oftmals wird bei während der Mängelrechtefrist notwendigen Instandsetzungsmaßnahmen nicht zwischen den Leistungspflichten aus dem Liefervertrag und dem Instandhaltungsvertrag unterschieden. Inhaltlich handelt es sich dabei aber um unterschiedliche Ansprüche, die auch unterschiedliche rechtliche Folgen zeitigen können (zum Beispiel Anspruch auf Einbau von Neubauteilen, Neubeginn von Verjährungsfristen etc.) und auf die der Betreiber somit im eigenen Interesse achten sollte.

Schnittstelle Versicherung

Mit dem Trend zur Instandhaltung wird in der Regel auch eine klare Trennung im Leistungsangebot zwischen dem Instandhaltungs- und einem Versicherungsvertrag vollzogen. Je nach Ausgestaltung des Instandhaltungskonzeptes verbleiben Restrisiken, die über das originäre Betriebsrisiko, welches regelmäßig vom Instandhaltungsvertrag abgedeckt sein sollte, hinausgehen. Diese Risiken müssen frühzeitig bedacht und – sofern

Bedarfsgerecht ...

... einspeisen ... signalisieren

Windkraftwerke müssen die gesetzliche Forderung nach bedarfsgerechter Regelung erfüllen. Der Quantec-Direktvermarktungsregler (QDR)* und der übergeordnete Parkregler, zum Beispiel für Umspannwerke, schaffen dafür die Voraussetzung – maßgenau dimensioniert, maßgenau investiert.

Dass Hindernisfeuersysteme von Quantec Networks kompromisslos zuverlässig signalisieren, hat eine äußerst beruhigende Wirkung auf Piloten. Und weil das Licht aus bleibt, wenn sich am Himmel nichts tut, sind auch die Menschen am Boden beruhigt. Bedarfsgerechte Befeuerung.

Quantec networks

Quantec Networks GmbH · Oldenburger Allee 45 · 30659 Hannover · Tel.: +49(0)5324-780966-0 · info@quantec-networks.de

Foto: Paul-Langrock.de

möglich – versicherungstechnisch abgesichert werden. Oftmals wird es sich dabei um Schadenursachen handeln, die sich auf einen äußeren Einwirkungsbereich beziehen. Häufig bleiben Feuer, Blitzschlag und insbesondere auch Diebstahl die Themen der Versicherung. Ebenso wie bei der Fragestellung, ob alle Windenergieanlagenteile vertragstechnisch erfasst sind, gilt dies auch für die Peripherie und Infrastruktur (externer Trafo, Kabel etc.). Diese sind mitunter ebenfalls wartungspflichtig und sollten in der Regel auch einem Versicherungsschutz unterliegen.

Generell erfordern die auf dem Markt befindlichen unterschiedlichen Instandhaltungskonzepte eine individuelle Prüfung zwischen den Leistungen aus dem Instandhaltungsvertrag und dem Versicherungskonzept. So kann nicht nur das Problem der unsinnigen und teuren Mehrfachabsicherung, sondern es können – noch wichtiger – auch Schnittstellenverluste für bestimmte Schadensereignisse vermieden werden, die ggf. durch ungenügende Prüfung und Beratung von keinem der Produkte abgedeckt werden.

Optimierung

In der Praxis finden sich viele Aspekte, die im Sinne des Betreibers vertraglich verbessert werden können. Dies beginnt bereits bei der Kostenstruktur der langfristigen Verträge. Hier ist darauf zu achten, dass Preisanpassungen rechtlich zulässig normiert werden und diese sich an Indizes orientieren, die auch mit den Markt- und Preisentwicklungen im Bereich der Windenergie in Verbindung stehen. Dabei sollte für eine zulässige Regelung immer auch die Anpassung nach unten möglich sein. Aber auch externe Themen wie die EEG-Novellierung können Änderungen im Instandhaltungsvertrag erforderlich machen. So erhalten z. B. Meldepflichten zu absehbaren Stillständen aufgrund von Instandhaltungsmaßnahmen im Rahmen der verpflichtenden Direktvermarktung eine wesentliche Bedeutung. Die Beratung im Rahmen eines Instandhaltungsvertrages für Bestandsanlagen sollte sich ferner auch auf die Angebote zur Verbesserung der Maschinen beziehen, um hier Funktionssicherheit und Betriebsfähigkeit der Anlagen zu steigern. Ist dem Betreiber an diesen Optimierungsansätzen gelegen, so muss er derzeit oftmals selbst bei der Vertragsgestaltung zustandsorientierte Maßnahmen einfordern und definieren (z. B. jährliche Prüfung der Triebstrangausrichtung).

Auch bei der vertraglichen Gewährung von Verfügbarkeiten lohnt es sich, diese im Detail zu prüfen und zu verhandeln. Manche Anbieter begrenzen dort ihre Leistungen summenmäßig. Überdies sollte der Anlagenbetreiber den Anspruch erheben, ohne ein hoch kompliziertes Formelwerk und den Einfluss von rechnerischen Wahrscheinlichkeiten den pauschalierten Ausfall selbst berechnen zu können. Bei den langfristigen Verträgen sind zudem einvernehmliche Prüfungsabläufe zum Vertragsende zu normieren. Dabei geht es um die entscheidende Frage, in welchem Zustand sich die Windenergieanlage nach den durchgeführten Leistungen zum Ende des Instandhaltungsvertrages befinden muss (Vermeidung eines Instandhaltungsstaus). Aber auch weitere Themen wie die Übernahme von Sicherheitsprüfungen, die sachgerechte Verhandlung von Haftungsausschlüssen und Haftungsbegrenzungen bieten häufig Optimierungspotenzial. ■

Fazit

Mit der Prüfung der Leistungsverpflichtung im Detail, klaren vertraglichen Regelungen, einer eindeutigen Leistungsabgrenzung im Verhältnis zu Versicherungen oder Dritten und unter Berücksichtigung der Verbesserungsansätze kann der Betreiber mit dem Blickwinkel auf die dargestellten und angerissenen Probleme im eigenen Interesse auf einen optimalen Instandhaltungsvertrag hinwirken.

Autorin

Martina Beese, Jahrgang 1974, Rechtsanwältin. Seit 2003 ist Martina Beese in der auf Erneuerbare Energien spezialisierten Kanzlei Engemann & Partner in Lippstadt tätig. In ihrem Arbeitsfeld berät sie für den Gesamtbereich der Erneuerbaren Energien überwiegend Betreiber, Projektierer und Investoren. Im Bereich der Windenergie liegt ihr Tätigkeitsschwerpunkt in der Beratung und Verhandlung von Verträgen zu den Themen Projektkauf (Due-Diligence), Lieferung und Wartung von Windenergieanlagen, Betriebsführung, Flächennutzung, sämtliche Themen des Versicherungsrechts und bei EEG-Fragen. Mit diesem Wirkungsbereich ist sie Mitglied im juristischen Beirat, in der Arbeitsgruppe Prüfbescheinigung des Sachverständigenbeirats, im Arbeitskreis Graufleckigkeit und Sprecherin der Arbeitskreise Fundamente und Weiterbetrieb nach 20 Jahren und referiert auch zu diesen spezifischen Themen.

Foto: Jan Oelker

Betriebsführungs-vertrag: gut geregelt ein Must-have

Betriebsführungsverträge gelten heute als Garanten für die erfolgreiche Performance von Windparks. Der Betreiber muss sich darüber im Klaren sein, dass er mit der kaufmännischen und technischen Betriebsführung die wichtigste unternehmerische Aufgabe für den laufenden Betrieb seines Windparkprojektes vergibt. Vor diesem Hintergrund sollten die Verträge mit der erforderlichen Sorgfalt verhandelt und abgeschlossen werden. Gleichfalls sollten die Vertragspartner auch die Reichweite der zwischen ihnen bestehenden Regelungen erkennen.

Alltag der Betriebsführung

Die Betriebsführung stellt eine komplexe Schnittstelle vielfältiger Beziehungen und Interessen dar, die zwischen Anlagenbetreiber, Hersteller, Wartungsunternehmen, Versicherung, Investoren, Behörden, Netzbetreiber, Nachbarn und diversen sonstigen Beteiligten verläuft. Nicht zuletzt haben die Betriebskosten einen großen Einfluss auf den Erfolg eines Projektes. Als ständiger Begleiter und Optimierer fungiert dabei die Betriebsführung.

Betriebsführungsverträge haben somit bereits in der Projektphase einen sehr hohen Stellenwert und werden bei der Finanzierung von Windenergieprojekten bewertet. Investoren wie auch Versicherungen erwarten den Einsatz einer professionellen Betriebsführung. Aus Sicht der Risikoanalyse trägt eine gute Betriebsführung erheblich zu einem kontinuierlichen Betrieb der Einzelanlage oder des Windparks und damit zu Wirtschaftlichkeit und Rentabilität des Projekts bei. In der Praxis existieren zwar in der Regel derartige Verträge, die hierin aufgeführten Leistungen und Pflichten sind oftmals aber nur sehr allgemein und fast schon rudimentär definiert. Da das allgemeine Betriebsrisiko eng mit diesen übernommenen Risiken verbunden ist, ist es demzufolge unabdingbar, hier Vereinbarungen mit Detailregelungen zu treffen. Maßgebliche Kriterien für die Akzeptanz der Vertragsinhalte aufseiten von Betreibern und Investoren sind dabei die Referenz der Betriebsführungsgesellschaft, die personelle Kompetenz zur Betriebsführung sowohl in technischer als auch kaufmännischer Sicht sowie der Erfahrungsschatz im Bereich vergleichbarer Anlagen und Vertragsgestaltungen.

Was ist zu regeln?

Die rechtliche Strukturierung der Beziehungen erfolgt über den Betriebsführungsvertrag, der die Rechte und Pflichten beider Seiten genau festzulegen hat. Grundlage des Vertrages bilden Elemente aus Dienstleistungs-, Werk- und Geschäftsbesorgungsverträgen. Zudem werden aufseiten des Betreibers spezifische Aufgaben und Vollmachten übertragen. Der Betriebsführer schuldet grundsätzlich die ordnungsgemäße Ausübung seiner Tätigkeit, darüber hinaus garantiert er jedoch keinen bestimmten Erfolg aus seiner Tätigkeit.

Ausgehend vom Ziel des Vertrages, den Betrieb der Windenergieanlage sowohl kaufmännisch als auch technisch zu begleiten, ergibt sich eine Vielzahl von Leistungsverpflichtungen unterschiedlichster Art. Diese können vom (zeitlichen) Umfang in Abhängigkeit der Ausgestaltung des Betriebsrisikos stark divergieren.

Bereits die Ausrichtung eines Windparks als Bürgerwindpark oder Fonds, die konkrete Ausgestaltung von Wartungs- oder Instandhaltungsverträgen sowie die zeitliche Abpassung der Betriebsphase z. B. innerhalb der Mängelrechte schaffen ganz unterschiedliche

psm

Intelligente Lösungen
technisch & kaufmännisch

www.psm-service.com

Aufgabenstellungen. Zudem sind in den letzten Jahren neue Leistungspflichten entstanden: unter dem Aspekt der zustandsorientierten Instandhaltung und Optimierung, durch Änderungen der zurückliegenden EEG-Regelungen sowie durch die Novellierung des EEG 2014. Stetig erweitert sich somit der Pflichtenkatalog der Betriebsführung.

Da der Betriebsführer hier eine zentrale Stellung einnimmt und auch Aufgaben des Betreibers übernimmt, besteht ein besonderes Vertrauensverhältnis, das Kompetenz und den Einsatz qualifizierter Fachkräfte erfordert.

Vergütungsfragen und Laufzeitregelungen sind dabei ebenso wichtig wie die Möglichkeit der Kündigung – u. a. für den Fall, dass aus Sicht des Betreibers ein Wechsel erforderlich wird. Pflichten begründen immer auch Verantwortung. Nach den allgemeinen Gesetzesbestimmungen und den Elementen des Betriebsführungsvertrages haftet der Betriebsführer für fahrlässiges und vorsätzliches Verhalten. Um eine sachgerechte, wirksame und risikobegrenzende Regelung zu treffen, ist bei der Schaffung von Haftungsregelungen eine erhebliche Sorgfalt angezeigt. Der Betriebsführer sollte daher über eine ausreichende und den Leistungsbereich abdeckende Betriebshaftpflichtversicherung verfügen. Aufgrund der heute im Markt befindlichen weitreichenden Geheimhaltungsvereinbarungen zu den Verträgen des Projektes ist auch der sensible Umgang mit Betriebsdaten nicht zu vergessen.

Als wesentliche Vertragselemente gelten:

1. Beschreibung des Vertragsgegenstandes
2. Konkrete Leistungspflichten des Betriebsführers
3. Vollmachtumfang durch den Betreiber
4. Form der Vergütung
5. Vertragslaufzeit
6. Kündigungsgründe
7. Haftung
8. Nachweise zur Betriebshaftpflichtversicherung
9. Umgang mit Daten

Problemfelder

Im Bereich der Betriebsführungsverträge zeigt die Praxis der Vertragsausgestaltung eine Vielzahl von Problemen, die Anlass für Streitigkeiten der Vertragsbeteiligten geben können.

Bereits bei der Beschreibung des Vertragsgegenstandes muss deutlich werden, ob sich die Leistungspflichten der Betriebsführung allein auf die Windenergieanlage oder auch die Peripherie beziehen. Versäumnisse in diesem Bereich haben nicht selten Aus-

wirkungen auf Verträge mit Dritten (z. B. fehlende Erreichbarkeit aufgrund nicht geräumter Zuwegung). Im Rahmen der Leistungspflichten sind neben den klassischen Aufgabengebieten und alltäglichen Verrichtungen zudem besondere Maßnahmen zu definieren, wie z. B. die Anzahl der jährlichen Begehungen und Vor-Ort-Begleitungen von Versicherungsschäden. Die Kontrollumfänge sind aufgabenbezogen stringent auf Wartungs- bzw. Instandhaltungsverträge zu normieren, ebenso verhält es sich mit der Aufgaben- und Verantwortungsverteilung von technischen Sicherheitsprüfungen an der Windenergieanlage. Im Rahmen des Betriebs der Windenergieanlage obliegt dem Betreiber als Kraftwerksbetreiber die Einhaltung verschiedener technischer Anforderungen und Prüfungen, die schlussendlich vom Betriebsführer in die Wege geleitet und überwacht werden. Dazu gehört auch, Notwendigkeiten und Umfänge von Prüfungen zu erkennen und bestenfalls diese als Leistungspflichten zu begleiten.

Der Betriebsführer muss zudem im Betriebsalltag in die Lage versetzt werden, als Fachkraft eigenständige, wenn auch wertmäßig begrenzte Entscheidungen zu treffen. Hierfür – und gegebenenfalls auch im Zusammenhang mit der Begleitung von vertraglichen Ansprüchen – ist er mit entsprechend widerruflichen Vollmachten auszustatten ohne dabei gegen gesetzliche Verbote zu verstoßen. Hinsichtlich der empfohlenen

Betriebsführung war gestern.

Mit energy consult ist Ihnen ein ganzheitliches, wirtschaftlichkeitsoptimiertes Management Ihres Windparks sicher. Marktorientiert, rechtssicher und immer auf der Höhe der Zeit. Technisch wie betriebswirtschaftlich. Nutzen Sie ab sofort das volle Optimierungspotenzial Ihrer Investition und geben Sie sich nicht mit den üblichen Standards zufrieden.

energy consult – mehr als gute Worte.

energy consult

energy consult GmbH · Peter-Henlein-Straße 2–4 · 27472 Cuxhaven · www.energy-consult.net
Standort Husum · Otto-Hahn-Straße 12–16 · 25813 Husum · Tel. +49 (0)4841 8944-413 · info@energy-consult.net

CHECKLISTE

Worauf ist besonderer Wert zu legen?

- ✓ **Leistungsbeschreibung und Leistungsausschlüsse**
- ✓ **Eindeutige Vollmachtregelungen**
- ✓ **Verantwortungsabgrenzung zu technischen Prüfanforderungen**
- ✓ **Anpassungsmöglichkeit für hinzutretende Leistungen aufgrund (gesetzlicher) Änderungen**
- ✓ **Vergütung berücksichtigt Haftungsübernahmen angemessen**
- ✓ **Wirksame Rechtsgestaltung von Formularverträgen (sachgerechte Laufzeiten)**
- ✓ **Wirksame Klauseln zur Haftungsbegrenzung oder deren Haftungsausschluss**

sachgerechten Vergütung ist es wichtig, auch einen angemessenen Anreiz für den Betriebsführer durch eine entsprechende Erfolgsbeteiligung zu schaffen. In der Praxis haben sich hier die zumindest zum Teil variable Vergütung sowie Bonussysteme bewährt. Bei der Laufzeit von Betriebsführungsverträgen orientiert an der Entwurflebensdauer der Windenergieanlagen bzw. des Parks oder aber auch bei diesbezüglichen Zeiträumen von 10 – 15 Jahren sind die besonderen rechtlichen Regelungen in den allgemeinen Geschäftsbedingungen auf ihre mögliche Unwirksamkeit hin zu überprüfen. Ähnlich verhält es sich bei der Ausgestaltung von Haftungsbegrenzungen oder Haftungsausschlüssen. Regelungen sind mit der gebotenen Vorsicht anzuwenden und bedürfen stets einer sehr genauen Prüfung ihrer Wirksamkeit.

Must-have

Der Betriebsführer muss über eine weitreichende Kenntnis in allen relevanten Bereichen verfügen: Themen wie Recht, Steuern, Finanzierung, Geschäftsführung, Versicherung und Instandhaltung begleiten seinen Alltag. Unabdingbar sind für ihn zudem ein hohes technischen Verständnis und die Fähigkeit, Schäden zu beurteilen und hierauf schnell zu reagieren. Darüber hinausgehendes innovatives Wissen ist gleichfalls gefordert, da die Betriebsführung oftmals Impulsgeber ist für die Optimierung von Windparkprojekten. Weitergehende Themen wie beispielsweise der Weiterbetrieb nach 20 Jahren und die diesbezügliche Beratung des Betreibers runden das Gesamtportfolio des Betriebsführers ab.

Umso wichtiger ist es daher, dass gerade die Leistungsstandards eindeutig geregelt sind. Im Praxisalltag kann man auftretenden Lücken begegnen, sofern der Fokus auf der Erkennung der Risiken und ihrer vertraglichen Optimierung liegt. ■

Autorin

Martina Beese, Jahrgang 1974, Rechtsanwältin. Seit 2003 ist Martina Beese in der auf Erneuerbare Energien spezialisierten Kanzlei Engemann & Partner in Lippstadt tätig. In ihrem Arbeitsfeld berät sie für den Gesamtbereich der Erneuerbaren Energien überwiegend Betreiber, Projektierer und Investoren. Im Bereich der Windenergie liegt ihr Tätigkeitsschwerpunkt in der Beratung und Verhandlung von Verträgen zu den Themen Projektkauf (Due-Diligence), Lieferung und Wartung von Windenergieanlagen, Betriebsführung, Flächennutzung, sämtliche Themen des Versicherungsrechts und bei EEG-Fragen. Mit diesem Wirkungsbereich ist sie Mitglied im juristischen Beirat, in der Arbeitsgruppe Prüfbescheinigung des Sachverständigenbeirats, im Arbeitskreis Graufleckigkeit und Sprecherin der Arbeitskreise Fundamente und Weiterbetrieb nach 20 Jahren und referiert auch zu diesen spezifischen Themen.

Foto: Tim Riediger/nordpool

Versicherung von Windenergieanlagen

Für Betreiber und Investoren birgt der Betrieb von Windenergieanlagen eine Vielzahl von Gefahren und Risiken, auf die sich der Versicherungsmarkt eingestellt hat und spezielle Versicherungslösungen bietet.

Die Basis für den optimalen Versicherungsschutz bildet immer die vollständige und eindeutige Risikoerfassung vor Abschluss des Versicherungsvertrages und die Überprüfung des eigenen Versicherungsbedarfs. Wichtig hierbei ist neben genauen Angaben zur Windenergieanlage auch die Peripherie genau zu definieren: Wem gehört das interne Kabel? Wem gehört die Übergabestation? Ist in der Übergabestation der Netzverknüpfungspunkt gelegen oder gibt es bis dorthin noch ein externes Kabel? Wird ein Umspannwerk errichtet?
Im Folgenden erhalten Sie einen Überblick über mögliche Versicherungsbereiche zur Absicherung von Betreibern und Windenergieanlagen mitsamt der angeschlossenen Infrastruktur.

Maschinen- und Maschinen-Betriebsunterbrechungsversicherung

Windenergieanlagen unterliegen aufgrund ihrer Konstruktion und den erheblichen Wechsellasten, denen sie permanent ausgesetzt sind, einer immensen Beanspruchung und laufzeitbedingten Materialabnutzung.
Um das Risiko unvorhergesehener Sachschäden zu minimieren, ist eine Maschinen- ergänzt mit einer Maschinen-Betriebsunterbrechungsversicherung unbedingt zu empfehlen. Im Schadenfall ersetzt sie die Reparaturkosten, im Fall eines Totalverlustes den Zeitwert der Windenergieanlage. Darüber hinaus trägt der Versicherer auch solche Kosten, die durch die Schadenbeseitigung, der Wiederherstellung der Windenergieanlage und/oder aufgrund behördlicher Auflagen hierzu entstehen; die sog. Versicherungssummen auf erstes Risiko.
Die Maschinen-Betriebsunterbrechungs-Versicherung (als BU abgekürzt) gleicht den Ertragsausfall infolge eines versicherten Sachschadens an der Windenergieanlage aus, wenn keine Energie erzeugt werden kann. In der Regel werden diese Versicherungen miteinander kombiniert und als Vollschutz-, Kasko- oder Zusatzversicherung zu einem Vollwartungsvertrag angeboten.
Während die sog. Kasko-Deckung ausschließlich unvorhergesehene Schäden, die von außen auf die Windenergieanlage einwirken, z.B. aus höherer Gewalt wie bei Brand, Blitzschlag, Sturm-/Hagel und Einbruch-/Diebstahl absichert, sind in den Vollschutzversicherungen auch innere Betriebs- und Bruchschäden versichert. Versicherungen dieser Art werden vor allem für ältere Anlagen und Anlagen ohne Vollwartungsvertrag abgeschlossen.

Besteht für die Windenergieanlage ein Vollwartungsvertrag, ist der Abschluss einer Zusatzversicherung hierzu die richtige Wahl. Sie versichert die Differenz aus dem Vollwartungsvertrag und einer Vollschutzversicherung, wobei sich der genaue Umfang dabei immer nach den verhandelten Konditionen des Vollwartungsvertrages richtet.

Es ist daher sinnvoll, diesen vor Abschluss des Versicherungsvertrages vorzulegen, um Lücken im Versicherungsschutz vorzubeugen. Die Zusatzversicherung sollte Ihnen auch dann Versicherungsschutz bieten, wenn das Wartungsunternehmen seiner Leistungspflicht im Insolvenzfall nicht mehr nachkommen kann.
Voraussetzung für eine Übernahme des Schadenfalles durch den Versicherer ist immer, dass ein Schaden unvorhergesehen eingetreten ist.
In einigen Deckungskonzepten zur Maschinen- und Maschinen-BU-Versicherung werden sinnvolle Ergänzungslösungen angeboten, die z.B. vereinbarte Selbstbehalte aus Wartungsverträgen oder Ausfallzeiten absichern, die über die Verfügbarkeitsgarantien der Hersteller hinausgehen.

Unabhängig von der Art des Versicherungsschutzes, ob Zusatz-, Kasko- oder Vollschutzversicherung, bilden immer die Versicherungsbedingungen oder Deckungskonzepte die Grundlage des Versicherungsumfangs. Sie beschreiben detailliert, wann ein Schadenfall vorliegt und welche Entschädigungsleistungen zu erwarten sind. Es empfiehlt sich unbedingt, Versicherungsbedingungen und Deckungskonzepte zu prüfen und ggfs. zu vergleichen.
Ebenfalls Teil der Versicherungsbedingungen sind Regelungen zu Instandhaltungsmaßnahmen und zustandsorientierten Prüfungen, die an der versicherten Windenergieanlage durchzuführen sind.

Der Versicherungsbeitrag wird immer individuell kalkuliert und richtet sich neben dem gewählten Deckungskonzept, der Höhe der kW-Nennleistung, dem Wert der Anlage auch nach dem Hersteller und Typ der Windenergieanlage. Bei älteren Anlagen ist auch der Zustand der Anlage maßgeblich, der ggfs. über Gutachten belegt werden muss.

Wird neben der Windenergieanlage auch ein Umspannwerk betrieben, ist dieses unbedingt separat zu versichern; neben der Maschinenversicherung sollten hier auch Rückwirkungsschäden an den Windenergieanlagen mitversichert werden, sollte eine Einspeisung der gewonnenen Energie aufgrund eines Schadenfalles am Umspannwerk nicht möglich sein.

Betreiber-Haftpflichtversicherung

Die Haftpflichtversicherung sichert den Betreiber von Windenergieanlagen gegen Schadenersatzansprüche Dritter ab, die aus seiner gesetzlichen Haftungsverpflichtung resultieren und im Zusammenhang mit dem Betrieb einer Windenergieanlage stehen. Sie stellt neben der Maschinenversicherung einen sehr wichtigen Versicherungsvertrag dar.
Auch schon vor der Betriebsfertigkeit der Windenergieanlage besteht, sofern im Versicherungsumfang enthalten, Versicherungsschutz im Rahmen der Bauherrenhaftpflichtversicherung. Daher sollte der Versicherungsbeginn mit dem Beginn der Bauarbeiten übereinstimmen.
Sind die an den Betreiber gestellten Ansprüche berechtigt, werden diese vom Versicherer abgegolten. Wird ein unberechtigter Anspruch an den Betreiber einer Windenergieanlage gestellt, wehrt der Haftpflichtversicherer diesen für den Betreiber ab (die sog. passive Rechtsschutzversicherung).
Bei guten Deckungskonzepten wird der Versicherungsschutz ergänzt durch die Umwelthaftpflicht- und Umweltschadenversicherung.
Während der Aufbauphase lassen Sie sich als Betreiber von allen am Bau Beteiligten und evtl. Umweltschadenversicherung vorlegen/belegen.

D&O-Versicherung („Directors & Officers“)

Die D&O-Versicherung – D&O steht für “Directors and Officers” – ist eine spezielle Form der Haftpflichtversicherung für Geschäftsführer von Betreibergesellschaften. Geschäftsführungsorgane haften in unterschiedlicher Weise, z.B. gemäß § 43 und § 64 GmbHG, für ihre Geschäftsführertätigkeit mit ihrem gesamten derzeitigen und künftigen Vermögen; keine andere Versicherungsform als die D&O-Versicherung schützt sie vor dem Verlust ihres Vermögens, wenn ihnen Pflichtverletzungen aus ihrer Tätigkeit heraus vorgeworfen werden.
Nicht nur, dass tagtäglich weitreichende Entscheidungen getroffen werden müssen, auch sich stetig ändernde gesetzliche und betriebliche Rahmenbedingungen verschärfen die individuelle Haftungssituation und haben in der Vergangenheit dazu geführt, dass Schadenersatzansprüche deutlich zugenommen haben und eine Absicherung immer wichtiger machen.

Der Beitrag zur D&O-Versicherung ist immer individuell. Er hängt stark vom gewählten Versicherungskonzept ab und orientiert sich darüber hinaus am Jahresumsatz und der Anzahl der Betreibergesellschaften.

Rechtsschutzversicherung

Rechtsschutzversicherungen übernehmen Kosten, die bei einem Rechtsstreit entstehen. Auch in diesem Bereich wurden Spezialkonzepte aufgelegt, die weit über die normalen Rechtsschutzbedingungen hinausgehen. Wichtig hierbei ist, dass der sog. Vertragsrechtsschutz enthalten ist, der Streitigkeiten mit Wartungsunternehmen, Behörden oder Netzbetreibern mitversichert.

Fazit

Eine umfassende Auseinandersetzung mit den verschiedenen Versicherungslösungen und dem eigenen Versicherungsbedarf ist jedem Betreiber zu empfehlen. Der Versicherungsmarkt ist – wie die Windbranche selbst – in stetiger Bewegung und es werden kontinuierlich neue oder ergänzende Versicherungslösungen entwickelt, um den speziellen Anforderungen gerecht zu werden.

Autorin

Pia Wiechers, Jahrgang 1977, ist Versicherungsfachwirtin (IHK) und seit 1999 in der Versicherungswirtschaft tätig. Bei dem auf Erneuerbare Energien spezialisierten Versicherungsmakler „Enser Versicherungskontor GmbH“ in Ense (Kreis Soest) ist sie als Spezialistin mit der Risikoanalyse und Versicherung von Anlagen der erneuerbaren Energietechnologien betraut, ihr besonderer Fokus liegt auf der Windenergie.

AURELO
business IT-solutions

Branchensoftware

AURELO Energiepark-Manager
für Projektentwickler / Betreiber

Projektierung
- Planung / Budgets
- Flächen / Liegenschaften
- Zeiterfassung
- Abrechnungen

Kfm. Betriebsführung
- Anlagen / Windparks
- Verträge / Fristen
- Pachten / Einspeisungen
- Abrechnungen

CRM
- Kontakte
- Schriftverkehr
- Aufgaben / Termine
- Dokumente

Finanzen
- Rechnungswesen
- Zahlungsverkehr
- Controlling / Berichte
- Cash Flow

Bürgerbeteiligung
- Kommanditisten / Genossen
- Zeichnungsregister
- Abrechnungen

AURELO GmbH Kiel www.aurelo.de

Microsoft Dynamics NAV

BWE

Foto: Jan Oelker

Controlling im Windparkbetrieb: Kosten und Erlöse

Das Controlling eines Windparks fußt auf praktisch verwertbaren Planungsgrößen. Erfahrungswerte bei den Betriebskosten, die Faktoren der Ertragsseite (Vergütung/Direktvermarktung), aber auch die Planung und Vorausrechnung der Liquiditätsentwicklung bilden unabdingbare Voraussetzungen für eine ordentliche kaufmännische Geschäftsführung.

Weitere – nachfolgend nicht betrachtete – Bereiche der kaufmännischen Geschäftsführung sind: Aspekte des Reporting und Dokumentationsaufgaben gegenüber Eigentümern und sonstigen Beteiligten, rechtlich-wirtschaftliche Einzelfragen wie die Dauer der erhöhten Einspeisevergütung, Wiederkehrende Prüfungen, Gesellschafterversammlungen, Grundstücksfragen sowie Finanzierung und Umschuldung.

1. Die Kosten des Windparkbetriebs

Ein großer Teil der bei Windprojekten entstehenden Kosten ist vertraglich fixiert und daher bis zu einem gewissen Umfang planbar. Aufgeteilt werden können sie in monatliche, vierteljährliche (quartalsweise), halbjährliche, jährliche, mehrjährliche sowie unvorhergesehen und ohne zeitliche Regel anfallende Kosten. Die folgende Tabelle gruppiert die Kosten in technische und kaufmännische Kosten und unterteilt sie entsprechend ihres zeitlichen Auftretens. Für die Erstellung einer Liquiditätsplanung muss jedoch immer die konkrete vertragliche Grundlage geprüft werden, da es individuell vereinbarte Regelungen geben kann.

TABELLE: Systematik der Kosten in einem Windpark

	Monat	Quartal	Halbjahr	Jahr	Mehrjahre	Regellos
TECHNISCH	Technische Betriebsführung	Wartungen	Wartungen	Pachtzahlungen	Wiederkehrende Prüfungen	Reparaturen/ Instandsetzungen
	Kosten für bezogenen Strom				Rotorblattpflege	Infrastrukturpflege
	Umspannwerk					
	Telekommunikation					
KAUFMÄNNISCH	Kaufmännische Geschäftsführung	Finanzbuchh.		Versicherungsprämien		
		Zinsen		Komplementärvergütung		
				Avalprovisionen		
				Sicherheitenverwaltungsprovision		
				Gewerbesteuer		
				Mitgliedsbeiträge		

Die Kosten sind grundsätzlich aufgrund der vertraglichen Bestimmungen zu planen, daher ist jeder einzelne Vertrag diesbezüglich zu prüfen. Darüber hinaus muss auf vereinbarte Kostensteigerungen Rücksicht genommen werden. Üblich sind hier feste Preissteigerungsvereinbarungen (z. B. jährlich zuzüglich 2 Prozent) oder die Anbindung an einen genau definierten Preisindex. Zudem sind die Laufzeiten der Verträge zu beachten.

Für die Liquiditätsplanung muss die Geschäftsführung auch Annahmen über die Höhe der Kosten bei einem Anschlussvertrag treffen. Das kann mitunter zu einem sprunghaften Ansteigen der Kosten führen und bedingt in der Folge eine Liquiditätsplanung separat für jede Kostenart, welche anschließend sämtlich wieder zusammengeführt werden.

Windpark bei Altentreptow. Foto: Paul-Langrock.de

Zunächst wird in Jahressummen geplant. Im Anschluss wird für jedes folgende Betriebsjahr eine unterjährige Planung erstellt. Liegen feste Kosten vor, die z. B. nicht von der Stromproduktion abhängig sind, können diese einfach je nach zeitlichem Anfall auf die Monate eines Jahres verteilt werden. Kosten, die von der Stromproduktion abhängig sind (z. B. Honorare oder Liquiditätsabflüsse wie die Umsatzsteuer), werden nach der monatlichen Verteilung der Stromproduktion gemäß Windgutachten auf die Monate verteilt. Fehlt eine solche Angabe, wählt man den durchschnittlichen Produktionsverlauf gemäß Windindex.

Übliche *betriebliche* Kostenansätze sind:

- **Instandhaltungskosten** (Wartung und Instandsetzung/Reparatur): 13 – 15 Prozent der Jahresstromerlöse, zum Ende der Betriebszeit mit steigender Tendenz (erste 10 Betriebsjahre 10 Prozent, zweite 10 Betriebsjahre 20 Prozent).
- **Technische Betriebsführung:** bis 2,5 Prozent, bei Vollwartungsvertrag etwas weniger.
- **Strombezug:** 1.250 Euro/a/MW, bei Vestas eher 2.000 Euro/a/MW.
- **Weitere Kosten:** Wiederkehrende Prüfungen (Rotorblätter, Triebstrang), Rechtsberatungen, Mitgliedsbeiträge (IHK, BWE), Ausgleichsmaßnahmen, Monitoringkosten für Tiere, Infrastrukturpflege (Kranstellplätze, Zuwegungen, Schneeräumung), Mess- und Abrechnungskosten.
- **Rückbaukosten:** 30.000 – 50.000 Euro/MW installierter Leistung.
- **Umspannwerkskosten** (soweit relevant): entsprechend dem individuellen Vertrag.

Übliche *kaufmännische* Kostenansätze sind:

- **Kaufmännische Geschäftsführung:** 1,0 – 2,5 Prozent je nach Projektkomplexität.
- **Direktvermarktungskosten:** 0,2 – 0,3 Eurocent/kWh.
- **Sonstiges:** 1.000 Euro pro WEA.
- **Versicherungsprämien:** 5.000 Euro/MW, bei Vollwartung 1.000 Euro/MW.
- **Finanzbuchhaltung:** 3.000 Euro.
- **Komplementärvergütung** (bei GmbH & Co. KG): 2.000 – 3.000 Euro.
- **Avalprovision für Rückbaubürgschaften:** 1 Prozent der Bürgschaftssumme.

So entsteht eine Serie von monatsgenauen Liquiditätsplanungen, die miteinander verknüpft und grafisch dargestellt unter anderem Liquiditätsengpässe schnell erkennbar machen. Hier müssen zudem nach und nach die Ist-Zahlen in die Planung eingepflegt werden.

2. Die Erlöse des Windparkbetriebs

Die Erlöse des Windparkbetriebs sind vergleichsweise einfach darzustellen, da überwiegend Stromerlöse anfallen. Diese sind ggfs. mit Direktvermarktungserlösen kombiniert. Weitere Erträge sind Zinserträge, hier ist eine Annahme über die Höhe der Zinsen bei einer Laufzeit von 20 Jahren zu treffen.

Die Planung der erwarteten Erlöse sollte kaufmännisch vorsichtig erfolgen. Derzeit ist selbst ein angesetzter Wert von 1 Prozent bereits zu hoch. Daneben können noch Versicherungserstattungen sowie Erstattungen aus Verfügbarkeitsgarantien anfallen. Sie werden nicht geplant, sondern nur bei der Ist-Betrachtung eingearbeitet. Kleinere sonstige Erlöse (Mobilfunk, Pachten) fallen üblicherweise nicht ins Gewicht.

In Ländern mit Zertifikatsystemen setzen sich die Erlöse aus dem Verkauf des Stroms am Strommarkt sowie aus den Erlösen des CO_2-Zertifikatehandels zusammen. Die zugrundeliegenden Verträge haben allerdings kürzere Laufzeiten. Sie haben daher insbesondere für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen eine gegenüber dem Einspeisetarifsystem unsichere Planung zur Folge. Es fallen dann Servicepauschalen für Vermarktung und CO_2-Handel sowie ggfs. Netzdurchleitungsgebühren an.

Sensitivitätsanalysen

Sensitivitätsanalysen sollen aufzeigen, wie robust die wirtschaftliche Struktur ausgelegt ist bzw. wie sensibel die Wirtschaftlichkeit auf Änderungen von Einflussgrößen reagiert. Dabei wird für einen längeren Zeitraum eine um beispielsweise 5 Prozent geringere Stromproduktion angenommen: Ist in einem solchen Fall die Zahlungsfähigkeit noch gegeben? Treten ggfs. in späteren Jahren Liquiditätsengpässe auf? Wie kann der angespannten finanziellen Situation mit Änderungen bei Aufwandspositionen, Tilgungen oder geplanten Ausschüttungen Rechnung getragen werden? Eine Sensitivitätsanalyse kann ebenso für einen angenommenen erhöhten Instandhaltungsaufwand durchgeführt werden.

Direktvermarktung

Die Direktvermarktung wurde vom Gesetzgeber im EEG 2012 eingeführt. Sie ist in der Zwischenzeit die Regel geworden. Derzeit wird nach dem Marktprämienmodell abgerechnet, bei dem der Bonus für die Direktvermarktung zwischen dem Betreiber und dem Direktvermarkter geteilt wird. Das EEG 2014 sieht hier allerdings eine Weiterentwicklung dahingehend vor, dass die Direktvermarktung verpflichtend wird und der diesbezügliche

Aufwand vom Betreiber in Form einer Servicepauschale (ca. 0,2 bis 0,3 Eurocent pro vermarkteter kWh) dem Direktvermarkter vergütet wird.

Zwar existiert momentan eine Vielzahl von Direktvermarktern, allerdings wird sich der Markt voraussichtlich in den nächsten Jahren konsolidieren. Bei der Auswahl des richtigen Direktvermarkters ist zunächst dessen Bonität zu beachten. Des Weiteren sollte die Vertragsbindung nicht zu lange bemessen sein bzw. es sollten angemessene Kündigungsmöglichkeiten bestehen. Für den Insolvenzfall des Direktvermarkters sollte eine Bürgschaft über drei Monatserlöse gestellt werden, um einen Wechsel möglich zu machen. Sind die Anlagen schließlich fernsteuerbar (nicht gemeint ist hier die Regelbarkeit nach dem Einspeisemanagement), so ist dies für den Direktvermarkter attraktiver und wird sich mit zunehmender Marktintegration der Erneuerbaren Energien als positives Attribut etablieren.

Controlling und Reporting gegenüber Banken und Eigentümern

Eine zentrale Betrachtungsgröße aus finanzieller Sicht stellen für jede Geschäftsführung die in den Kreditverträgen vorgesehenen, unbedingt einzuhaltenden Kennziffern dar. So stellt beispielsweise der *Kapitaldienstdeckungsgrad*, auch Debt Service Coverage Ratio (DSCR) genannt, die liquiden, zur Bedienung von Zins und Tilgung zur Verfügung stehenden Mittel einer Periode ins Verhältnis zu den vorgesehenen Zins- und Tilgungszahlungen. Der Quotient aus freien Mitteln und dem Kapitaldienst (Zins und Tilgung) muss dabei über „1" liegen, da ansonsten die kreditvertraglichen Pflichten nicht erfüllt werden können. Als übliche Vorgabe sollte der Quotient hier bei mindestens „1,1" liegen – es sollte also 10 Prozent mehr Liquidität zur Verfügung stehen, als benötigt wird. Diese Kennziffer muss in jedem Betriebsjahr gesondert betrachtet und eingehalten werden. Notfalls sollte auf Ausschüttungen verzichtet oder von vornherein ein höheres Eigenkapital eingesetzt werden. Diese Kennziffer im Auge zu behalten und sie vorausschauend zu berechnen, erspart viel Ärger mit der finanzierenden Bank.

Eine weitere Kennziffer, die üblicherweise vom Investor in den Blick genommen wird, ist die *interne Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitals*. Dabei finden im Rahmen einer Investitionsrechnung diejenigen Zeitpunkte Beachtung, zu denen an die Gesellschafter Ausschüttungen vorgenommen werden.

Es macht einen großen Unterschied, ob man sein eingesetztes Kapital gleichmäßig verteilt über die Betriebszeit zurückerhält oder ob dies erst zum Ende der Betriebszeit in größeren Summen erfolgt.

Zur richtigen Einordnung wurde hier von der Finanzwirtschaft die „Net Present Value (NPV)“ entwickelt. Dabei wird der Zeitpunkt des Rückflusses mittels eines Zinssatzes bewertet: Je später eine Zahlung erfolgt, umso geringer wird der Wert dieser Zahlung eingeschätzt. Ist der so errechnete Wert höher als das eingesetzte Kapital, so ist die Investition insgesamt lukrativ. Von großem Einfluss ist in diesem Kontext natürlich der herangezogene Zinssatz. Bei Windprojekten wird von ca. 7 – 9 Prozent ausgegangen.

Eine ähnliche Betrachtung liefert die *„Internal Rate of Return (IRR)“*. Diese sucht den Zinssatz, bei dem in einem gegebenen Projekt die abdiskontierten zukünftigen Zahlungen sich gerade auf den Wert des eingesetzten Kapitals summieren. So wird die Rendite eines Projektes sichtbar.

Die letzte für die Geschäftsführung relevante Größe bildet die ebenfalls von der Bank geforderte *Liquiditätsreserve*. Diese beträgt üblicherweise 50 Prozent des Kapitaldienstes der Folgeperiode. Ist diese Reserve nicht vorhanden, so ist eine Ausschüttung von Liquidität an die Gesellschafter/Eigentümer nach Kreditvertrag nicht zulässig. ■

Fazit

Nur ein strukturiertes Vorgehen kann der Geschäftsführung die sorgsame Erfüllung ihrer Aufgaben ermöglichen. Als Verwalter fremden Vermögens tätig zu sein erfordert eine systematische Planung der Erlöse und Kosten sowie die Kenntnis der zugrundeliegenden technischen, rechtlichen und finanziellen Voraussetzungen. Hinzu kommt nicht zuletzt ein Reporting gegenüber Projektbeteiligten (Transparenz) in einem Marktsegment, das dem Prinzip der Nachhaltigkeit verpflichtet ist. Die Geschäftsführung hat dabei keine kurzfristigen Ziele zu verfolgen, sondern Hand in Hand mit der technischen Betriebsführung den gesamten Betriebszeitraum bis zum Abbau – oder dem Repowering – zu überblicken.

Autor

Wilfried Schäfer, Jahrgang 1960, Studium der Volkswirtschaftslehre in Gießen und in Tübingen. Seit 2012 Abteilungsleiter Bestand GLS Beteiligungs AG/GLS Bank eG, Beratungstätigkeit Geschäftsführung von Windparks, Seminare zu Wirtschaftlichkeitsberechnungen von Windparks im HdT – Essen, Dozent im Windstudium der Universität Oldenburg. Von 2009 bis 2012 Investment Manager EK bei Triodos Bank Deutschland, Frankfurt am Main; 2002 bis 2009 bei der GLS Bank, Bochum, Geschäftsführer Wind- und Solarparks, Projektentwicklung Wind- und Solarparks.

I. Allgemeine steuerrechtliche Grundlagen

1. Steuerliche Grundlagen

Unternehmen haben umfangreiche steuerliche Verpflichtungen zu erfüllen. Unmittelbar betroffen sind sie von der Umsatzsteuer, Gewerbesteuer, Grundsteuer, Grunderwerbsteuer, Mineralölsteuer, Versicherungssteuer, Kfz-Steuer und – für deren Arbeitnehmer – auch von der Lohnsteuer. Bei der Umsatzsteuer und der Gewerbesteuer ist jedes Unternehmen, unabhängig ob Kapitalgesellschaft oder Personengesellschaft, selbst Steuersubjekt. Das heißt, das Unternehmen als solches wird besteuert und schuldet die Steuer.

Körperschaftsteuerpflichtig (zu den Ertragsteuern zählen neben der Körperschaftsteuer auch die Einkommensteuer und Gewerbesteuer) sind nur die Kapitalgesellschaften (AG, GmbH, KGaA, Genossenschaft) Steuersubjekte und werden durch die Körperschaftsteuer erfasst. Die Gewerbesteuer betrifft die Kapitalgesellschaften ebenfalls. Auf Einzelheiten der Gewinnermittlung einzugehen, auf welchen letztlich die verschiedenen Steuern anfallen, soll an dieser Stelle verzichtet werden.

Personengesellschaften sind lediglich Gewinnermittlungssubjekte, soweit von der Gewerbesteuer abgesehen wird. Es wird der Gewinn der Gesellschaft einheitlich ermittelt, um ihn dann, je nach gesellschaftsrechtlicher Vereinbarung, auf die Gesellschafter der Personengesellschaft zu verteilen [sog. gesonderte und einheitliche Gewinnfeststellung, die nach §§ 179 ff. Abgabenordnung (AO) durchgeführt wird]. Die auf jeden einzelnen Gesellschafter entfallenden Gewinne unterliegen jeweils dessen persönlichem Einkommensteuersatz. Steuersubjekt ist einkommensteuerlich also jeder Gesellschafter einer Personengesellschaft.

Nachfolgend wird die aktuelle Rechtslage kurz vorgestellt.

a) Umsatzsteuer

Der Umsatzsteuer unterliegen sämtliche Lieferungen und sonstige Leistungen, die ein Unternehmer tätigt. Unternehmer ist nach § 2 UStG, wer eine gewerbliche oder berufliche Tätigkeit selbstständig ausübt. Gewerblich oder beruflich ist jede nachhaltige Tätigkeit zur Erzielung von Einnahmen, auch wenn die Absicht, Gewinn zu erzielen, fehlt oder eine Personenvereinigung nur gegenüber ihren Mitgliedern tätig wird. Sofern Lieferungen oder Leistungen in der genannten Form erbracht werden, handelt es sich um sog. steuerbare Umsätze. Ob die konkrete Lieferung oder Leistung auch umsatzsteuer-

pflichtig ist, ergibt sich aus §§ 4 ff. UStG. Grundsätzlich können Unternehmen, die ihrerseits Lieferungen beziehen oder sonstige Leistungen in Anspruch nehmen, die darauf entfallende Umsatzsteuer als sog. Vorsteuer geltend machen und mit ihrer Umsatzsteuerzahllast verrechnen. Die Umsatzsteuer belastet Unternehmen grundsätzlich nicht, weil nach der Intention des Gesetzgebers die Umsatzsteuer über den Preis an den jeweiligen Kunden weitergegeben wird (werden soll). Dass dies nicht immer gelingt, ist bekannt. Sonderregelungen gibt es für sogenannte Kleinunternehmer nach § 19 UStG oder Unternehmen, die selbst keine steuerpflichtigen Leistungen erbringen.

Hinweis

Unternehmen sind regelmäßig durch Umsatzsteuer nicht belastet. Die Umsatzsteuer, die sie vereinnahmen, verwalten sie lediglich treuhänderisch (und unentgeltlich!) für den Staat. Die Nichtabführung der Umsatzsteuer wird jedoch in besonderem Maße nach § 25 d UStG geahndet. Außerdem kommt bei Nichtabführung eine persönliche Haftung des Unternehmers bzw. des Geschäftsführers für die Umsatzsteuer in Betracht. Entsprechende Vorschriften gelten auch für die Lohnsteuer der bei dem Unternehmen beschäftigten Arbeitnehmer (diese stellt nur eine besondere Erhebungsform der Einkommensteuer der Arbeitnehmer dar), u. a. nach §§ 69 ff. AO.

b) Körperschaftsteuer

Der Körperschaftsteuer unterliegen Kapitalgesellschaften, also AG, GmbH und KGaA, sowie andere in § 1 Abs. (1) Körperschaftsteuergesetz (KStG) genannte Körperschaften. Nach dem Unternehmensteuerreformgesetz 2008 gilt nunmehr ab dem Veranlagungszeitraum 2008 nach § 23 Abs. (1) KStG ein Steuersatz von 15 % des zu versteuernden Einkommens. Der danach verbleibende Betrag wird, sofern er an die Anteilseigner ausgeschüttet wird, im sogenannten Teileinkünfteverfahren besteuert nach § 20 EStG i. V. m. § 3 Nr. 40 EStG. Nach diesem sind 60 % der Ausschüttungen dem persönlichen Steuersatz zu unterwerfen. In diesem Zusammenhang ist zu berücksichtigen, dass aufgewandte Finanzierungszinsen für Anteile an Kapitalgesellschaften ab dem Veranlagungszeitraum 2009 nicht mehr steuermindernd berücksichtigt werden! Sofern Anteilseigner Kapitalgesellschaften sind, gelten z. T. Besonderheiten.

c) Gewerbesteuer

Der Gewerbesteuer unterliegt der Gewerbeertrag, der nach den Vorschriften des

Einkommensteuergesetzes bzw. des Körperschaftsteuergesetzes ermittelt wird. Die Gewerbesteuer ist eine gemeindliche Objektsteuer. Deshalb werden dem Gewinn bestimmte Beträge nach § 8 GewStG hinzugerechnet, während andere in § 9 GewStG genannte Beträge abgezogen werden. Der sich so ergebende Betrag wird gemäß § 11 Abs. (1) S. 3 Nr. 1 GewStG bei natürlichen Personen und Personengesellschaften um einen Freibetrag in Höhe von Euro 24.500,00 verringert; davon wird wiederum ein Betrag von 3,5 % (Gewerbesteuermesszahl) genommen. Daraus ergibt sich der sog. Gewerbesteuermessbetrag. Dieser wird mit dem Hebesatz der Gemeinden multipliziert, in denen die Gesellschaft ihre Betriebsstätte hat. Der Hebesatz beträgt gemäß § 16 Abs. (4) S. 2 GewStG 200 %, wenn die Gemeinde keinen höheren Hebesatz bestimmt hat. Der sich dann ergebende Betrag stellt die Gewerbesteuer dar. Diese kann seit dem 1. Januar 2008 nicht mehr ihrerseits als Betriebsausgabe gewinnmindernd abgezogen werden.

Bei dieser Beschreibung der Ermittlung der Gewerbesteuer handelt es sich um eine sehr vereinfachte Darstellung.

Die Einkommensteuer vermindert sich um eine pauschalierte Anrechnung der Gewerbesteuer in Höhe des 3,8-Fachen des jeweils für das Unternehmen festgesetzten Steuermessbetrages. Es verbleibt bei der Möglichkeit der Anrechnung der Gewerbesteuer nach § 35 Abs. (1) EStG.

Sofern ein Gewerbebetrieb mehrere Betriebsstätten in verschiedenen Gemeinden hat, findet eine Zerlegung statt gem. §§ 28 ff GewStG. Für Betriebe, die Windenergieanlagen betreiben, gilt der besondere Zerlegungsmaßstab nach § 29 Abs. (1) Nr. 2 GewStG, wobei die Aufteilung in dem Verhältnis 30 % / 70 % erfolgt und 70 % des Steuermessbetrages der Gemeinde zugerechnet werden, in der die Windenergieanlagen betrieben werden. Abweichende Zerlegungsmaßstäbe können aber mit den Gemeinden vereinbart werden im Rahmen eines Vertrages zwischen den betroffenen Gemeinden und der Betreibergesellschaft.

d) Einkommensteuer

Der Einkommensteuer unterliegen als unbeschränkt einkommensteuerpflichtig nach § 1 Abs. (1) EStG natürliche Personen, die im Inland einen Wohnsitz oder ihren gewöhnlichen Aufenthalt haben, und zwar mit ihrem gesamten Einkommen (Welteinkommensprinzip). Alle übrigen Personen, die in der Bundesrepublik Deutschland Einkünfte erzielen, sind mit diesen Einkünften unter bestimmten Voraussetzungen beschränkt steuerpflichtig. Das zu versteuernde Einkommen wird nach den Vorschriften des Einkommensteuergesetzes ermittelt. Für Beteiligungen an Personengesellschaften werden anteilige Gewinne durch die bereits genannte gesonderte und einheitliche Gewinnfeststellung ermittelt und – zusammen mit anderen Einkünften – mit dem persönlichen Einkommensteuersatz des Gesellschafters [derzeitiger Höchststeuersatz: 45 % (42 % Spitzensteuersatz ggf. zzgl. 3 % „Reichen"- oder „Neid"-Steuer)] zzgl. 5,5 % Solidari-

tätszuschlag auf die Einkommensteuer und ggf. Kirchensteuer belastet. Die Höhe der Kirchensteuer richtet sich nach den Vorschriften in den einzelnen Bundesländern.

Im Rahmen der Gewinnermittlung bei Personengesellschaften gibt es eine Vielzahl von Besonderheiten, die es zu beachten gilt. Für Publikumsfondsgesellschaften gelten weitere Besonderheiten (vgl. z. B. § 15 b EStG). Generell sind bei Gesellschaften, die WEA betreiben, die Vorgaben von § 7 g EStG zu beachten. Diese Vorschrift ermöglicht die Inanspruchnahme erheblicher Sonderabschreibungen und kann zu Liquiditätszuflüssen bzw. „verhinderten" Steuerzahlungen (in den ersten Jahren) führen. Vorsicht: Hier gibt es eine Menge Fallstricke! Verluste, die von Gesellschaften erzielt werden, sind grundsätzlich unbegrenzt vortragsfähig nach den Vorgaben von § 10 d EStG. Im Rahmen von Beteiligungen an Personengesellschaften erzielte Verluste sind grundsätzlich unbeschränkt mit übrigen Einkünften verrechenbar. Besonderheiten gelten bei Kommanditgesellschaften und anderen Gesellschaften, bei denen die Haftung aus rechtlichen Gründen oder auch aufgrund faktischer Umstände begrenzt ist (vgl. § 15 a EStG). Bei GmbH & Co. KGs ist die unmittelbare Verrechenbarkeit der Verluste grundsätzlich auf die im Handelsregister eingetragene Hafteinlage (bei Kommanditisten) beschränkt. Sollte im Kommanditgesellschaftsvertrag weiteres Pflichtkapital vereinbart worden sein, ist eine Verlustverrechnung auch insoweit möglich, wie weiteres Pflichtkapital eingezahlt worden ist. Beim im Handelsregister eingetragenen Haftkapital ist eine solche Einzahlung nicht notwendig, um entstehende Verluste sofort mit anderen Einkünften verrechnen zu können.

Nach § 34 a EStG (n. F.) hat aber jeder an einer Personengesellschaft Beteiligte – sofern sein Anteil des nach § 4 Abs. (1) Satz 1 oder § 5 ermittelten Gewinns mehr als 10 % beträgt oder Euro 10.000,00 übersteigt – die Wahl: Statt nicht entnommene Gewinne dem (ggf.) höheren persönlichen progressivem Steuersatz zu unterwerfen, kann er den ermäßigten Steuersatz von 28,25 % in Anspruch nehmen. Diese Vergünstigung ist betriebs- und personenbezogen ausgestaltet. Sofern jedoch der begünstigt besteuerte Gewinn in späteren Jahren vom Steuerpflichtigen entnommen wird, entfällt der Begünstigungsgrund und es ist eine Nachversteuerung mit einem festen Steuersatz von 25 % vorzunehmen.

Anmerkung

Die Begünstigung des thesaurierten (d. h. nicht entnommenen) Gewinns ist in der Regel nur für große, profitable Personengesellschaften mit geringem Entnahmebedarf und Gesellschaftern, die im Wesentlichen dem Einkommensteuer-Spitzensteuersatz unterliegen, vorteilhaft.

Nachfolgend wird zunächst ein vereinfachter Vergleich zwischen der steuerlichen Belastung von Einkünften dargestellt, die ihren Ursprung in Einzelunternehmen bzw. Personengesellschaften einerseits im Rahmen der Regelbesteuerung und andererseits unter Berücksichtigung der Thesaurierungsbegünstigung haben.

e) Abgeltungssteuer

Im Zusammenhang mit der Thesaurierungsbegünstigung und dem sogenannten Teileinkünfteverfahren ist auch die ab 2009 in Kraft tretende Abgeltungssteuer zu erwähnen. Es handelt sich dabei um eine relative Abgeltungssteuer, weil ein Veranlagungswahlrecht besteht. Grundsätzlich gilt dann, dass Einkünfte aus Kapitalerträgen, wie z. B. aus Zinsen, Dividenden und Kursgewinnen, einheitlich mit 25 % besteuert werden und im Übrigen nicht mehr dem persönlichen Einkommensteuersatz zu unterwerfen sind. Dies gilt jedoch nicht für ausländische Kapitalerträge, stille Beteiligungen, partiarische Darlehen sowie für Darlehen zwischen nahestehenden Personen etc. Gleichzeitig können, abgesehen von dem sogenannten Sparer-Pauschbetrag (in Höhe von Euro 801,00 für jeden Steuerpflichtigen bzw. Euro 1.602,00 bei Ehegatten), keine Werbungskosten (z. B. Zinsen, Depotgebühren) mehr steuermindernd berücksichtigt werden. Die Abgeltungssteuer gilt weiterhin nicht bei sogenannten betrieblichen Kapitalerträgen, bei denen der Anteilseigner seinem Unternehmen Darlehen gewährt, und für Dividenden aus Anteilen an Kapitalgesellschaften, an denen der Anteilseigner mit mindestens 1 % beteiligt ist.

II. Allgemeine steuerrechtliche Aspekte beim Betrieb einer WEA

1. Das System der Verlustabzugs- und Verlustausgleichsbeschränkungen

a) Überblick

aa) Steuerorientierten Fonds wurden durch Gesetzgeber und Fiskus mehrere Riegel vorgeschoben
bb) § 15 a EStG – Verluste bei beschränkter Haftung
cc) Fünfter Bauherrenerlass vom 20. Oktober 2003
dd) § 15 b EStG als Nachfolgelösung für § 2 b EStG
ee) § 10 a GewStG: Partielle Mindestbesteuerung (Euro 1.000.000,00)
ff) Koordiniertes Vorgehen der Betriebsprüfer (länderübergreifende Erfahrungsaustausche) > weitestgehend geklärt durch BFH-Rechtsprechung

b) Verluste bei beschränkter Haftung; § 15 a EStG

aa) Verluste können bis zur Höhe der Kommanditeinlage (eingezahlte Hafteinlage) zzgl. des eingezahlten Agios (sog. weitere Pflichteinlage) ausgeglichen werden.
bb) Darüber hinausgehende Verluste können im Entstehungsjahr nicht mit anderen positiven Einkünften ausgeglichen werden.
cc) Diese Verluste sind insoweit lediglich verrechenbar mit in den Folgejahren erzielten Gewinnanteilen des Gesellschafters aus der Beteiligung.
dd) Fiktive Gewinnerhöhung kann durch entnahmebedingte Einlageminderung entstehen.
Voraussetzung: Durch die Einlageminderung besteht oder entsteht keine Haftung gegenüber den Gläubigern der Beteiligungsgesellschaft [§ 15 a Abs. (3) Satz 1, Abs. 1 Satz 2 EStG].
ee) Dieses Problem stellt sich häufig dann, wenn auch das Agio (nicht im HR eingetragene Pflichteinlage) durch Verluste aufgezehrt wurde und Entnahmen (Ausschüttungen oder Kapitalertragsteuer) anfallen.

c) Bauherrenerlass vom 20. Oktober 2003

aa) Deutliche Beschränkung der Anfangsverluste durch Umqualifizierung von bisher als Betriebsausgaben abziehbaren Nebenkosten in Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten (seit April 2011 auch für WEA höchstrichterlich

entschieden!).

bb) Voraussetzungen für die Anerkennung als Herstellerfonds wurden verschärft.

cc) Höhe der als Betriebsausgaben zu berücksichtigenden Aufwendungen wird beschränkt.

dd) Windkraftfonds: i. d. R. Erwerberfonds.

ee) Alle Aufwendungen in der Investitionsphase, die wirtschaftlich auf die Anschaffung gerichtet sind, sind als Anschaffungskosten zu behandeln.

ff) Aktivierung in der Bilanz der Fondsgesellschaft und

gg) Abschreibung über die Nutzungsdauer; Beispiele:
- Gebühren für die Vermittlung von EK;
- Baubetreuungskosten;
- Treuhandgebühren, Finanzierungsvermittlungsgebühren;
- Rechts- und Beratungskosten, Konzeptionskosten;
- Haftungs- und GF-Vergütung auf schuldrechtlicher Basis.

d) § 15 b EStG

aa) Bestimmt, dass Verluste im Zusammenhang mit einem Steuerstundungsmodell weder mit Einkünften aus anderen Einkunftsarten ausgeglichen noch in vorausgegangenen oder folgenden Veranlagungszeiträumen abgezogen werden dürfen.

bb) Das gilt auch für Einkünfte aus selbstständiger Arbeit, bei den Einkünften aus Kapitalvermögen, bei den Einkünften aus Vermietung und Verpachtung und bei den sonstigen Einkünften.

cc) Definition: Durch modellhafte Gestaltung sollen steuerliche Vorteile in Form negativer Einkünfte erzielt werden.

dd) Verlustgrenze:
- Verluste innerhalb der Anfangsphase betragen mehr als 10 % des gezeichneten und nach dem Konzept noch aufzubringenden Kapitals oder
- bei Einzelinvestoren übersteigen die Verluste 10 % des eingesetzten Kapitals.

ee) Anfangsphase:
- Zeitraum, in dem lt. Konzept keine nachhaltig positiven Einkünfte erzielt werden;
- außerordentliche Verluste unschädlich;
- Verluste aus individuellem Sonderbetriebsvermögen möglich.

ff) Rechtsfolgen:
- kein horizontaler Verlustausgleich;
- kein vertikaler Verlustausgleich;

- kein allgemeiner Verlust oder Vortrag;
- nur Verrechnung mit Einkünften aus derselben Einkunftsquelle in Folgejahren.

e) Länderübergreifender Erfahrungsaustausch zur Prüfung von Windkraftanlagen in 2004, 2007 und 2010.

Nunmehr weitgehende bundeseinheitliche Behandlung.

2. Steuerliche Aspekte in der Investitionsphase

a) Abgrenzung Anschaffung – Herstellung

Eine Windenergieanlage bzw. ein Windpark ist angeschafft und nicht hergestellt (seit April 2011 höchstrichterlich geklärt).

b) Einzelwirtschaftsgüter eines Windparks

aa) Standort als immaterielles Wirtschaftsgut >
- BP fasste hierunter in Anschaffungsvorgängen den Posten „Standortrechte"! – seit April 2011 höchstrichterlich geklärt – gibt es nicht.

bb) WEA mit Fundament und Trafostation in der Anlage
cc) Interne Windparkverkabelung
dd) Ggf. Umspannwerk
ee) Zuwegungen
ff) Außenanlagen/Ausgleichsmaßnahmen – seit April 2011 höchstrichterlich geklärt.

3. Steuerliche Aspekte in der Betriebsphase

a) Umsatzsteuer

aa) Die WEA-Gesellschaft ist Unternehmerin i. S. des Umsatzsteuergesetzes.
bb) Damit ist sie unter den Voraussetzungen des § 15 UStG zum Vorsteuerabzug berechtigt.
cc) BMF vom 4. Oktober 2006:
1. Vorsteuerabzug aus Gründungs-,Konzeptions-, Marketing- und Vertriebskosten ist möglich.
2. Voraussetzung: ausschließlich vorsteuerabzugsberechtigte Umsatzerlöse.

dd) Abgabe von monatlichen Umsatzsteuervoranmeldungen erforderlich.
ee) Praxishinweis: In der Investitionsphase entstehen hohe Vorsteuerbeträge mit der Folge hoher Erstattungsbeträge (i. d. R. noch keine Umsatzsteuer!)

ff) Bei Vertragsabschluss mit dem Anlagenlieferanten oder GÜ ggf. Abtretung gem. §§ 38, 46 Abs. (2) AO vereinbaren (amtlich vorgeschriebener Vordruck!).
gg) Hierdurch können Zwischenfinanzierungszinsen vermieden werden!
hh) Geschäftsführungs- und Vertretungsleistungen der Komplementärin gegen Sonderentgelt sind umsatzsteuerpflichtig (BFH vom 6. Juni 2002 sowie BMF vom 12. Dezember 2003 und 23. Dezember 2003).
ii) Haftungsvergütung soll weiterhin nicht steuerbar sein. > Jedoch sind die Umstände des Einzelfalles entscheidend.
jj) Komplementärin kann Vorsteuer geltend machen.
kk) Infrastrukturgesellschaften Einnahmeerzielungsabsicht

b) Abschreibungen

aa) Richtet sich nach der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer (ND) auf Basis der amtlichen AfA-Tabellen.
bb) Abschreibungen können ab dem Monat der Inbetriebnahme/Herstellung vorgenommen werden.
cc) Bewegliche Wirtschaftsgüter können nach geltendem Recht nicht mehr degressiv abgeschrieben werden.
dd) Aber: Sonder-AfA nach § 7 g EStG n. F. nun auch beim Erwerb gebrauchter Wirtschaftsgüter.
ee) Bei einer WEA mit einer ND von 16 Jahren somit lineare AfA: 6,25 %. Seit 2011 geklärt.

c) Betriebsgewöhnliche Nutzungsdauern

aa) Abschreibungen berechnen sich generell nach den betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern auf Basis der amtlichen Abschreibungstabellen.
bb) In Betriebsprüfungen bis 2011 wurden z. T. davon abweichende Nutzungsdauern vertreten:
- z. B. 20 Jahre bei den WEA anstatt 12 bzw. 16 J. gemäß amtlicher Tabelle.
- 19 statt 5 bzw. 9 Jahre bei der Wegebefestigung.
- Einheitliche Nutzungsdauern.

d) Sonderabschreibung gem. § 7 g EStG (n. F.)

aa) Für Wirtschaftsjahre, die nach dem 17. August 2007 enden, ist § 7 g EStG in der Fassung des Unternehmsteuerreformgesetzes (§ 7 g EStG-neu) geltend.
bb) Rücklage gem. § 7 g EStG im Jahresabschluss vor Inbetriebnahme erforderlich.
cc) Voraussetzung: Wirtschaftsgüter müssen vorher verbindlich bestellt sein.
dd) Rücklage muss in der Buchhaltung nachvollziehbar und je Wirtschaftsgut einzeln gebucht sein.

ee) Auflösung der Rücklage, sobald Abschreibungen vorgenommen werden.
ff) Die Sonderabschreibung in Höhe von 20 % kann im Jahr der Anschaffung oder Herstellung und in den folgenden vier Jahren vorgenommen werden.

e) Steuerliche Gewinnermittlung und Besteuerungsverfahren

aa) Der Gewinn oder Verlust wird auf Ebene der Gesellschaft ermittelt, i. d. R. durch Bestandsvergleich.
bb) Grundlage ist der Handelsbilanzgewinn der Gesellschaft, erhöht und vermindert um folgende Sachverhalte:
- Sonderbetriebsausgaben (z. B. Zinsaufwendungen);
- Sonderbetriebseinnahmen (z. B. Tätigkeitsvergütungen);
- Abweichungen zwischen handelsbilanzieller und steuerlicher Gewinnermittlung;
- nicht abziehbare Betriebsausgaben.

cc) Beteiligungsgesellschaft fertigt Steuererklärung zur einheitlichen und gesonderten Feststellung der Einkünfte [§§ 179,180 Abs. (1) AO].
dd) Die Sonderbetriebsausgaben und -einnahmen der Kommanditisten sind dabei zu berücksichtigen. Risiko: Ggf. Grund und Boden als Sonderbetriebsvermögen.
ee) Praxishinweis: Kommanditisten bereits im Gesellschaftsvertrag auf rechtzeitige Mitteilung verpflichten, alljährlich entsprechende Erklärungen einholen. Nachträgliche Änderungen der Veranlagungen sind aufwendig.

f) Gewerbesteuer

aa) Die Beteiligungsgesellschaft ist als stehender Gewerbebetrieb gewerbesteuerpflichtig gem. § 2 Abs. (1) GewStG.
bb) Die Gewerbesteuerpflicht beginnt mit der tatsächlichen Ingangsetzung des gewerblichen Betriebs, d. h. nach Abschluss der Betriebseröffnung; seit April 2011 für Windparks höchstrichterlich geklärt.
cc) Bloße Vorbereitungshandlungen reichen nicht aus. Gewerbeverluste in der Vorlaufphase können daher nicht mit späteren Gewerbeerträgen verrechnet werden.
dd) Der einkommensteuerrechtliche Gewinn bzw. Verlust ist Grundlage für die Gewerbesteuer.
ee) Erhöht um bestimmte Hinzurechnungen (§ 8 GewStG).
ff) Vermindert um bestimmte Kürzungen (§ 9 GewStG).
gg) Der um die Gewerbesteuer verminderte Gewinn bzw. Verlust wird den Gesellschaftern entsprechend der Höhe ihrer Beteiligung zugewiesen [§ 180 Abs. (1) Nr. 2 a AO].

hh) Der gewerbesteuerliche Verlustvortrag kann ab 2004 nur noch bis zur Höhe von Euro 1,0 Mio. mit positiven künftigen Gewerbeerträgen verrechnet werden.
ii) Verluste oberhalb dieses Betrages können nur bis zur Höhe von 60 % des laufenden Gewerbeertrages verrechnet werden.
jj) Seit 1. Januar 2004 gilt ein Mindesthebesatz von 200 %.
kk) Auf ausgeschiedene Gesellschafter entfallende anteilige Gewerbeverluste verfallen.

g) Gewerbesteuerzerlegung

aa) Sofern Betriebsstätten in mehreren Gemeinden betrieben werden, hat eine Aufteilung nach dem besonderen Maßstab des § 29 Abs. (1) Nr. 2 GewStG zu erfolgen.
bb) Zu 70 % Standortgemeinde und zu 30 % Gemeinde der Geschäftsleitung.
cc) Gewerbesteuer ist nicht mehr als Betriebsausgabe abziehbar, Staffeltarif entfällt.
dd) Die Steuermesszahl beträgt 3,5 % und der Anrechnungsfaktor 3,8.
ee) Hinzurechnungen:
- 25 % sämtlicher gezahlten Zinsen.
- 25 % von 75 % der gezahlten Mieten und Pachten für unbewegliche Wirtschaftsgüter, z. B. Standortpachten.

h) Steuerliche Wirkungen in der Betriebsphase

Anleger

i) Einkünfte aus Gewerbebetrieb

Dem Anleger zugewiesene Gewinne bzw. Verluste aus der Beteiligung sind regelmäßig Einkünfte aus Gewerbebetrieb i. S. d. § 15 Abs. (1) Satz 1 Nr. 2 EStG.

j) Steuerermäßigung bei Einkünften aus Gewerbebetrieb

aa) Die tarifliche Einkommensteuer ermäßigt sich gem. § 35 Abs. (1) Nr. 1 EStG um das 3,8-Fache des festgesetzten Gewerbesteuermessbetrags.
bb) Bei Mitunternehmerschaften wird der auf die einzelnen Mitunternehmer entfallende Anteil des Gewerbesteuermessbetrages gesondert und einheitlich festgestellt.
cc) Ermittlung anhand des Gewinnverteilungsschlüssels ohne Berücksichtigung von Sondervergütungen.
dd) Die Gewerbesteueranrechnung wirkt sich nur dann voll aus, wenn die gesamten Einkünfte aus Gewerbebetrieb positiv in das zu versteuernde

Einkommen des Gesellschafters eingeflossen sind.

ee) Des Weiteren muss überhaupt Einkommensteuer auf die gewerblichen Einkünfte anfallen.

ff) Anrechnungsüberhänge werden weder erstattet noch sind sie vor- oder rücktragsfähig.

gg) Individuelle Verhältnisse können dazu führen, dass es überhaupt zu keiner Anrechnung kommt.

k) Anrechnung von Zinsabschlagsteuer, §§ 43 ff. EStG

aa) Beteiligungsgesellschaft wird bei Zinserträgen mit einer 30%-igen Zinsabschlagsteuer sowie Solidaritätszuschlag von 5,5 % belastet.

bb) Dieser Zinsabschlag wird an das Finanzamt abgeführt.

cc) Bilanzielle Behandlung als Entnahme und Zurechnung im Rahmen der einheitlichen und gesonderten Feststellung.

dd) Anrechnung auf die Einkommensteuer.

| RECHTSANWÄLTE
| WIRTSCHAFTSPRÜFER
| STEUERBERATER
| UNTERNEHMENSBERATER

FREIBURG
Emmy-Noether-Str. 2
79110 Freiburg
Tel. +49 761 490540

BERLIN
An der Kieler Brücke 25
10115 Berlin
Tel. +49 30 28876180

PARIS
8, Rue de Hanovre
75002 Paris
Tel. +33 1 53534670

www.sterr-koelln.com
kontakt@sterr-koelln.com

STERR-KÖLLN & PARTNER

Wir unterstützen Anlagebetreiber buchhalterisch und kaufmännisch im täglichen Betrieb – und auch bei den nicht alltäglichen Rechts- und Steuerfragen.

Recht, Steuern und Wirtschaftlichkeit im Anlagenbetrieb

- **Steuerliche Begleitung**
  Finanzbuchhaltung, Jahresabschlüsse, Steuererklärungen
- **Rechtliche Begleitung**
  Vertragsanpassungen, Durchsetzung von Gewährleistungsansprüchen
- **Projektverkauf, Repowering**
  Kaufpreisbewertung, Investorensuche

4. Steuerliche Aspekte in der Phase der Beendigung

a) Betriebsaufgabe/Veräußerung

aa) Ein Gewinn aus der Veräußerung oder Aufgabe
- des Betriebs oder eines Teilbetriebs einer Mitunternehmerschaft oder
- des (ganzen) Anteils eines Gesellschafters, der als Mitunternehmer des Betriebs einer Mitunternehmerschaft anzusehen ist,

bb) unterliegt auf Ebene der Gesellschaft insoweit der Gewerbesteuer, als dieser auf juristische Personen als Gesellschafter entfällt (§ 7 S. 2 GewStG).

cc) Die Veräußerung von Anteilen von Mitunternehmern ist ebenfalls steuerpflichtig.

dd) Die Veräußerung sämtlicher Assets, d. h. der WEA und ggf. der weiteren Infrastruktur wie Parkverkabelung etc., kann entweder, wenn es im Anschluss daran zur Liquidation kommt, als Betriebsaufgabe angesehen werden oder aber als laufender Gewinn mit Reinvestitionen. Im zuletzt genannten Fall könnte dies zu Problemen bei der ggf. beabsichtigten Inanspruchnahme der Sonderabschreibung nach § 7 g EStG führen.

b) Veräußerung – Ebene des Gesellschafters

aa) Wenn ein Anleger seine Beteiligung veräußert, ermittelt sich zwischen Buchwert der Beteiligung und Veräußerungspreis ein Veräußerungsgewinn bzw. Veräußerungsverlust.

bb) Besteht im Zeitpunkt des Verkaufs ein negatives Kapitalkonto und muss der Veräußerer dieses nicht ausgleichen, so entsteht insoweit ein Veräußerungsgewinn. Bis dahin lediglich verrechenbare Verluste nach § 15a EStG werden gegengerechnet.

cc) Steuerfreiheit des Veräußerungsgewinns innerhalb eines Freibetrags von Euro 45.000.

dd) Ermäßigung des Freibetrags um den Betrag, um den der Veräußerungsgewinn Euro 136.000 übersteigt.

ee) Steuerliche Begünstigung des Veräußerungsgewinns durch Progressionsminderung:
- außerordentliche Einkünfte werden mit einem Fünftel erfasst und die hierauf entfallende Steuer wird verfünffacht.
- Progressionsvorteil gegenüber voller Erfassung im progressiv ausgestalteten Tarif.

c) Veräußerung von Windparks

aa) Veräußerung eines Windparks im Rahmen eines Share-deals durch juristische

Personen (z. B. GmbH und AG) (Veräußerung der Kommanditanteile). Hinweis: Gewerbesteuerfalle!

bb) Veräußerung eines Windparks im Rahmen eines Asset-deals (Veräußerung der Windenergieanlagen und der übrigen Wirtschaftsgüter durch die Gesellschaft).

cc) Veräußerung von WEA und Repowering.

III. Neuigkeiten aus Gesetz, Verwaltung und Rechtsprechung

1. Gesetzliche Änderungen im Steuerrecht, die für die laufende Betriebsführung von Bedeutung sind, sind derzeit nicht ersichtlich.

2. Durch den Erlass der Finanzverwaltung vom 6. November 2012 zur Umsatzsteuerbarkeit der Entgelte bei der Direktvermarktung ist das ursprüngliche Problem der Frage nach der Umsatzsteuerbarkeit dahingehend geklärt, dass es sich bei der Marktprämie nach § 33 g EEG und der Flexibilitätsprämie nach § 33 i EEG um einen echten, nicht umsatzsteuerbaren Zuschuss handelt.

3. Durch die Rechtsprechung des BFH von April 2011 ist bezüglich der Nutzungsdauern geklärt, dass auch solche Wirtschaftsgüter, die grundsätzlich eine längere Nutzungsdauer haben als die WEA selbst, wie z.B. Kabel etc., über den Zeitraum der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer der WEA und somit 16 Jahre abgeschrieben werden können. ■

Autor

Stefan Dierkes, Jahrgang 1965, war nach Ausbildung im gehobenen Dienst in der Steuerverwaltung des Landes Niedersachsen tätig und studierte dann Jura und Steuerrecht. Während des Referendariates in Oldenburg und Kanada war er nebenberuflich Mitarbeiter bei einer Rechtsanwaltschafts- und Steuerberaterkanzlei. Seit seiner Zulassung als Rechtsanwalt im Jahr 1997 arbeitet er für KDK. Nach seiner Zulassung als Steuerberater (1999) und Fachanwalt für Steuerrecht (2000) Partner bei KDK, im Oktober 2004 Vereidigung zum Buchprüfer.

Windpark bei Prenzlau. Foto: Paul-Langrock.de

Berichtswesen für Betreiber und Eigentümer

Die Eigentümerstruktur in deutschen Windparks ist vielfältig und reicht von reinen Finanzinvestoren über Publikumsfonds bzw. Bürgerwindparks bis zu klassischen Energieerzeugern wie Stadtwerken.

Die Berichterstattung durch die Betriebsführung wird klassischerweise in kaufmännische und technische Berichte aufgeteilt. Finanzinvestoren sind in der Regel besonders an technischen Informationen interessiert, weil ihnen das entsprechende Fachwissen fehlt. Stadtwerke, die über jahrzehntelange Erfahrungen im Betrieb konventioneller Kraftwerke sowie über personell gut ausgestattete kaufmännische Abteilungen verfügen, benötigen ebenfalls tendenziell eher technische Betriebsführer, haben diesen gegenüber aber oft sehr spezielle Berichtsanforderungen.

Beim Betrieb von Windparks wird eine Vielzahl auswertbarer Daten erfasst. Mittlerweile gibt es viele gute Anbieter von Betriebsführungssoftware, die diese Daten abruft und aufbereitet. Mithilfe dieser Software lassen sich somit exakte kaufmännische und technische Auswertungen für das Berichtswesen erstellen. In der Branche ist es zudem mittlerweile durchaus üblich, dass Eigentümer tagesaktuell die Stromproduktion ihrer Windparks verfolgen können.

Kaufmännische Basisinformationen für Windkraftbetreiber und ihre Darstellung

Die gängigen kaufmännischen Basisinformationen in Windparkberichten gehen auf folgende Fragen der Eigentümer ein:

Windpark bei Prenzlau. Foto: Paul-Langrock.de

1. **Soll-Ist-Stromproduktion:** Wie viel Strom in kWh und Euro hat mein Windpark in das Netz eingespeist – aktuell, im laufenden Jahr und historisch gesehen seit Inbetriebnahme? Wie verhält sich die realisierte Stromeinspeisung zur geplanten bzw. prognostizierten Einspeisung?

2. **Standortqualität:** Wenn es relevante Abweichungen zwischen der Plan- und der Ist-Einspeisung gibt: Sind die Abweichungen kurzfristig oder nachhaltig? Liegt die Ursache für die Abweichungen an grundlegenden Fehleinschätzungen zum Windangebot am Standort oder an vorübergehender Windflaute bzw. Windstärke?

3. **Liquidität:** Liegt der Cashflow des Windparks als Differenz zwischen betriebsbezogenen Einzahlungen und Auszahlungen (EBITDA) im Plan und sind geplante Entnahmen der Eigentümer aus der Liquidität möglich?

4. **GuV:** Gibt es Soll-Ist-Abweichungen im Bereich der Gewinn- und Verlustrechnung (GuV) und hier insbesondere relevante Abweichungen bei den wichtigsten Kostenpositionen?

Zu 1.) Soll-Ist-Stromproduktion:

Hinsichtlich der Stromproduktion liegen aus den Windparks in aller Regel Informationen aus der Steuerung der Windenergieanlagen (WEA) vor – hier Anlagenerträge in kWh genannt. Diese Stromproduktion wird mit nicht geeichten Zählern ermittelt. Parallel wird die Stromeinspeisung des gesamten Windparks am Übergabezählpunkt zum Verteilnetzbetreiber mithilfe geeichter Zähler erfasst – diese werden als eingespeiste Erträge in kWh bezeichnet. In der Regel sind die eingespeisten Erträge etwa 0,5 – 2 Prozent geringer als die Summe der Anlagenerträge. Gründe dafür sind neben der fehlenden Eichung der Anlagenzähler die Verluste, die beim Transport von den Anlagen zum Übergabezählpunkt bzw. bei der Umspannung des Stroms entstehen.

Die Auswertung dieser Informationen kann beispielhaft wie folgt aussehen:

Anlagenerträge (in kWh)

	Jan	Feb	März	...	Dez	Summe
WEA1	239.455	168.330	124.375	...	135.603	1.701.417
WEA2	261.224	183.632	128.041	...	147.930	1.848.450
WEA3	224.943	158.128	119.475	...	127.384	1.600.939
Monatssumme Windpark	725.621	510.090	371.891	...	410.917	5.150.806
kumulierte Erträge Windpark	725.621	1.235.711	1.607.602	...	5.150.806	

Vergleich Anlagenerträge zu eingespeisten Erträgen Windpark (in kWh)

	Jan	Feb	März		Dez	Summe WEA
kumulierte Anlagenerträge	725.621	510.090	371.891		410.917	5.150.806
Gutschrift Erträge laut EVU oder DV	723.000	507.500	370.000		408.350	5.126.020
Differenz in %	-0,4%	-0,5%	-0,5%		-0,6%	-0,5%

In der Planungsphase erstellte Ertragsgutachten ermitteln Prognosen für die Einspeisung von Windparks. Üblicherweise werden die Erwartungen in abgestuften Wahr-

scheinlichkeiten angegeben. Letztlich ist es im Ermessen des Eigentümers als Adressat der Berichte, mit welchem Prognosewert er seine Ist-Produktion verglichen haben will (Diese kann abweichen von der Prognose, die eine finanzierende Bank ausgewertet haben möchte.).

Verfügbar sind in aller Regel Jahresprognosewerte. Zur Verteilung der Jahresprognose auf die Monate bietet es sich an, die von der Betreiber-Datenbasis (BDB) bei der Ermittlung des Index veröffentlichte langjährige saisonale Verteilung des Windangebots in unterschiedlichen Regionen Deutschlands zu nutzen (Nutzung der Daten des BDB-Index ist kostenpflichtig). Daraus ergibt sich folgende tabellarische Darstellung:

In diesem Beispiel hat der reale Jahresertrag des Betrachtungsjahres die langjährige Jahresprognose um 0,7 Prozent verfehlt.

Vergleich Prognose mit eingespeisten Erträgen

	Jan	Feb	März	...	Dez	Summe WEA
Windindex BDB-2011, langjährig (in %)	13,3%	10,7%	10,7%	...	11,8%	100%
Monatsanteil der Jahresprognose	687.149	550.253	550.683	...	606.784	5.162.652
Gutschrift Erträge laut EVU oder DV	723.000	507.500	370.000	...	408.350	5.126.020
Soll-Ist-Vergleich pro Monat in %	5,2%	-7,8%	-32,8%	...	-32,7%	
kumulierter Anteil der Jahresprognose	687.149	1.237.402	1.788.085	...	5.162.652	
kumulierte Gutschriften laut EVU oder DV	723.000	1.230.500	1.600.500	...	5.126.020	
kumulierter Soll-Ist-Vergleich in %	5,2%	-0,6%	-10,5%	...	-0,7%	

Zu 2.) Standortqualität:

Die Modelle von Windparkfinanzierungen orientieren sich in Deutschland in aller Regel an dem Zeitraum der Förderung durch das EEG und kalkulieren die Erträge und Kosten für einen Zeitraum von 20 Jahren. Innerhalb dieser 20 Jahre ist das Windangebot

naturgemäß von Jahr zu Jahr unterschiedlich. Für eine belastbare Aussage zur Standortqualität braucht es daher einen Vergleich mit langjährigen Messreihen des Windangebotes in der jeweiligen Region (die Messreihen fließen auch in die Gutachterprognosen ein). Diese Möglichkeit eröffnen die bereits genannte Datenbasis und der Windindex. Auf der Basis von Ertragsmeldungen einer Vielzahl von WEA wird ein monatlicher realer BDB-Index ermittelt, der einen Vergleich des tatsächlich gemessenen Windangebots eines aktuellen Monats oder Jahres mit dem aufgrund der Messwerte der Vorjahre zu erwartenden durchschnittlichen Windangebot am Standort erlaubt. Vor dem Hintergrund statistischer Unsicherheiten solcher Indizes empfiehlt es sich, lediglich auf Basis eines ganzen Kalenderjahres entsprechende Interpretationen vorzunehmen. Eine Jahres-Datenreihe könnte wie folgt dargestellt sein:

Vergleich Prognose mit indexbereinigten Erträgen (in kWh)

realer Windindex BDB-2011, lfd. Jahr (in %)	88,8%
Jahresprognose	5.162.652
kumulierte Gutschriften laut EVU oder DV	5.126.020
indexbereinigter Jahresertrag	5.772.545
indexber. Jahresertrag zu Jahresprognose (in %)	112,6%

Zu 3./4.) Liquidität/GuV:

Der vorausschauenden Liquiditätsplanung kommt eine besondere Rolle in der kaufmännischen Betriebsführung zu. Die Eigentümer möchten die im Finanzmodell kalkulierte Rendite in Form von Entnahmen realisieren und erwarten hierzu entsprechende Berichte der Betriebsführung, die aufzeigen, zu welchen Zeitpunkten die Liquiditätssituation Entnahmen ermöglicht.

Sofern es ein Windpark über einen längeren Zeitraum nicht schafft, die prognostizierten Überschüsse zu erwirtschaften, erwarten die Eigentümer vom kaufmännischen Betriebsführer eine vorausschauende Liquiditätssteuerung, um fällige Zahlungsverpflichtungen gegenüber Banken oder Service-Dienstleistern tätigen zu können und weitere Kostenerhöhungen zu vermeiden. Diese Steuerungsfunktion sollte dann durch das entsprechende Berichtswesen dokumentiert werden.

Ein Bericht über eine Windpark-Liquiditätsplanung kann zum Beispiel folgende Form haben:

Liquiditätsplanung

	Jan	Feb	März	...	Dez
Monatsanteil der Jahresprognose (in kWh)	687.149	550.253	550.683	...	606.784
Gutschrift Erträge laut EVU oder DV (in €)	61.156	48.972	49.011	...	54.004
./. Kosten z.B.					
Pachten	0	0	0	...	-15.000
Wartung und Instandhaltung	-19.774	0	0	...	0
AFA	-16.000	-16.000	-16.000	...	-16.000
Zinsen langfristig	0	0	-35.000	...	-35.000
Summe Kosten (in €)	-43.874	-18.150	-55.550	...	-68.200
Monatsergebnis (in €)	17.282	30.822	-6.539	...	-14.196
Liquiditäts-Betrachtung					
Monatsergebnis (in €)	17.282	30.822	-6.539	...	-14.196
+/- Gutschriften Erträge Vormon./lfd. Monat	-23.451	12.184	-38	...	40.877
+ AFA	16.000	16.000	16.000	...	16.000
- Umsatzsteuer-Zahllast	-2.000	5.000	-3.500	...	4.350
- Darlehenstilgungen	0	0	-105.000	...	-105.000
- Entnahmen	0	0	-45.000	...	0
Cashflow/Monat (in €)	7.831	64.006	-144.078	...	-57.969
rechnerischer Kontostand (Plan)	232.342	296.349	152.271	...	211.090

Eine GuV-Darstellung ergänzt sodann die Darstellung der rein zahlungswirksamen Ertrags- und Aufwandspositionen um nicht liquiditätsrelevante Kostenpositionen:

Gewinn- und Verlustrechnung

	Jan	Feb	Mrz	...	Dez	Jahr ges.
Monatsanteil der Jahresprognose (in kWh)	687.149	550.253	550.683	...	606.784	5.162.652
Gutschrift Erträge laut EVU oder DV (in €)	61.156	48.972	49.011	...	54.004	459.476
Pachten	0	0	0	...	-15.000	-15.000
Sondernutzungsgebühren	-2.000	0	0	...	0	-2.000
Versicherungsprämien	-4.000	0	0	...	0	-4.000
Strombezugskosten	-500	-550	-450	...	-600	-5.750
Wartung und Instandhaltung	-19.774	0	0	...	0	-39.548
AFA	-16.000	-16.000	-16.000	...	-16.000	-168.000
Betriebsführung	-1.200	-1.200	-1.200	...	-1.200	-14.400
Kosten Jahresabschluss	0	0	-2.500	...	0	-2.500
Sonstige Kosten	-400	-400	-400	...	-400	-4.300
Zinsen langfristig	0	0	-35.000	...	-35.000	-70.000
Summe Kosten (in €)	-43.874	-18.150	-55.550	...	-68.200	-325.498
Monatsergebnis (in €)	17.282	30.822	-6.539	...	-14.196	

Technische Basisinformationen für Windkraftbetreiber und ihre Darstellung

Die gängigen technisch orientierten Basisinformationen befassen sich mit folgenden Fragen der Eigentümer:

1. **Zeitliche Verfügbarkeit:** Wie viele Stunden in einem festgelegten Zeitraum waren die WEA betriebsbereit und hätten somit bei entsprechendem Windangebot Strom erzeugen können? Wurden die prozentualen Garantien der Wartungs- und Service-Dienstleister eingehalten? Falls nicht: Sind Schadenersatzzahlungen einzufordern?

Windparks auf der Nauener Platte, westlich von Berlin. Foto: Jan Oelker

2. **Gründe für Stillstände:** Welche Gründe gibt es im Einzelnen für nicht windangebotsbedingte Stillstandszeiten der WEA? Was hat der Betriebsführer unternommen, um bei den jeweiligen Ereignissen die Dauer der Störungen zu minimieren?

3. **Ertragsausfälle:** Wie hoch ist die entgangene Stromproduktion durch Stillstandszeiten?

Zu 1.) Zeitliche Verfügbarkeit:

Wie jedes Kraftwerk verdient auch ein Windpark nur Geld, wenn Strom erzeugt und eingespeist wird. Üblich sind in der Branche sogenannte Verfügbarkeitsgarantien der Firmen, die mit Wartung, Störfallbeseitigung und Instandhaltung von Windparks betraut sind. Diese liegen in der Regel bei Windparks mit mehr als drei WEA bei 97-98 Prozent. Bei der Berechnung der tatsächlichen Verfügbarkeit werden Zeiten herausgerechnet, für welche die Servicefirma entweder geplant die WEA stoppen muss (Wartungsarbeiten) oder welche die Servicefirma nicht zu verantworten hat (Abschaltungen des Netzbetreibers, Begehungen des Eigentümers, Stillstände aufgrund von Eisansatz usw.).

Über diese von der Servicefirma definierte Verfügbarkeit berichten üblicherweise die Betriebsführer. Jedoch ist es den Eigentümern unbenommen, auch andere Verfügbarkeitsdefinitionen für ihre Berichte zu wünschen. Diese lassen sich mit moderner BF-Software problemlos definieren und auswerten.

Ein typischer Verfügbarkeitsbericht hat folgendes Erscheinungsbild:

Zeitliche Verfügbarkeiten/Typ: Servicevertrag

	Jan	Feb	März	...	Dez	Summe
WEA1	98,4%	98,2%	98,9%	...	99,4%	98,7%
WEA2	99,1%	99,4%	97,1%	...	98,1%	98,4%
WEA3	99,6%	89,6%	98,6%	...	100,0%	97,0%
Durchschnitt	99,0%	95,7%	98,2%	...	99,2%	98,0%
nicht verfügbar	1,0%	4,3%	1,8%	...	0,8%	2,0%

Zu 2.) Gründe für Stillstände:

Neben den zuvor bereits genannten gibt es noch eine Reihe weiterer Gründe, dass WEA stillstehen, anstatt Strom einzuspeisen. Hierzu sollten die Betriebsführer ihren Eigentümern regelmäßig in aggregierter Form Bericht erstatten und nachvollziehbar darlegen, welche Maßnahmen zur Verkürzung der Stillstandszeiten unternommen wurden/werden. Eine idealtypische Form eines solchen „Ereignisberichtes" ist nachfolgend abgebildet:

Ereignisbericht/Monat: April 2014

Anlage	Start/Ende	Dauer	Ereignis	Kommentar BF	Ereignis-klasse	Wind (m/s)	Kompo-nente
WEA 1	02.04.2014; 14:59:24	03:02	Wartung	Durchführung Halbjahreswartung durch Hersteller.	E1	7,6	WEA
WEA 1	04.04.2014; 17:47:14	00:48	Service	Datenaufnahme für Rotorblatttausch durch Hersteller.	E2	2,3	Rotor
WEA 1	05.04.2014; 10:18:43	07:12	Störung Pitch	Stillstand wegen Störung Nabe, Akustiksensor hat ausgelöst. Fehlerbeseitigung durch Hersteller.	E3	5,8	Nabe
WEA 1	05.04.2014; 11:28:31	01:09	Service	Störungsbehebung Geräusche im Spinner durch Hersteller.	E3	2,0	Nabe
Summe WEA		12:11					

Zu 3.) Ertragsausfälle:

Eigentümer haben generell das Interesse, dass planbare und nicht verzichtbare Stillstandszeiten von WEA (wie etwa für Wartungen) bestenfalls in Zeiten mit geringem Windangebot fallen, um die Ertragseinbußen so gering wie möglich zu halten. Für die Betriebsführer ist es in der Praxis allerdings nicht immer einfach, diesem Wunsch zu entsprechen. Ein Bericht für die Eigentümer, welche Stillstände zu welchen Ertragsausfällen geführt haben, sollte zum Standard gehören und kann idealtypisch folgend verfasst sein:

Ertragsausfälle in kWh

Laufender Monat: April 2014

	Start/Ende	Dauer	Ereignis	Ertragsausfall	Vergl.-anlage	Versicherungsfall
WEA 1	02.04.2014; 14:59:24	03:02	Wartung	**1.473**	WEA 2	nein
WEA 1	04.04.2014; 17:47:14	00:48	Service	**0**	kein Wind	nein
WEA 1	05.04.2014; 10:18:43	07:12	Störung Pitch	**2.471**	WEA 2	nein
WEA 1	05.04.2014; 11:28:31	01:09	Service	**0**	kein Wind	nein
Jahr kumuliert: 2014						
WEA 1		53:14		**9.317**		
WEA 2		45:55		**8.210**		
WEA 3		98:15		**16.001**		
Summe Windpark		197:24		**33.528**		

Weitergehende Auswertungen

Das Datenmaterial der WEA ermöglicht noch eine Reihe weitergehender Auswertungen, die für Berichte an Eigentümer verwendet werden können. Genannt seien hier beispielsweise:

- Energetische Verfügbarkeit
  (Verhältnis von Ertragsausfällen zur möglichen Stromproduktion)
- Übersicht über Erträge aus Ersatzleistungen
  (Erstattungen Versicherer, Direktvermarkter oder Servicefirmen)
- Überblick über Zeiten und Ertragsausfälle von Regelungen,
  Lastmanagement und Leistungsreduktionen
- Analysen der Leistungskurven (Vergleich der tatsächlichen Leistung bei bestimmten Windgeschwindigkeiten mit der gemessenen oder errechneten Referenzkurve)
- Analysen der Windverteilung
- Tabellarische Zusammenstellung von Prüffristen

Fazit

Die kurze Analyse zeigt, dass die Darstellungsmöglichkeiten der Ertrags- und Kostenentwicklung von Windparks vielfältig sind. Betriebsführungsberichte sollten sich jedoch stets auf das Wesentliche konzentrieren.
Eigentümer von Windparks haben viel Geld investiert und ein berechtigtes Interesse daran, dass ihr Controller, der Windpark-Betriebsführer, sie zeitnah und ausreichend über die wichtigen Daten und Themen in ihrem Windpark informiert. Betriebsführung ist daher auch Vertrauenssache. Betriebsführer, die ihren Kunden nachvollziehbar dokumentieren, dass sie sich schnell, kompetent und erfolgreich um eine Störungsbeseitigung im Windpark gekümmert und somit Schaden und Ertragsausfall bestmöglich abgewendet haben, werden sich umso weniger Forderungen nach einem ausufernden Detailierungsgrad der Berichte ausgesetzt sehen.

Autor

Markus S. Wetter, 53 Jahre, Dipl.-Volkswirt. Geboren und aufgewachsen in Südwestfalen, Studium in Marburg. Berufliche Stationen im Versicherungs-Controlling und als Verbands-Geschäftsführer in Dortmund. Seit 2001 Mitarbeiter der ABO Wind AG in Heidesheim/Rheinhessen. Seit 2007 Mitglied der Geschäftsleitung der ABO Wind AG mit Zuständigkeit für das Ressort Betriebsführung und Service.

Kaufmännische Betriebsführung

BayWa r.e. Betriebsführung GmbH
Herzog-Heinrich-Straße 13
80336 München
Tel.: 089 383932 5042
betriebsfuehrung@baywa-re.com
www.baywa-re.com/de/betreiben-und-instand-halten/betriebsfuehrung

Technische und kaufmännische Betriebsführung in Europa, Leitstelle im Dreischichtbetrieb, internationales Expertenteam mit Ingenieurshintergrund,Betreuung aus einer Hand, Vor-Ort-Service, BGV A3.

common sense energy GmbH & Co. KG
Karl-Weber-Ring 27
37154 Northeim
Tel.: 05551 4093663
Fax: 05551 5426026
energy@abitz.info

Kaufmännische Betriebsführung, Bürgerwindparks,Kommunalwindparks, Flächeneigentümer-Windparks, Windenergieanlagen mit Holzturm.

Dirkshof Group
Sönke-Nissen-Koog 58
25821 Reußenköge
Tel.: 04674 9629 -0
Fax: 04674 9629 -29
info@dirkshof.de
www.dirkshof.de

Die fairen Experten für Windenergie – seit 1989. Langjährige Erfahrung in Planung, Errichtung, technischer und kaufmännischer Betriebsführung, Entwicklung von schlüsselfertigen Projekten, Repoweringprojekte, Steuerung der Hindernisbefeuerung (Passiv-Radar-System).

Energiequelle GmbH
Hauptstraße 44
15806 Zossen OT Kallinchen
Tel.: 033769 871 -0
Fax: 033769 871 -19
info@energiequelle.de
www.energiequelle.de

Sprechen wir über die reibungslose Betriebsführung Ihres Projekts: Der technische Service gewährleistet im Zusammenspiel mit unseren kaufmännischen Leistungen optimale Anlagenverfügbarkeit und stabile Erträge. Nutzen Sie unser Dienstleistungsportfolio für Ihren Erfolg.

Green Wind Energy GmbH
Schiffbauerdamm 12
10117 Berlin
Tel.: 030 3512886 -30
Fax: 030 3512886 -33
berlin@greenwindenergy.de
www.greenwindenergy.de

Wir geben Ihnen die volle Unterstützung in den Bereichen, die wir am besten beherrschen: technische und kaufmännische Betriebsführung von Windenergieanlagen sowie Projektentwicklung von Windparks.

Leraxx
Am Nesseufer 14
26789 Leer
Tel.: 0491 92990 -0
Fax: 0491 92990 -199
info@leraxx.de
www.leraxx.de

Die Leraxx GmbH ist Ihr versierter Partner in der Windenergie in Belangen der kaufmännischen Betriebsführung, der Beratung zur Unternehmensfinanzierung und von Treuhandtätigkeiten. Langjährige Expertisen machen uns zu einem gefragten Partner in der Branche.

TREUCON Asset Management GmbH
Uhlandstraße 7–8
10623 Berlin
Tel.: 030 5900650 -0
Fax: 030 5900650 -49
info@treucon-asset.de
www.treucon-asset.de

Die TREUCON hat sich seit 2001 am Markt der Erneuerbaren Energien mit dem langfristigen und professionellen Management von Windpark-Gesellschaften etabliert. Derzeit verwalten wir ca. 100 Windenergieanlagen (> 120 MW Leistung) und div. Umspannwerke.

6

Anrechnung und äußere Eingriffe

Europäische Energiebörse Leipzig. Foto: Paul-Langrock.de

Betriebsführung und Direktvermarktung

Direktvermarktung bezeichnet den Verkauf von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen an einen möglichen Großabnehmer oder an der Strombörse. Die Grundidee bei der Einführung der Direktvermarktung bestand darin, eine schrittweise Heranführung der Erneuerbaren Energien an die Gegebenheiten des internationalen Stromhandels zu realisieren und sie so auf ihre zukünftig tragende Rolle im Strommix vorzubereiten.

Diese zusätzliche Vermarktungsoption ermöglicht es Betreibern seit Anfang 2012, Zusatzerlöse über die EEG-Vergütung zu generieren. Mit dem Ausbau und der Weiterentwicklung der Direktvermarktung (siehe Managementprämienverordnung, EEG-Novelle 2014) wachsen aber auch die Anforderungen an Stromhändler, Hersteller, Betreiber und somit auch an die technischen Betriebsführer. Im Folgenden sollen die mit der Direktvermarktung verbundenen Änderungen und Herausforderungen für die technischen Betriebsführer aufgezeigt werden.

Umstellung auf Fernsteuerbarkeit: Welche Lösungen haben sich bewährt?

Ein wichtiger Bestandteil der Marktprämie ist die Managementprämie, welche die zusätzlichen Kosten bei der Vermarktung Erneuerbarer Energien abdecken soll. Diese Prämie wurde aufgrund einer anfänglichen Überförderung mit Veröffentlichung der Managementprämienverordnung vom 01. Januar 2013 reduziert und mit der Fähigkeit zur Fernsteuerbarkeit von Anlagen verknüpft.

Zur Umrüstung der Anlagen wurden von Herstellern und Drittanbietern verschiedene Lösungen angeboten. Um aus der Vielzahl von Anbietern die optimale Lösung für jeden einzelnen Windpark zu identifizieren, bedarf es einer genauen Untersuchung der jeweiligen Parkstrukturen.

Schon bei der Prüfung der bestehenden Kommunikationswege und -mittel im Windpark beschränkt sich die Auswahl der technischen Lösungsansätze auf einzelne Varianten. Welche Lösungen sich hier am besten bewährt haben, kann allgemein nicht gesagt werden. Jeder Windpark besitzt aufgrund seiner technischen Gegebenheiten gesonderte Anforderungen, die exakt analysiert werden müssen, um anschließend unter Berücksichtigung der Investitionskosten die optimale Lösung zu realisieren. Erschwert wird diese Lösungsfindung bei Parkstrukturen mit unterschiedlichen Turbinenherstellern an einem Netzanschlusspunkt oder nachträglichen Umrüstungen durch Zubau weiterer Anlagen in einer späteren Baustufe. Dabei hat sich in der Praxis eine frühe Zusammenarbeit zwischen Betriebsführer und Projektierer bereits in der Planungs- und Realisierungsphase von zukünftigen Windparks bewährt.

Wenn unterschiedliche Turbinenhersteller an einem Netzanschlusspunkt angeschlossen sind und die einzelnen Schnittstellen der Anlagensteuerungen nicht in unmittelbarer Nähe vom Netzanschlusspunkt liegen, kommen oftmals sogenannte Drittanbieter-Lösungen zum Einsatz. Dies geschieht, um die zukünftige Umstellung zur Smart-Meter-Technologie vorzubereiten, die Einbindung der künftigen Zähler zu erleichtern und somit nochmalige Umrüstungskosten zu vermeiden. Dabei hat sich in der Vergangenheit die Installation des Quantec Direktvermarktungsreglers der Firma Quantec Networks GmbH bewährt. Aber auch andere Anbieterlösungen wie beispielsweise PowerSystem der Fir-

CHECKLISTE

Welcher Anbieter passt zu mir?

Mithilfe der folgenden Fragestellungen werden die wichtigsten Punkte zur Entscheidungsfindung zusammenfassend dargestellt:

- ✓ Bietet der Anlagenhersteller eine eigene Systemlösung an?
- ✓ Wie zukunftssicher ist die Lösung, wenn die Umstellung der Fernsteuerbarkeit auf die Smart Meter gemäß EnWG erfolgt (Datenverbindung zum NAP vorhanden)?

Des Weiteren müssen die technischen Gegebenheiten und hier insbesondere folgende Punkte genauer betrachtet werden:

- ✓ Wie ist das Lastmanagement des Netzbetreibers aufgebaut? Arbeitet dieser mit analogen oder digitalen Abregelsignalen?
- ✓ Wurde das Lastmanagement am Netzanschlusspunkt installiert oder in den einzelnen Anlagen? Wo befindet sich die Schnittstelle zur Parksteuerung?
- ✓ Welche externe Datenverbindung ist am Standort möglich (DSL/UMTS/GSM/ANALOG)?
- ✓ Ist eine interne Verkabelung zwischen den einzelnen Anlagen und dem Netzanschlusspunkt vorhanden? Falls ja, welche Medien stehen bereit (Glasfaser-/FM-Kabel)?
- ✓ Ist vor Ort ausreichend Platz für zusätzliche Technik vorhanden?
- ✓ Ist am Abrechnungszähler eine freie Schnittstelle vorhanden (S0/RS485/Modbus)?

ma Enertrag oder die Steuerbox der Firma Conpower Betrieb können hier positiv hervorgehoben werden.

Zum aktuellen Zeitpunkt sind die Umrüstungen für den Erhalt des Fernsteuerbarkeitsbonus größtenteils abgeschlossen. Laut derzeitig vorliegendem EEG-Entwurf müssen alle Bestandsanlagen bis spätestens zum 01. Januar 2015 fernsteuerbar sein, um weiterhin den produzierten Strom direkt zu vermarkten. Momentan ist davon auszugehen, dass

Zählerfernauslesung und Leistungsregelung der Windturbine (Power Interface). Foto: Silke Reents

sich eine Vielzahl von Bestandsanlagen-Betreibern zukünftig den Mehrertrag über die bisherige EEG-Vergütung sichert und demzufolge ihre Anlagen entsprechend umrüstet bzw. dies bereits abgeschlossen hat.

Neben den beschriebenen Umrüstungsarbeiten ergeben sich aus der Direktvermarktung bzw. den jeweiligen Stromlieferverträgen weitere, aufgrund der vorherrschenden Markt- und Rahmenbedingungen sich stetig ändernde Aufgaben und Herausforderungen für den Betreiber. Der technische Betriebsführer ist daran interessiert, den Betreiber von diesen Aufgaben und Pflichten zu entlasten und dem Direktvermarkter optimale Vermarktungsbedingungen zu bieten.

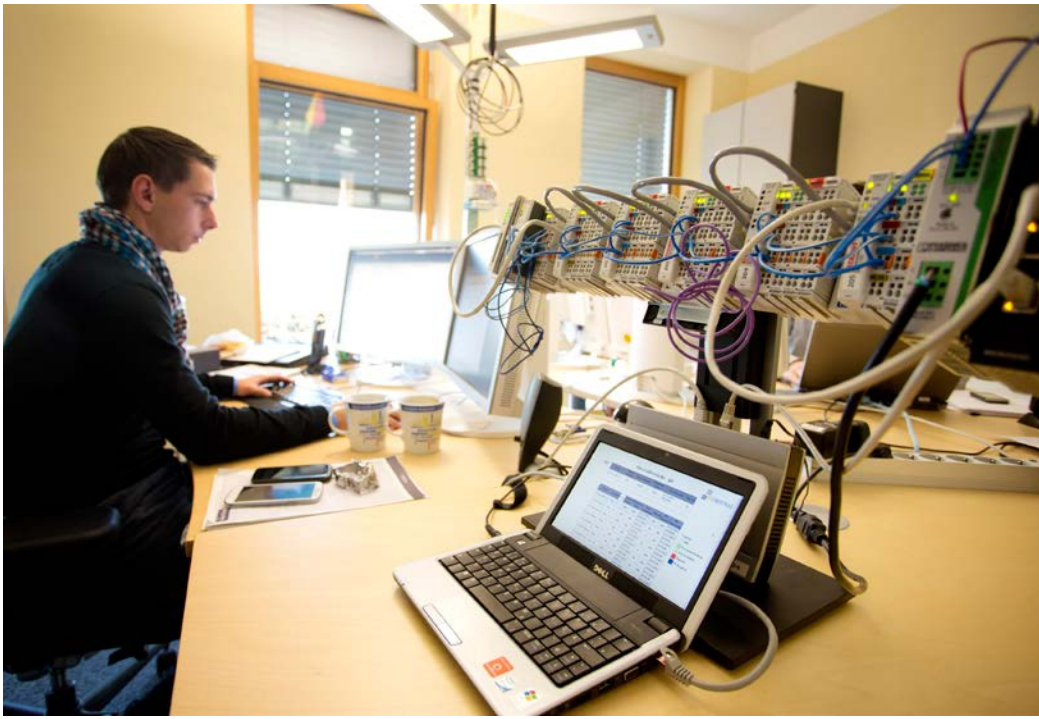
Aufgabenspektrum eines technischen Betriebsführers im Rahmen der Direktvermarktung

Die diesbezüglichen Aufgaben eines technischen Betriebsführers beginnen bereits vor der Teilnahme an der Direktvermarktung. So garantiert die Vermittlung zwischen Direktvermarkter und Anlagenbetreiber durch den Betriebsführer in der Regel gute bis sehr gute Vertragskonditionen. Mithilfe des Anlagen-Portfolios und der gezielten Platzierung mehrerer Anlagen in bestimmten Direktvermarkter-Portfolios können bei den Angebotsverhandlungen bessere Ertragszahlen erreicht werden. Die Nutzung dieser Pool-Effekte wirkt sich entsprechend positiv für die einzelnen Betreiber aus. Des Weiteren müssen Verträge bei den Banken vorgelegt, durch diese entsprechend geprüft und freigegeben werden. Hier übernimmt der Betriebsführer die wichtige Rolle als Vermittler zwischen den einzelnen Vertragspartnern (Betreiber, Direktvermarkter, Bank und Netzbetreiber) und gewährleistet so einen stetigen Informationsfluss zwischen allen beteiligten Parteien.

Im operativen Geschäft eines Betriebsführers nimmt die Direktvermarktung immer mehr Raum ein. Neben der Kontrolle sowie der notwendigen Um- und Weiterberechnung von Direktvermarktungserträgen gilt es, fortlaufend den im jeweiligen Stromliefer-

vertrag definierten Erzeugerpflichten nachzukommen. Diese fallen in Abhängigkeit vom Direktvermarkter sehr unterschiedlich aus. Es bestehen Meldepflichten gegenüber dem Direktvermarkter bezüglich Produktionseinschränkungen aufgrund von Reparatur- und Wartungsarbeiten sowie von Einspeisemanagement-Maßnahmen des Netzbetreibers, aber auch aufgrund von Schatten- oder Fledermausabschaltungen. Andere Direktvermarkter wünschen eine kontinuierliche Fahrplanübermittlung zu ihren vermarkteten Anlagen. Derzeit sind die zeitlichen Vorgaben der Direktvermarkter noch sehr unterschiedlich geregelt. Für die Zukunft und mit Blick auf die zunehmende Marktintegration der Erneuerbaren Energien ist davon auszugehen, dass Umfang und Intensivität dieser Meldepflichten ansteigen.

Aktuell werden für die genannten Meldungen noch unterschiedliche Formate genutzt, z. B. via E-Mail oder durch Eintragungen in Onlineportale. Die Standardisierung dieser Meldevorgänge und -vorgaben ist wünschenswert. Dies erfordert jedoch eine engere Zusammenarbeit zwischen den Anlagenbetreibern, Direktvermarktern und Netzbetreibern.

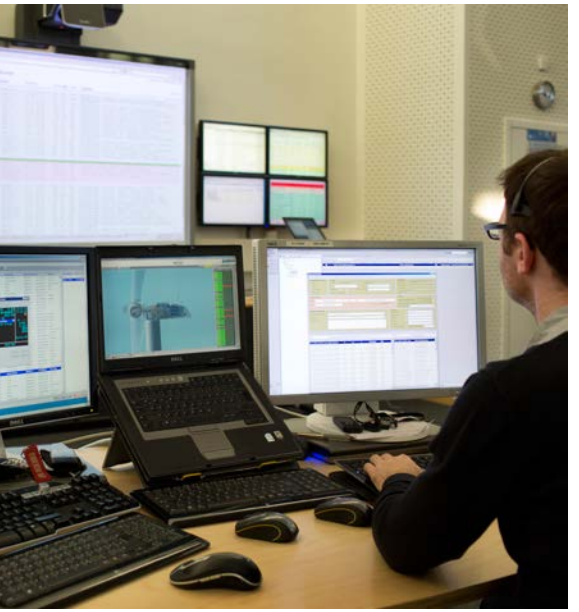


Simulation zur Fernüberwachung eines Windparks in der Leitwarte der Enertrag AG. Foto: Silke Reents

Absicherung und Garantien bei der Erfüllung der Erzeugerpflichten

Eine eindeutige Definition der Aufgaben und Pflichten des Betriebsführers bildet die Grundlage seiner operativen Arbeit. Dabei gilt es, die Übernahme der Erzeugerpflichten durch den Betriebsführer aus Haftungs- und Versicherungssicht entsprechend zu beleuchten.

Bei Nichterfüllung oder fehlerhafter Ausführung von Vertragspflichten drohen dem Betreiber im Ernstfall vertragliche Sanktionen, z. B. die Zahlung von Ausgleichsenergiekosten an den Direktvermarkter. Deshalb forderten bei der Einführung der Direktvermarktung viele finanzierende Banken eine entsprechende Haftungsfreistellung des Betreibers gegenüber dem Direktvermarkter.



Enertrag Leitwarte in Dauerthal.
Foto: Silke Reents

Um diesen Forderungen nachzukommen und den Betreibern eine entsprechende Absicherung zu bieten, ist der Abschluss von zusätzlichen Versicherungen, den sogenannten Vermögensschadenshaftpflichtversicherungen, zwingend notwendig. Dabei werden sämtliche Haftungsansprüche des Direktvermarkters gegenüber dem Betreiber an den ausführenden Betriebsführer abgetreten. Dieser Übergang wird in gesonderten Unterstützungsverträgen zur Direktvermarktung – in Ergänzung zu den Verträgen der technischen Betriebsführung – zwischen dem Betreiber und dem Betriebsführer festgehalten.

Fernsteuerbarkeit vs. Anlagenverantwortlichkeit

Neben dem Direktvermarkter greifen zusätzlich auch Hersteller und Netzbetreiber aus der Ferne auf die Anlagen zu. Mitteilungen und Informationen über diese Fernzugriffe erhält der Betreiber bzw. der technische Betriebsführer oftmals erst nach der Durchführung solcher Maßnahmen. Der technische Betriebsführer, der als Anlagenverantwortlicher fungiert und die unmittelbare Verantwortung für den sicheren Betrieb der elektrischen Anlage trägt, ist vor diesem Hintergrund nicht in der Lage, seinen Verpflichtungen gerecht zu werden. Der Kommunikations- und Informationsfluss vor und nach solchen Fernmaßnahmen muss deshalb zwischen allen beteiligten Parteien wesentlich verbessert werden, um die Sicherheit von Gutachtern, Technikern und anderen Dienstleistern in sowie an den Anlagen jederzeit gewährleisten zu können. ■

Fazit

Die Direktvermarktung von Windenergie ist eine sehr junge, schnell wachsende Disziplin, deren Anforderungen kontinuierlich steigen. Aufgrund des Wegfalls der Managementprämie ab Januar 2015 werden Fernzugriffe durch Direktvermarkter sowie die Anforderungen an Qualität und Quantität von Informationen und Daten über den Betrieb der Anlagen weiter zunehmen. Um künftig optimale Vermarktungsergebnisse für den Betreiber zu erzielen, ist weiterhin eine Optimierung des Zusammenspiels von Netzbetreiber, Direktvermarkter und technischem Betriebsführer unabdingbar.

Autor

Georg Meyer, Jahrgang 1984, Studium zum Diplom-Wirtschaftsingenieur an der Hochschule für Technik und Wirtschaft in Dresden. Seit 2011 ist Herr Meyer für die WSB Service GmbH tätig. Neben der technischen Kundenbetreuung ist er für die Erarbeitung und Umsetzung von Konzepten zur Durchführung und Optimierung der Direktvermarktung zuständig.

Windpark Bietikow bei Prenzlau. Foto: Paul-Langrock.de

Die Abrechnung von Einspeisemanagement-Einsätzen

Das Einspeisemanagement bezeichnet ein Verfahren zur Abregelung („Herunterfahren“) von Erzeugungsanlagen, um eine Überlastung des Stromnetzes zu vermeiden. Ohne das netzstabilisierende Einspeisemanagement könnten in vielen Regionen keine neuen Anlagen ans Netz gehen.

Seit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2009 sind Einspeisemanagement-Einsätze (kurz: EisMan-Einsätze) gemäß der „Härtefallregelung“ gegenüber dem verursachenden Netzbetreiber abrechenbar.[1] Dies stellt momentan jedoch sowohl auf Anlagen- als auch auf Netzbetreiberseite einen hohen Verwaltungsaufwand dar.

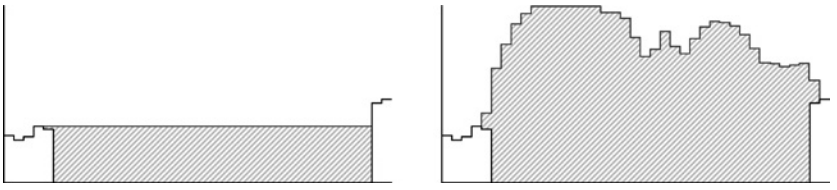
In der Praxis versuchen einige Netzbetreiber diesen Aufwand zu umgehen, indem sie EisMan-Einsätze als Abschaltungen gemäß Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) deklarieren. Vereinfacht handelt es sich bei letztgenannten Einsätzen um Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten, also planbare Tätigkeiten. EisMan-Einsätzen liegen hingegen kurzfristig auftretende Ereignisse wie Netzengpässe, z. B. durch flächendeckend hohes Windaufkommen, zugrunde.

In jedem Fall ist der Netzbetreiber verpflichtet, über den Grund der Abschaltung detailliert Auskunft zu geben. Im Zweifel sollte diese Auskunft vom Windmüller auch eingefordert werden, um zu klären, ob es sich bei häufigen Abschaltungen gemäß EnWG nicht doch um Abschaltungen gemäß „EEG-Härtefallregelung“ handelt.

Die Grundlage der Abrechnung von EisMan-Einsätzen gemäß „Härtefallregelung“ bildet der Leitfaden der Bundesnetzagentur (BNetzA), welcher aktuell in der Version 2.1 vorliegt. Im Leitfaden der BNetzA werden zwei Verfahren als sachgerecht angesehen: a) ein „pauschales Verfahren“, mit dem sich die Ausfallarbeit anhand weniger Werte einfach ermitteln lässt, und b) ein „Spitzabrechnungsverfahren“, bei dem mithilfe von Windgeschwindigkeitsmesswerten eine möglichst genaue Ermittlung der Ausfallarbeit erfolgt.

Die folgenden Graphen zeigen ein Beispiel aus der Praxis. Dargestellt wird jeweils der Verlauf der Leistung über die Zeit.

Beim pauschalen Verfahren wird das letzte vom EisMan-Einsatz vollständig nicht



Pauschale Abrechnung | Spitzabrechnung

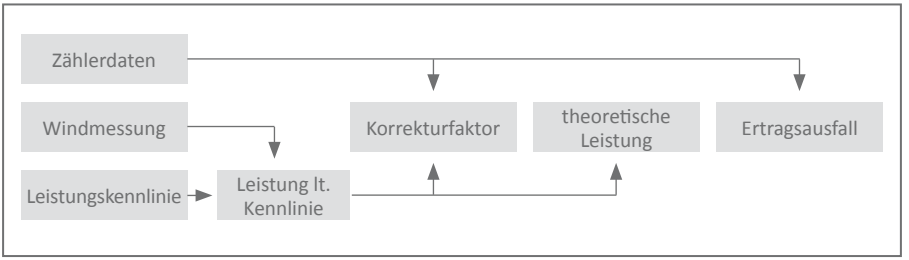
Die schraffierte Fläche stellt den Ertragsausfall dar und wurde links mit dem pauschalen und rechts mit dem Spitzabrechnungsverfahren bestimmt.

1—Ab dem EEG 2014 sind Rechnungen an den Anschlussnetzbetreiber zu stellen (gemäß Gesetzentwurf).

betroffene 15-Minuten-Intervall des geeichten Zählers „pauschal“ für das gesamte Signal angenommen. Da im Regelfall ein EisMan-Signal deutlich vor dem Erreichen der maximalen Windgeschwindigkeit notwendig wird, führt dies zu einem Abschneiden der Windspitze. Um diesem Problem Rechnung zu tragen, gibt es seit 2011 die Möglichkeit der genaueren, jedoch auch deutlich aufwendigeren Spitzabrechnung.

Die Spitzabrechnung basiert neben dem auch bei der pauschalen Abrechnung benötigten Lastgang[2] zusätzlich auf einer Windmessung je Windenergieanlage sowie auf einer entsprechenden Leistungskennlinie.

Der grundsätzliche Ablauf kann der folgenden Abbildung entnommen werden.



Im ersten Schritt wird die Windmessung mithilfe der Kennlinie in eine „Leistung lt. Kennlinie“ umgerechnet. Diese gilt als eher grober Wert, da viele Faktoren wie Temperatur, Luftdichte etc. ebenfalls Einfluss auf den Zusammenhang zwischen Wind und Leistung haben, aber noch nicht berücksichtigt sind. Dabei wäre es durchaus denkbar, dass durch eine besonders optimistische Leistungskennlinie die „Leistung lt. Kennlinie“ höher ausfiele als die reale Produktion. Daher wurde in das Verfahren ein sogenannter „Korrekturfaktor“ eingefügt, der den Bezug zum realen Lastgang herstellen soll. Der Korrekturfaktor ergibt sich aus der Division der Produktion gemäß Zähler durch die Produktion gemäß „Leistung lt. Kennlinie“ in der Stunde vor dem EisMan-Signal. Der Korrekturfaktor muss für jede Anlage separat bestimmt werden.

Anschließend wird die „Leistung lt. Kennlinie“ mit dem Korrekturfaktor multipliziert und ergibt so die „theoretische Leistung“. Die „theoretische Leistung“ entspricht durch die beschriebene Festlegung des Korrekturfaktors in der Stunde vor dem EisMan-Einsatz den Zählerdaten. Sie gilt fortan als die Leistung, mit der die Windenergieanlage ohne eine Reduzierung produziert hätte. Im letzten Schritt wird der Ertragsausfall berechnet, welcher sich aus der Differenz von „theoretischer Leistung“ zum Lastgang des Zählers ergibt.

2—Als Lastgang wird der Verlauf der Messung des geeichten Zählers über die Zeit bezeichnet. Üblicherweise enthält dieser einen Produktionswert (kWh) je Viertelstunde.

Im Leitfaden der BNetzA sind beide Verfahren als ungefähr gleichwertig dargestellt. Die Praxis zeigt jedoch, dass in fast allen Fällen die pauschale Berechnung gegenüber der Spitzabrechnung ein erheblich schlechteres Ergebnis liefert. Allerdings ist es mit dem Spitzabrechnungsverfahren weder möglich, ein höheres Ergebnis als den real entstandenen Ausfall zu erzielen, noch den entstandenen Ertragsausfall zu 100 Prozent zu berechnen. Grund hierfür sind Ungenauigkeiten, die zum Teil[3] durch den Leitfaden der BNetzA selbst vorgeschrieben sind und so für schwankende Korrekturfaktoren sorgen. Da das Verfahren unterschiedliche Deckelungen vorsieht, welche nur in für den Windenergieanlagenbetreiber zu günstig bemessenen Fällen greifen, führt dies im arithmetischen Mittel zu einem zu gering berechneten Ertragsausfall.

Weiter verschlimmert wird die Situation für den Windenergieanlagenbetreiber dadurch, dass viele in der Praxis auftretende Fragestellungen nicht oder nur unzureichend durch den Leitfaden der BNetzA beantwortet werden. Dies führte in der Vergangenheit dazu, dass Netzbetreiber eigene Leitfäden veröffentlichten, die nun weitere Vorschriften bezüglich Verfahren und Rechnungsstellung enthalten. Die Vorschriften verschiedener Netzbetreiber unterscheiden sich zum Teil stark.

Bei der Berechnung von Einspeisemanagement-Ausfällen gilt es daher, den Leitfaden der BNetzA zu berücksichtigen, offene Fragen mit möglichst wenig Genauigkeitsverlust zu klären (welche im Mittel immer zu einem geringer berechneten Ertragsausfall führen) und zudem den Leitfaden des entsprechenden Netzbetreibers zu beachten. Zusätzlich

Ein Beispiel

Eine Windenergieanlage wird gewartet. Kurz vor Abschluss der Wartungsarbeiten erhält die Anlage ein EisMan-Signal. Das Signal dauert bis zum nächsten Morgen. In der Nacht hätte Volllast produziert werden können. Der Netzbetreiber verweigert die Auszahlung der Entschädigung, da die Anlage zu Beginn des Signals nicht produziert hat. Ist er dazu berechtigt?
Nein. Wartungsberichte und Logdateien geben eindeutig Aufschluss über Dauer der Wartung und Zustand der Anlage. In der Praxis erfordern solche Fälle jedoch häufig mehrfachen Schriftwechsel mit dem Netzbetreiber. Zu guter Letzt dauert es selbst bei eindeutigen Abrechnungen von der Rechnungsstellung bis zum Geldeingang auf dem Betreiberkonto nicht selten bis zu einem halben Jahr.

3—Der Leitfaden der BNetzA schreibt auch in der aktuellen Version bei mehreren Windkraftanlagen an einem Netzanschlusspunkt die Aufteilung des Lastgangs gemäß Referenzertrag vor, obwohl durch Anlagendaten eine genauere Aufteilung möglich wäre.

muss jedoch auch im Blick behalten werden, ob ein Netzbetreiber das Recht hat, etwas zu fordern bzw. eine Zahlung zu verweigern.

Grundsätzliche Empfehlungen für Anlagenbetreiber zum Einspeisemanagement

Einspeisemanagement-Abrechnungen sind sowohl Teil der technischen als auch der kaufmännischen Betriebsführung. Wer als fachfremde Person – sei es in nur einem der beiden Bereiche – versucht, eine Abrechnung alleine durchzuführen, wird mit hoher Wahrscheinlichkeit mehr Geld einbüßen, als er mit dem Verzicht auf den spezialisierten Dienstleister gespart hätte.

Die Berechnung der Ertragsausfälle erfordert häufig genauere Kenntnis über den Zustand der Anlage: Warum hat die Anlage dann das gemacht? Die Antwort auf eine solche Frage hat im Regelfall der technische Betriebsführer. Die Berechnung der Ausfälle durch den technischen Betriebsführer durchführen zu lassen, kann daher vorteilhaft sein. Bei vielen Dienstleistern gehört dies folgerichtig zum Umfang der technischen Betriebsführung.

Spitzabrechnungen sind keinesfalls immer gleich. Im Regelfall werden Berechnungen von unterschiedlichen Dienstleistern oder mit unterschiedlichen Programmen zu abweichenden Ergebnissen führen – selbst wenn alle dem Leitfaden der BNetzA entsprechen. Insbesondere führen z. B. Rundungen, um die unterschiedlichen Zeitintervalle von Anlagen und Zählerdaten zusammenzuführen, zu deutlich schlechteren Ergebnissen. Es macht folglich Sinn, zunächst mehrere Berechnungen durchführen zu lassen, bevor man sich für einen Dienstleister oder Software-Anbieter entscheidet.

Wenn nicht eindeutig geklärt ist, dass ein EisMan-Signal umgesetzt wurde, sollte keine Rechnung hierfür gestellt werden, nur weil ein zur Berechnung verwendetes Programm ein Ergebnis liefert. Denn diese würde den Ablauf nur unnötig verzögern. Wird jedoch ein tatsächlich entstandener Ertragsausfall, gleich aus welchem Grund, von einem Netzbetreiber nicht erstattet, sollte juristischer Beistand bemüht werden. ■

Autor

Frank Christiansen, Jahrgang 1984, ausgebildet zum Informationselektroniker, studierte Informations- u. Elektrotechnik an der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg. Sein Studium mit den Schwerpunkten "Regelungstechnik", "Prozessleittechnik" u. "Leistungselektronik" schloss Herr Christiansen mit seiner Arbeit zum Thema "Diskrete Simulation" ab. Hiernach war er zunächst als Entwicklungsingenieur für Simulationsstudien bei der "HOMAG Group" beschäftigt. Seit 2010 ist Herr Christiansen als Softwareentwickler für das Datenmanagement beim Dirkshof in den Reußenköge verantwortlich.

Foto: iStockfoto

Umsetzung von Naturschutzauflagen im Rahmen der Betriebsführung

Was hat der Feldhamster mit dem Windpark zu tun?
Wieso müssen wir uns um Rotmilane und Fledermäuse kümmern? Darf ich nicht mähen, wann ich will?
Gibt es keinen Windpark ohne Genehmigungsauflagen?
Woher kommen diese Auflagen überhaupt?
Viele Fragen dieser Art beschäftigen die technische Betriebsführung täglich.

Standortwahl und Ökosystem

Windparks werden im Außenbereich errichtet, auf Feldern und Wiesen oder im Wald. Genau dort – jenseits der Siedlungen – leben Tiere, die sensibel auf Störungen reagieren, Deckung benötigen für ihre Aufzucht und in diesem Bereich ihre Nahrung finden. Im Genehmigungsverfahren für Windparks sind diese Standortflächen und deren Umfeld gründlich zu untersuchen. Unter die Lupe nehmen die Gutachter auch die Wirkung, die ein Windpark während der Bauphase und der Betriebszeit auf das Ökosystem vor Ort hat.

§ 44 des BNatSchG sieht hier besondere Prüfinhalte vor, wenn auf der projektierten Fläche streng geschützte Arten vorkommen: So müssen in diesen Fällen Maßnahmen benannt und ergriffen werden, um überhaupt die Genehmigung für Bau und Betrieb eines Windparks zu erhalten. Diese Maßnahmen übernimmt die Genehmigungsbehörde als Auflagen in den Genehmigungsbescheid – oft zusammen mit begleitenden Beobachtungen über deren Wirksamkeit (den sogenannten Monitorings). Aktuell sind dies zumeist Auflagen für Rotmilane und Fledermäuse. Ebenfalls von Bedeutung sind in diesem Zusammenhang Kraniche, Feldhamster, Wachteln und Baumfalken. Aufgabe der Betriebsführung ist es, diese Auflagen während der kompletten Betriebszeit eines Windparks zu erfüllen. Sofern dies nicht gelingt, drohen Gerichtsverfahren.

Unabhängig davon sind Kenntnisse über die aktuelle Rechtslage empfehlenswert, um ggfs. überzogene Auflagen zu erkennen und dagegen vorgehen zu können. Denn nicht immer sind umfangreiche Maßnahmenforderungen gerechtfertigt, die in der Betriebsführung viel Arbeit verursachen können.

Fledermaus

Fledermäuse sind Nachttiere. Sie jagen Insekten, die sich bei guter Thermik bis in mehreren hundert Metern Höhe aufhalten. Manche Fledermäuse fliegen auch in Schwärmen weite Strecken zu Brutstätten oder Winterquartieren. Ihre Erfassung ist in einer Höhe, in der sich die heutigen Anlagen drehen, vom Boden aus kaum durchführbar. Daher verlagert sich der erforderliche Erkenntnisgewinn hier auf die Betriebsphase: Es werden sogenannte Batcorder in den WEA-Gondeln installiert, die in den Dämmerungsstunden

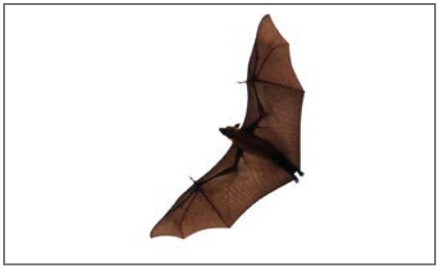


Abbildung: 1: Fledermaus.
Foto: Artem Sevostyanov (Fotolia)

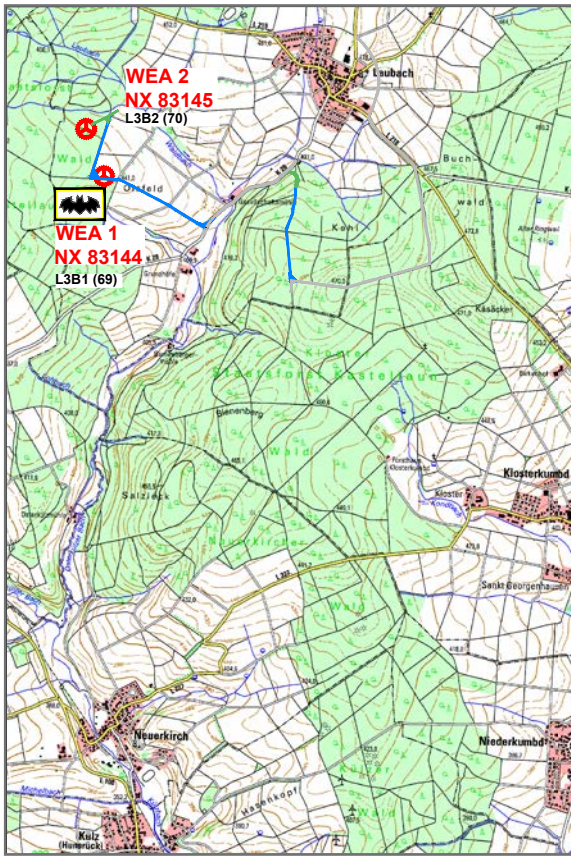


Abbildung 2: Karte Windparkübersicht mit Kennzeichnung Fledermaus-Monitoring
Quelle: ABO Wind

sowie nachts die Rufe von Fledermäusen aufzeichnen. Diese Aufzeichnungsgeräte benötigen jedoch eine kontinuierliche Stromversorgung. Netzabschaltungen können daher zu Unterbrechungen der Aufzeichnungen führen und daraus folgende Datenlücken Unsicherheiten in der späteren Auswertung verursachen.

Die Auswertung zeigt auf, ob sich zu bestimmten Zeiten besonders viele Fledermäuse in Gondelhöhe aufgehalten haben und sich das Risiko des Fledermausschlags nach § 44 zu diesen Zeiten stark erhöht. Sollte dies der Fall sein, werden die WEA-Daten mit den Ereigniszeiten verglichen. Hieraus ergeben sich standortspezifische Abschaltalgorithmen, die je nach Landschaftsraum und festgestellter Fledermausart ganz unterschiedlich sein können. Verglichen werden die Parameter Datum/Zeit, Windgeschwindigkeit und Temperatur. Wenn diese drei Parameter gleichzeitig zutreffen, ist die Wahrscheinlichkeit hoch, dass sich die im Monitoring festgestellten Fledermäuse im Risikobereich befinden und die betroffene WEA abgeschaltet werden muss.

Manche WEA-Typen ermöglichen die Programmierung ihrer Steuerung: Wenn zu bestimmten Zeiten die Windgeschwindigkeit niedrig und die gemessene Temperatur hoch ist, schaltet sich die WEA automatisch aus. Nach dem Ansteigen der Windgeschwindigkeit über die programmierte Schwelle oder dem Absinken der Temperatur unter diese schaltet sich die WEA dann wieder an. Wichtig zu wissen: Jeder Hersteller setzt unter-

schiedliche Hystereseschwellen zum Schutz der Maschine fest. Das kann zu wesentlich längeren Stillstandszeiten führen als erwartet. Im Rahmen des optimierten Anlagenbetriebs sollten daher diese besonderen Eigenschaften eines WEA-Typs bekannt sein und entsprechend berücksichtigt werden. Und auch die Anlagenzeitangabe birgt manchmal ungewollte Überraschungen: Da Fledermäusen Sommer- und Winterzeit für ihre Aktivitäten egal sind, muss dieser Faktor bei der Überprüfung der Programmierung berücksichtigt werden.

Andere WEA-Typen müssen manuell geschaltet oder durch Subsysteme aufgerüstet werden. Ein nicht zu unterschätzender Aufwand entsteht dabei bei der Überprüfung von Wetterprognosen und Anlagendaten, um die Genehmigungsauflage einzuhalten. Und nicht vergessen werden darf die Beweisführung gegenüber der Genehmigungsbehörde. Der Zeitraum, für den die Auflage gilt, sollte möglichst mit Maschinenlogbuch-Auszügen jeder einzelnen WEA dokumentiert sein. Die Plausibilitätsprüfung interessiert natürlich auch den Eigentümer des Windparks, der den Auflagen möglichst wenig Stromertrag opfern möchte.

Greifvögel: Rotmilan

Greifvögel verhalten sich auf landwirtschaftlichen Flächen wie Möwen in der Nähe von Schiffen oder eine Katze, die das Aufschließen der Haustür mit dem Öffnen der Futterdose verbindet: Diese Tiere haben gelernt, gewisse Ereignisse mit einem Nahrungsangebot zu verknüpfen. So erzählen Landwirte, dass ihnen eine Greifvogelschar folgt, wenn sie auf die Felder fahren. Denn besonders Bodenbearbeitungen wie Pflügen oder Grubbern wühlen Bodenlebewesen an die Oberfläche und liefern den Greifvögeln demzufolge die Nahrung, die sie zur Versorgung ihrer Jungen in der Brutzeit benötigen.

Abbildung 3: Rotmilan. Foto: iStockphoto

Wenn ein Windpark innerhalb einer landwirtschaftlichen Fläche errichtet wird, die zum Nahrungshabitat gehört, muss sichergestellt sein, dass kein Vogel beim Ein- oder Ausfliegen mit dem sich drehenden Anlagenrotor kollidiert. Hierfür muss ein spezieller Risikoradius ermittelt sowie ein Bewirtschaftungskonzept aufgestellt wer-

den, um dieser Artenschutzauflage gerecht zu werden. Gleichzeitig muss sichergestellt sein, dass die Fundamentkegelpflege in das Konzept zur Risikominderung einbezogen wird. Gemäht werden darf erst, wenn die umgebenden Flächen ebenfalls geerntet werden.

Für den Anlagenbetrieb bedeutet dies, dass die in direkter Nähe der landwirtschaftlich bearbeiteten Flächen befindlichen WEA von Sonnenauf- bis -untergang über mehrere Tage abgeschaltet werden müssen. Je nach Kulturart lösen Bearbeitungsereignisse etwa dreimal Abschaltungen aus. Dies setzt wiederum einen Ansprechpartner vor Ort voraus, der die landwirtschaftliche Bearbeitung koordiniert und die erforderlichen Abschaltungen an die Betriebsführung meldet.

Ein enger Kontakt der Betriebsführung zu Gutachtern und Genehmigungsbehörden ist hier erforderlich, um Betroffenheiten nach §44 BNatSchG zu definieren. Denn kein Betreiber wünscht sich unnötige Stillstandszeiten. Auch für diese Auflage liefert die Kombination aus Abschaltmeldung (oft per E-Mail) sowie Logbuchauszug die Beweisführung gegenüber Genehmigungsbehörde und Betreibergesellschaft, die seitens der Betriebsführung erstellt werden muss.

Zugvögel: Kranich

Abbildung 4: Kraniche im Flug.
Foto: ddp images/Jens-Ulrich Koch

Jeder kennt das Rufgeräusch der Kraniche im Frühjahr und Herbst. In riesigen Ketten fliegen die Vögel viele hundert Meter hoch am Himmel – im Herbst Richtung Südwesten, im Frühjahr nach Nordosten. Eine Kollisionsgefahr mit Windparks besteht erst, wenn Anlagen im Bereich der Hauptvogelzugroute errichtet werden und an Hauptzugtagen eine plötzliche Schlechtwetterfront die Tiere dazu zwingt, in niedriger Höhe „auf Sicht“ zu fliegen. Da immer mehr Windparks in Wäldern stehen und die Spitzen der Rotoren die Baumkronen um mehr als 150 Meter überragen, können Kraniche mit den sich drehenden Rotoren

kollidieren oder weiträumig von ihrer Zugroute abgelenkt werden und sich verirren. Nur bei diesen Ereignissen wird eine Abschaltung für die Durchzugszeit als Auflage erlassen.

Hierfür müssen Gutachter mit der Beobachtung beauftragt werden, die in die „Kranich-Meldekette“ eingebunden sind, die über das Kranichzentrum in Groß Mohrdorf betreut wird. Wenn ein Zug von vielen hundert Kranichen gemeldet wird, muss die Wetterprognose kontrolliert werden. Wird dann eine Schlechtwetterfront für den Landschaftsraum vorhergesagt, in dem sich der Windpark befindet, initiiert das Gutachterbüro die Abschaltung über eine Mitteilung an die Betriebsführung.

Erst nach der Freigabemeldung dürfen die Anlagen wieder angefahren werden. Auch hier erfolgt die Beweisführung über den Monitoringbericht, die Meldenachricht und zugehörige Logbuchauszüge.

Feldlerche, Wachtel und Feldhamster

Je nach Ergebnis der naturschutzfachlichen Standortgutachten gibt es noch weitere Aufgaben, die von der Betriebsführung zu leisten sind. Dies können sein: die Beauftragung von besonderen Bewirtschaftungsformen wie z. B. Blühstreifen für Feldvögel, Fenster in landwirtschaftlicher Fläche für Feldlerchen, Luzernestreifen für Feldhamster oder Extensivierungsflächen mit Zieltypenentwicklung sowie die Anlage von Obstbaumwiesen, Ersatzaufforstungen, Bachrenaturierungen, Altbaumsicherungen und Betreuung von Kunsthorsten, Ersatznistplätzen etc. Alle diese Maßnahmen benötigen den Abschluss entsprechender Verträge sowie einen engen Kontakt zu den Ausführenden vor Ort und zu der kontrollierenden Behörde.

Abbildung 5 + 6: Ersatzaufforstung und Kennzeichnung Altbaum. Foto: ABO Wind

Oft werden Beobachtungszeiträume von vielen Jahren festgesetzt, in denen der Umsetzungserfolg belegt und dokumentiert werden muss. Wechseln Bewirtschafter, muss neu verhandelt werden. Nur über regelmäßige Präsenz vor Ort kann sichergestellt werden, dass solche Maßnahmen dauerhaft erhalten werden. ■

Fazit

Zusammenfassend ist festzuhalten: Nicht allein die technischen Anforderungen zum Betrieb der Windenergieanlagen setzen eine ständige Weiterbildung voraus. Auch die umfangreichen Genehmigungsauflagen für den Bereich Umwelt und Naturschutz bedürfen der Betreuung durch qualifizierte Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter. Denn allein die Kontrollen (Gutachten, Abschaltungen, Logbücher, Ertragsausfälle) und der beständige Kontakt zu Behörden und Vertragspartnern machen einen nicht unerheblichen Anteil der Tätigkeit der Betriebsführung aus.

Ein an diese Anforderungen angepasstes Betriebsführungsteam zahlt sich aus: Die Erfüllung der behördlichen Auflagen ermöglicht einen optimierten Anlagenbetrieb, dieser wiederum trägt wesentlich zur Zufriedenheit der Eigentümer bei. Und nicht zuletzt ist im Sinne der Energiewende eine breite Akzeptanz der Windenergie in der Bevölkerung Gold wert.

Autorin

Dagmar Adolph, Jahrgang 1966, Dipl.-Ing. (FH) Landespflege, Landschaftsarchitektin, wohnt in Wiesbaden und ist Mutter von drei Kindern. Nach abgeschlossener Gärtnerlehre Landespflegestudium an der FH Wiesbaden, von 1993 bis Anfang 2010 Sachbearbeiterin in der unteren Naturschutzbehörde der Stadt Mainz. Seit Anfang 2010 Mitarbeiterin in der ABO Wind AG, technische Betriebsführung, im Team Naturschutz- und Umweltbelange, dort hauptsächlich beschäftigt mit der Betreuung der Aufgaben des Naturschutzes und Artenschutzes in laufenden Projekten der Betriebsführung sowie während der Projektplanungs- und Entwicklungsphase. Schwerpunkte sind: Abstimmung, Umsetzung und Betreuung von Genehmigungsauflagen, Erarbeitung, Koordinierung und Umsetzung von Artenschutzkonzepten (z. B. für Rotmilane) und Ausgleichsmaßnahmen sowie Durchführung von Aufgaben der Umweltbaubegleitung.

Sonstige Dienstleistungen

HÖHENZUGANGSTECHNIK

goracon systemtechnik gmbh
Färbereistraße 4
48565 Steinfurt
Tel.: 02552 9975 -0
Fax: 02552 9975 -10
info@goracon.de
www.goracon.com

Als Quality & Innovation Leader im Bereich Höhenzugangstechnik produzieren und vertreiben wir Servicelifte, Kletterhilfen, Hubwerkstechnik, Montagebühnen, Rotorblattbefahrung,

MESSGERÄTE

Baumer GmbH
Pfingstweide 28
61169 Friedber
Tel.: 06031 6007 -0
Fax: 06031 6007 -70
sales.de@baumer.com
www.baumer.com

Innovative Sensortechnik entwickelt Baumer weiter zum Thema Conditioning Monitoring für die präzisen Rotorblatt- und Turmbelastungsmessungen.

MESSGERÄTE

Bühler Technologies GmbH
Harkortstraße 29
40880 Ratingen
Tel.: 02102 4989 -0
Fax: 02102 4989 -20
info@buehler-technologies.com
www.buehler-technologies.com

Das systemgerechte Zusammenwirken von Sensorik und fluidtechnischen Komponenten bestimmt die Betriebssicherheit von Windkraftanlagen. Nur wenn die aktuellen Messwerte unmittelbar in die Systemanpassung umgesetzt werden, ist eine gleichmäßige Leistungsausbeute und die prognostizierte Lebenserwartung der Anlage sichergestellt.

KRIWAN Industrie-Elektronik GmbH
Allmand 11
74670 Forchtenberg
Tel.: 07947 822 -0
Fax: 07947 71 -22
info@kriwan.com
www.kriwan.com

Windmesstechnik, Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Anemometer, Windmesssysteme, Meteorologische Windmessung, Windüberwachung, ICEfight, Sensoren für härteste Bedingungen, aktive Verhinderung von Vereisung, Condition monitoring

RECHTSANWÄLTE

Engemann und Partner, Rechtsanwälte mbB
Kastanienweg 9
59555 Lippstadt
Tel.: 02941 9700 -0
Fax: 02941 9700 -50
kanzlei@engemann-und-partner.de
www.engemann-und-partner.de

Seit vielen Jahren begleiten und vertreten Engemann & Partner erfolgreich Planer, Projektierer, Betreiber und Investoren umfassend bei allen rechtlichen Themen der Erneuerbaren Energien. Zusammen mit unseren Mandanten auf dem Weg zur Energiewende!

MASLATON Rechtsanwaltsgesellschaft mbH
Holbeinstraße 24
04229 Leipzig
Tel.: 0341 149500
Fax: 0341 1495014
martin@maslaton.de
www.maslaton.de

Zu unseren Leistungen gehören auch die Vertragsgestaltung und -prüfung im Zusammenhang mit dem Betrieb von Erzeugungsanlagen, wobei wir den Anlagenbetreibern die Abweichungen von marktüblichen Regelungen aufzeigen und auf mögliche Haftungsrisiken hinweisen.

STEUERUNG & SCHALTSCHRÄNKE

HELUKABEL GmbH
Dieselstr. 8–12
71282 Hemmingen
Tel.: 07150 9209 -0
Fax: 07150 81786
info@helukabel.de
www.helukabel.de

Leitungen und Zubehör für Windkraftanlagen: Windkraftkabel, Steuerleitungen, Energieverteilungskabel, Einzeladern, Daten-Rechnerkabel

SOFTWARE

AURELO business IT-solutions GmbH
Fraunhoferstr. 13 (Wissenschaftspark)
24118 Kiel
Tel.: 0431 530 200 -0
Fax: 0431 530 200 -999
info@aurelo.de
www.energiepark-manager.de

Software „Energiepark-Manager" für Planer/Projektierer/Betreiber: Projekte, Flächen, Windparks, kfm. Betriebsführung, Verträge/Fristen, Pachten, Abrechnungen, Finanzen/Controlling, Cash-Flow, Bürger-Energie, CRM (Kontakte-Aufgaben-Termine-Dokumente)

Sonstige Dienstleistungen (Fortsetzung)

STROM- & DATENÜBERTRAGUNG

OBO BETTERMANN GmbH & Co. KG
Hüingser Ring 52
58710 Menden
Tel.: 02373 89 -0
Fax: 02373 89 -238
info@obo.de
www.obo.de

OBO BETTERMANN bietet Komplettlösungen für die gesamte elektrotechnische Ausrüstung von Windenergieanlagen.

TURMAUSRÜSTUNGSSYSTEME

Hailo Wind Systems
Daimlerstraße 2
35708 Haiger
Tel.: 02773 82 -0
Fax: 02773 82 -1561
info@hailo-windsystems.com
www.hailo-windsystems.com/de/

Hailo Wind Systems ist ein Komplettdienstleister im Bereich Steigtechnik und bietet Windkraftanlagenherstellern auf der ganzen Welt attraktive Produktlösungen und Serviceleistungen für die komplette Ausrüstung der Türme an. Das Unternehmen verfügt über Niederlassungen in Südamerika, China und den USA.

ZERTIFIZIERUNG

WIND-Certifikation GmbH
Reuterstraße 10
18211 Bargeshagen
Tel.: 038203 7315 -90
Fax: 038203 7315 -91
info@wind-certification.de
www.wind-certification.de

Zertifizierungsstelle: Anlagenzertifikate, Einheitenzertifikate, Komponentenzertifikate

www.Windindustrie-In-Deutschland.de

Das Branchenportal der Windenergie- Von Experten- für Experten

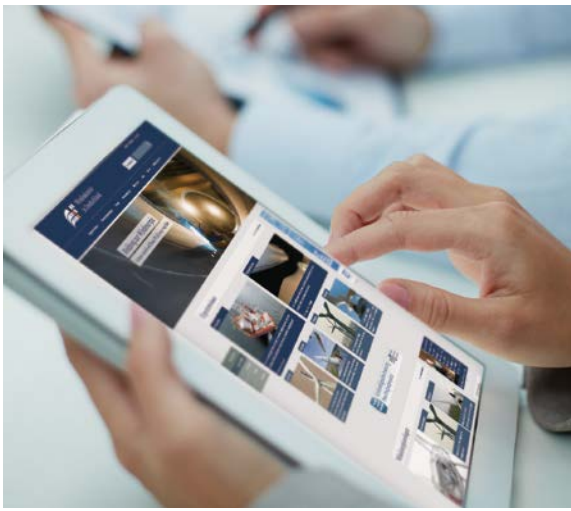
Die neue Onlineplattform der **deutschen Windindustrie** bietet allen Marktteilnehmern einen vertiefenden Einblick in die Windwirtschaft. Hier präsentieren sich **Unternehmen** mit aktuellen Innovationen und liefern wichtige Anhaltspunkte für mögliche **Partnerschaften und Kooperationen** – Entscheidend für die Planung und Durchführung neuer Projekte oder als Unterstützung bei allen Fragen rund um Service, Wartung & Betrieb.

Die redaktionellen Inhalte, bestehend aus **facettenreichen Fachartikeln**, bieten eine große Detailtiefe und beleuchten technische und administrative Aspekte von verschiedenen Seiten. Geschrieben von **Experten aus der Praxis**, geben Sie Aufschluss über **Angebot, Bedarf und Anforderungen** der Windindustrie von morgen.

Auf dem neuen Branchenportal wird **die große Expertise des BWE** abgebildet und die zahlreichen Arbeitskreise und Beiräte des Verbandes sind aktiv in die inhaltliche Gestaltung mit eingebunden.

In regelmäßig erscheinenden Interviews geben **Entscheider aus der Branche** Auskunft über Strategien, Entwicklungen und Visionen.

WID
WINDINDUSTRIE IN DEUTSCHLAND



Zudem werden als besonderer Service alle Inhalte **thematisch verknüpft**. Dadurch ist es für den Nutzer möglich sich berufsspezifisch und anwendungsbezogen, schnell und effektiv zu allen wichtigen Themen der Windbranche zu informieren. Als Themen, in denen Veröffentlichungen gemeinsamen Inhalts zusammengefasst werden, dienen die Kategorien: **Planung, Technik und Betrieb**.

Ein Klick auf der Startseite verschafft dem Besucher einen thematisch fokussierten Überblick in der Branche.

Der offizielle Seitenrelease ist am 01. Oktober 2014 geplant.

Der BWE Betriebsführerbeirat

Zum Ende der Neunzigerjahre wurde nach rasanter Entwicklung der Windenergie in Deutschland der Bedarf nach professionellen Ansprechpartnern für den Windparkbetrieb offensichtlich. In den aufkommenden Zeiten von Windparks als Investitionsgut und Betriebsgenehmigungen nach BImschG sowie angesichts zahlreicher Schnittstellen zu Herstellern, Dienstleistern und Institutionen erlangte die Dienstleistung „Betriebsführung" somit mehr und mehr an Bedeutung. Angeboten wurde diese Dienstleistung zumeist aus den Kreisen der Projektierungsgesellschaften. Allerdings stellte sich bei diesem für ihre Auftraggeber willkommenen Angebot schnell heraus, dass es der jungen Projektierungsbranche an Durchsetzungskraft insbesondere gegenüber den Herstellern mangelte.

Geburtsstunde des Beirats

Vor diesem Hintergrund kam es im Sommer 2003 zunächst zu informellen Gesprächen von interessierten BWE-Firmenmitgliedern zur Bildung eines Betriebsführerbeirates. Erste Treffen zur Sondierung einer möglichen Beiratsgründung fanden dann im Rahmen der damaligen HusumWind statt. Am 27. Januar 2004 war es schließlich soweit: Die konstituierende Sitzung des BWE Betriebsführerbeirates in Berlin zählte 34 Gründungsmitglieder.

Unabdingbare Voraussetzung für eine Mitgliedschaft im Betriebsführerbeirat waren damals – und sind es noch heute – das Angebot einer unabhängigen herstellerübergreifenden Betriebsführung sowie die ordentliche Mitgliedschaft im BWE. Die unverändert bestehenden Ziele des Betriebsführerbeirates werden aus der Präambel der Geschäftsordnung des Beirates deutlich:

Präambel – Zweck des Betriebsführerbeirats

„Der Betriebsführerbeirat ist das fachliche Gremium (keine selbstständige Gliederung im Sinne des Vereinsrechts) innerhalb des Bundesverbandes WindEnergie e.V. (BWE) für sämtliche im Zusammenhang mit dem professi-

onellen Betrieb eines Windenergieprojektes auftretenden Fragestellungen. In ihm sind ausschließlich Unternehmen vertreten, die unabhängige herstellerübergreifende Dienstleistungen im Zusammenhang mit dem Betrieb von Windenergieprojekten anbieten und ordentliche Mitglieder des Bundesverbandes Windenergie e.V. sind.

Der Betriebsführerbeirat definiert Inhalte und Qualitätsstandards einer herstellerübergreifenden unabhängigen Betriebsführung von Windenergieprojekten und sorgt für Transparenz und Investitionssicherheit. Er bietet allen professionellen Betriebsführungsgesellschaften eine Plattform für einen fachlich qualifizierten Gedankenaustausch.

Der Betriebsführerbeirat unterstützt im Interesse der Betreiber die Optimierung der Zusammenarbeit zwischen Betriebsführungsgesellschaften und Anlagenherstellern, Energieversorgungsunternehmen, Komponentenlieferanten, Ersatzteilproduzenten und unabhängigen Serviceunternehmen. Der Betriebsführerbeirat sieht sich dabei als Schnittstelle und übergeordneter Ansprechpartner für sämtliche Marktteilnehmer der Windenergiebranche, dies sind insbesondere Investoren, Betreiber, Hersteller, unabhängige Serviceunternehmen (Wartung und Instandhaltung), Planer, Initiatoren, Energieversorgungsunternehmen, Banken, Versicherungen etc.

Der Betriebsführerbeirat will durch seine Arbeit die Professionalität der Betriebsführung sicherstellen und damit zur Qualität eines Windenergieinvestments beitragen und so das Vertrauen der Marktteilnehmer in die Windenergiebranche – insbesondere das der Investoren, Versicherer und Banken – nachhaltig stärken."

Aktuell weist der Beirat 38 Mitglieder unterschiedlichster Größenordnung auf (Stand Ende 2013).

Die auch zukünftig sowohl quantitativ durch hinzukommende Aufgaben als auch qualitativ durch fachliche Inhalte weiter steigenden Anforderungen an die Betriebsführung werden vermehrte Anstrengungen zur Schaffung von Standards notwendig machen. Hier liegen anstehende Aufgaben des Betriebsführerbeirats, der für eine weiterhin erfolgreiche Beiratsarbeit und zur Erfüllung dieses Bedarfs engagierte Mitglieder zur Mitarbeit im Beirat gerne willkommen heißt.

Mitgliedsunternehmen im BWE Betriebsführerbeirat

ABO Wind
Oberdorfstr. 10
55262 Heidesheim

CSO Energy GmbH
Gut Haferkorn, Dobernitz 9
04703 Leipzig

dean BV GmbH
Alte Feldmühle 10
31535 Neustadt a. Rbge.

E & U GmbH
Meierkamp 3
31249 Hohenhameln

Ebert Erneuerbare Energien Wind
Am Kiel-Kanal 2
24106 Kiel

Energiequelle GmbH
Hauptstr. 44
15806 Zossen

ENERTRAG Service GmbH
Hansaring 6
49504 Lotte

Energiepark Simonsberg GmbH & Co. KG
Querweg 4
25813 Simonsberg

GEO mbH
Redlingsweg 3
25842 Langenhorn

Germania Windpark GmbH & Co. KG
Max-Born-Str. 1
48431 Rheine

GETproject GmbH & Co. KG
Russeer Weg 149a
24109 Kiel

Green Wind Energy GmbH
Schiffbauerdamm 12
10117 Berlin

Heliotec Betriebs-und Verwaltungsgesellschaft mbH
Am Steinberg 7
09603 Großschirma

HSE AG
Frankfurter Straße 110
64293 Darmstadt

ibE Betriebsges. mbH
Dobbenstr. 13
26122 Oldenburg

Ingenieurbüro Dieter Fries
Dompfaffenweg 25 f
22145 Hamburg

Ingenieurbüro Teut
Malmöer Str. 23
10439 Berlin

ITEC GmbH
Am Nesseufer 40
26789 Leer

juwi Management GmbH
Energie - Allee 1
55286 Wörrstadt

Landwind Verwaltungs GmbH & Co. KG
Watenstedter Straße 11
38384 Gevensleben

more energy GmbH
Breitscheidstraße 6
34119 Kassel

Notus energy Plan GmbH & Co. KG
Grego-Mendel-Str. 24 a
14469 Potsdam

ORBIS Energie und Umwelttechnik GmbH
Nagelschmiedsweg 15-19
27356 Rotenburg

Plus-Power GmbH New Energy
Horber Str. 14
72108 Ergenzingen

PNE WIND Betriebführungs GmbH
Peter-Henlein-Str. 2–4
27472 Cuxhaven

psm Nature Power Services
Jülicher Str. 10-12
41812 Erkelenz

RE Service GmbH
Brödermannallee 11
25469 Halstenbek

Solarparc AG
Poppelsdorfer Allee 64
53115 Bonn

TBZ-Ingenieurbüro
Bergfeld 8
31249 Hohenhameln

TREUCON Asset
Uhlandstr. 7/8
10623 Berlin

WEA Windenergie-Agentur GmbH
An der Welle 36a 2
26506 Norden

wind 7 AG
Marienthaler Str. 17, TÖZ
24340 Eckernförde

Windkonzept Betriebsg. mbH
Förstereistr. 25
01099 Dresden

Windwärts Energie GmbH
Plaza de Rosalia 1
30449 Hannover

WKN AG
Otto-Hahn-Str. 12-16
25813 Husum

WK Windkraft-Kontor Verwaltungsgesellschaft mbH
Über dem Maibach 2
34393 Grebenstein

wpd windmanager technik GmbH
Auf der Muggenburg 30
28217 Bremen

WSB Service GmbH
Postfach 32 01 49
01013 Dresden

Leitfaden des Betriebsführerbeirats
im Bundesverband WindEnergie

„Inhalte von Verträgen zur technischen und kaufmännischen Betriebsführung“

verabschiedet am 25. Juni 2014

Grundsätzlich sind die Inhalte von Verträgen zur technischen und kaufmännischen Betriebsführung frei verhandelbar. Die in diesem Dokument genannten Punkte sollen sowohl Betriebsführern von Windenergieanlagen als auch Betreibern/Kunden eine Orientierung geben. Davon abweichende Regelungen sind selbstverständlich möglich und hängen von der individuellen Ausgangssituation des Projektes ab.

1. Technische Betriebsführung

1.1 Beschreibung des Vertragsgegenstandes

Die Bezeichnung des Vertragsgegenstandes sollte möglichst genau und eindeutig erfolgen, z. B. durch die Bezeichnung von:

- Anlagenanzahl und Anlagentyp
- Seriennummern
- Standortbezeichnung
- Flurstücksnummern der Standorte

1.2 Leistungsbeschreibung des Betriebsführers

Alle Leistungen des Betriebsführers sollten möglichst detailliert beschrieben sein, so z. B.

- Fernüberwachung, Einwahl in die Windparks, Datenholung (mit Nennung von Intervallen bzw. Mindestzeiten)
- Organisation der Störungsbeseitigung inkl. Reaktionszeiten auf eingegangene Störmeldungen
- Organisation von planbaren Instandhaltungsmaßnahmen
- Kontrollen vor Ort inkl. Nennung von Intervallen und Umfang (Muster einer Checkliste kann Anlage zum Vertrag sein)
- Dokumentation von Instandhaltungsarbeiten in einer Lebenslaufakte des Windparks/der WEA
- Fristenüberwachung für Prüfungen und Instandhaltungsmaßnahmen (gemäß Typenprüfung, Versicherungsbedingungen und technischen Regelwerken, z. B. Winden, Leitern, Aufzüge, wiederkehrende Prüfungen, Schwingungsmessungen etc.)
- Berichterstellung für den Kunden
- sachliche Rechnungsprüfung (Instandhaltung, Energieeinspeisung und -bezug)
- Versicherungsmanagement (Handling von Versicherungsfällen, Schadensdokumentation, Angebotseinholung für neue Verträge)
- Beratung hinsichtlich technischer Neuerungen und Verpflichtungen gegenüber Behörden, Berufsgenossenschaften etc.
- Beratung in technischen Fragen des Windparkbetriebs

- Beratung in Fragen der Energievermarktung
- Übertragungen von Verantwortlichkeiten müssen eindeutig beschrieben werden

1.3 Vollmacht

Es sollte geregelt sein, welche Rechtsgeschäfte der Betriebsführer im Namen des Kunden zur Erfüllung des vereinbarten Leistungsumfangs ausführen darf.
Es sollte geregelt sein, wann und bis zu welcher Höhe der Betriebsführer Aufträge im Namen des Kunden ohne vorherige Abstimmung auslösen darf (z. B. für Reparaturen).

1.4 Pflichten des Kunden

Die für die Vertragserfüllung des Betriebsführers notwendigen Pflichten des Kunden sollten möglichst detailliert festgelegt sein, so z. B.

- Gewährleistung des Zugangs/Schlüsselübergabe inkl. Zuwegung zu den WEA
- Übergabe der Projektdokumentation inkl. Verträgen und Ansprechpartnern
- Übergabe von Software/Dongles

1.5 Ansprechpartner

Mindestens folgende Ansprechpartner inkl. Kontaktdaten (Telefon, Fax, E-Mail) sollten genannt werden:

- Hotline/Bereitschaft des Betriebsführers innerhalb und außerhalb der üblichen Geschäftszeiten
- Ansprechpartner des Kunden für Abstimmungen bzw. Beauftragungen innerhalb und außerhalb der üblichen Geschäftszeiten

1.6 Vergütung

Das Vergütungsmodell und die Vergütungshöhe hängen vom vereinbarten Leistungsumfang ab und sollten zwischen Kunde und Betriebsführer individuell vereinbart werden. Es sind verschiedene Modelle vorstellbar und kombinierbar, z. B.

- Festpreisregelung
- Vergütung in Abhängigkeit vom Ertrag der Windenergieanlagen
- Vergütung in Abhängigkeit von der Verfügbarkeit der Windenergieanlagen
- Vergütung in Abhängigkeit von der Einhaltung eines vorab vereinbarten Instandhaltungsbudgets

Es kann eine Preisanpassungsklausel vereinbart werden, z. B. pauschal oder indexabhängig, evtl. mit Sonderkündigungsrecht des Kunden.

1.7 Laufzeit, Inkrafttreten, Kündigung

Diese Punkte sollten individuell zwischen Kunden und Betriebsführern vereinbart werden.

1.8 Haftung
Es sollte geregelt sein, in welchen Fällen der Betriebsführer bis zu welchen Höchstgrenzen haftet. Die Haftung sollte sich an der Betriebshaftpflichtversicherung des Betriebsführers orientieren.

1.9 Ergänzende Formulierungen/Anlagen
- Muster-Checkliste für WEA-Kontrollen
- Umfang der zu übergebenden Dokumentation
- Preisliste für Tätigkeiten außerhalb des vereinbarten Leistungsumfangs

2. Kaufmännische Betriebsführung

2.1 Beschreibung des Vertragsgegenstandes
siehe Abschnitt „Technische Betriebsführung“

2.2 Leistungsbeschreibung des Betriebsführers
Folgende Leistungen können z. B. Gegenstand der kaufmännischen Betriebsführung sein:
- Abrechnung der Einspeiseerlöse, gegebenenfalls auch innerhalb von Windparkpools
- Abwicklung Zahlungsverkehr, Führung Belegwesen
- Buchhaltung
- Vertragscontrolling
- Abrechnung Pachten u. Ä.
- Vor- und Nachbereitung, Durchführung von Beiratssitzungen, Gesellschafterversammlungen
- Regelmäßige Information der Investoren (soweit es sich um „Publikumsgesellschaften“ handelt)
- Erstellen von Berichten, Monats-, Quartals-, Jahresberichten
- Erstellen von Jahresabschlüssen
- Führung der Gesellschaftsbücher
- Ansprechpartner für Betreiber, Geschäftspartner (Banken, Steuerberater etc.)

2.3 Vollmacht
siehe Abschnitt „Technische Betriebsführung“

2.4 Pflichten des Kunden
Die für die Vertragserfüllung des Betriebsführers notwendigen Pflichten des Kunden sollten möglichst detailliert festgelegt sein, so z. B.

- Übergabe der Projektdokumentation inkl. Verträgen und Ansprechpartnern
- Übergabe von Unterlagen der laufenden Buchhaltung
  (z. B. Ein-/Ausgangsrechnungen, erteilte Einzugsermächtigungen etc.)

2.5 Ansprechpartner
siehe Abschnitt „Technische Betriebsführung“

2.6 Vergütung
Das Vergütungsmodell und die Vergütungshöhe hängen vom vereinbarten Leistungsumfang ab und sollten zwischen Kunde und Betriebsführer individuell vereinbart werden. Es sind verschiedene Modelle vorstellbar und kombinierbar, z. B.

- Festpreisregelung
- Vergütung in Abhängigkeit vom Ertrag der Windenergieanlagen
- Vergütung in Abhängigkeit von der Einhaltung vorab vereinbarter Termine,
  z. B. Erstellung Jahresabschluss

2.7 Laufzeit, Inkrafttreten, Kündigung
siehe Abschnitt „Technische Betriebsführung“

2.8 Haftung
siehe Abschnitt „Technische Betriebsführung“

2.9 Ergänzende Formulierungen/Anlagen

- Umfang der zu übergebenden Dokumentation
- Preisliste für Tätigkeiten außerhalb des vereinbarten Leistungsumfangs

Seminare und Fachtagungen des BWE zum Thema Betriebsführung

Wissensvermittlung im persönlichen Gespräch!

Mit dem vorliegenden Buch haben Sie einen guten Überblick über das Thema Betriebsführung erlangt. Vertiefen Sie nun Ihr Wissen im persönlichen Austausch mit den Experten der BWE Betriebsführer-, Betreiber- und Sachverständigenbeiräte vor Ort!

- Nutzen Sie die Möglichkeit, Ihre Fragen mit den vortragenden Experten zu klären.
- Profitieren Sie auch vom Erfahrungsaustausch unter den Teilnehmern.
- Erweitern Sie Ihr Netzwerk durch das persönliche Kennenlernen der verschiedensten Branchenakteure – von Betriebsführern über Gutachter bis zu Servicedienstleistern.

Weitere Informationen unter www.bwe-seminare.de und 030 20 164 222.

BWE FACHTAGUNG

Windkraft Service Instandhaltung Betrieb

Die beliebte Fachtagung findet auch 2015 statt: Erfahren Sie von führenden Branchenexperten, an welchen Stellen die Fernüberwachung weiter gereift ist, welche neuen Reparaturmethoden es für einzelne Anlagenkomponenten gibt und welche nachträglichen Optimierungen für Windanlagen auf den Markt drängen. Gewinnen Sie darüber hinaus einen Einblick in Softwarelösungen für die tagtägliche Betriebsführung sowie in die Prüfungskriterien von Vollwartungsverträgen.

Kern der Veranstaltung ist der persönliche Austausch der verschiedensten Branchenakteure, der durch die traditionelle Schifffahrt am Ende des ersten Tages noch gefördert wird.

19.–20.05.2015 | Hamburg | VA 15-03-01
Teilnehmergebühren: 850 Euro
Mitglieder 750 Euro

BWE Seminare zum Thema Betriebsführung und Instandhaltung

Kaufmännische Betriebsführung	04.–05.02.2015, Berlin / 21.–22.10.2015, Düsseldorf
Technische Betriebsführung 1	14.–15.01.2015, Berlin / 09.–10.09.2015, Düsseldorf
Technische Betriebsführung 2	17.–18.06.2015, Berlin / 02.–03.12.2015, Hannover
Weiterbetrieb von Windkraftanlagen	17.–18.03.2015, Hamburg / 18.–19.11.2015, Hamburg
Schadensanalysen und Reparaturmethoden	06.–07.05.2015, Berlin / 14.–15.10.2015, Hannover

Weitere Titel aus dem BWE Buchprogramm

Format: *A4, Hardcover, 220 Seiten*
Preis: *59,00 € / 39,00 € (BWE Mitglieder)*
ISBN: *978-3-942579230*

Jahrbuch Windenergie 2014

Im Jahrbuch der Windenergie wird die Marktentwicklung im **On- und Offshore-Bereich** aus **Deutschland, Europa** und der **Welt** dokumentiert. Zahlreiche Tabellen und Grafiken begleiten und verdeutlichen die Analyse der Jahreszahlen 2013.
Darüber hinaus informiert das Jahrbuch ausführlich über Veränderungen des **Windenergie-Rechts** sowie über Neuerungen aus dem Bereich der **Normen & Richtlinien**.
Die **Betriebsergebnisse** des Jahres 2013 von **über 2.000 Windenergieanlagen** ermöglichen es Betreibern, ihre Anlagenerträge mit ähnlichen Standorten zu vergleichen oder abzuschätzen, ob eine mögliche Nutzungsfläche überhaupt ein ausreichendes Windpotenzial aufweist.
Die kompakte Form der **Anlagendatenblätter** erleichtert die Recherche nach der passenden Anlage bzw. hilft bei einem Vergleich der Anlagen.
Zudem beleuchtet diese Auflage die Trends in der **Anlagentechnik**. Anlagenhersteller berichten, mit welchen innovativen Strategien die Kosten pro erzeugte Kilowattstunde weiter verringert werden können und welche Entwicklungen in der **Rotorblattproduktion** zu erwarten sind.
Auch der **Service** ist in dieser Ausgabe wieder ein Schwerpunkt. Das Team des Jahrbuchs hat **40 Serviceunternehmen** zu ihrem Leistungskatalog befragt. Die Ergebnisse werden tabellarisch aufgearbeitet und helfen so, das passende Serviceunternehmen zu identifizieren. Wie zufrieden die **Betreiber** mit ihrem jetzigen Servicedienstleister sind, verrät die **BWE Serviceumfrage.**

Windenergie im Binnenland

Wirtschaftlichkeit und Projektplanung an Binnenlandstandorten

Der Ausbau der Windenergie ist in den letzten Jahren stetig vorangeschritten. Besonders an der Küste sorgen viele Windenergieanlagen für sauberen Strom. Um die Energiewende jedoch gelingen zu lassen, ist der Windenergie Ausbau auch an windschwächeren Standorten zwingend notwendig.

Die neue Fachpublikation BWE Marktübersicht spezial - Windenergie im Binnenland begleitet Sie durch alle Phasen eines Windparkprojekts. 30 renommierte Experten aus der Windbranche geben darin ihr Wissen in der Planung von Windenergie im Binnenland an Sie weiter.

Format: *A5, Hardcover, 392 Seiten*
Preis: *59,00 € (39,00 € BWE Mitglieder)*
ISBN: *9-783942-579186*

Schwerpunkte der rund 400 Seiten starken Publikation sind unter anderem:

- Projektplanung von Windparks mit Praxistipps zur Flächensicherung
- Möglichkeiten und Grenzen der Windmessung inkl. Tipps zur Fehlervermeidung
- Standortbewertung: So wird der Ertrag berechnet
- Umgang mit Windenergieemissionen
- Windenergie und Luftverkehr – Herausforderungen mit der Höhe
- Planungsrecht: Grafische Darstellung der Planungskaskade
- Akzeptanz: Bürger für das Projekt begeistern
- Pachtzahlungsmodelle: aktuelle Entwicklungen von Pachthöhen

Mehr Informationen, Leseprobe und Inhaltverzeichnis unter www.wind-energie.de/shop

Ratgeber Fundamente

Umgang mit Schäden an Fundamenten von Windenergieanlagen

Der Ratgeber für die Inspektion, Bewertung und Sanierung von WEA-Fundamenten dient insbesondere dazu, Betreibern und Betriebsführern eine Übersicht zum Themenkomplex Fundamentschäden und deren Vermeidung zu liefern. Die wesentlichen Aspekte und Handlungsschritte zu dieser Problematik findet der Leser in einer kommentierten und erläuterten Form. Damit wird dem Leser die Möglichkeit eröffnet, die Maßnahmen zur Einordnung des Schadensfalles zu erkennen und die notwendigen Arbeitsschritte mit Fachleuten zu ermitteln, festzulegen, einzuleiten und umzusetzen.

Format: *A5 / 60 Seiten*
Preis: *35,00 € (19,00 € BWE Mitglieder)*
ISBN: *978 3 942579254*

Schwerpunkte des 60 Seiten starken Ratgebers sind unter anderem:

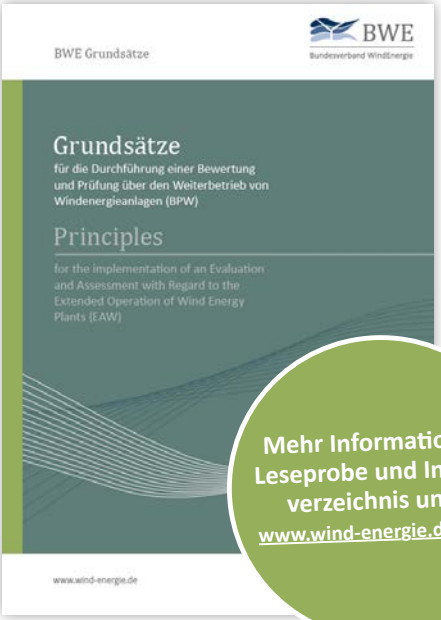
- Auflistung der für die Bewertung von Fundamentschäden erforderlichen Unterlagen
- Informationen und Hinweise zur Mess- und Überwachungstechnik
- Anleitung und schematische Darstellung zur Messanordnung
- Ergebnisinhalt der Messung
- Grenzwerte und zu treffende Maßnahmen nach der Messung
- Richtwerte zu den allgemeinen Rissbreiten
- Übersicht zu den Sanierungsverfahren bei WEA-Fundamenten
- Technische und normative Anforderungen an die zu verwendenden Materialien
- Anforderungen an den Sachverständigen und die ausführenden Unternehmen
- Typische Schadensbilder und Sanierungsbeispiele
- Prävention: Anforderungen für den Bau und die Überwachung von Gründungen für WEA
- Übersicht über die wesentlichen Normen und Richtlinien für Fundamente von WEA onshore

Mehr Informationen, Leseprobe und Inhaltverzeichnis unter www.wind-energie.de/shop

BWE Grundsätze

für die Durchführung einer Bewertung und Prüfung über den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen

Diese Grundsätze unterstützen den Betreiber in der Zusammenarbeit mit dem Sachverständigen bei allen Fragestellungen rund um die BPW.
Die Betriebszeit einer Windenergieanlage (WEA) richtet sich nach der Entwurfslebensdauer der maßgeblichen Typenprüfung/Einzelprüfung. Dies sind in der Regel 20 Jahre. Doch nicht jede WEA muss mit Erreichen der Entwurfslebensdauer auch die Ermüdungsgrenze erreichen. Unter welchen Voraussetzungen können Windenergieanlagen auch über das 20. Betriebsjahr hinaus weiterbetrieben werden? Dies ist eine Frage, die sich so mancher Betreiber in den nächsten Jahren stellen muss – denn nicht jeder möchte oder kann repowern.



Mehr Informationen, Leseprobe und Inhaltsverzeichnis unter
www.wind-energie.de/shop

Format: *A4 / 32 Seiten*
Preis: *49,00 € (39,00 € BWE Mitglieder)*

Ein Weiterbetrieb über den Zeitraum der Entwurfslebensdauer hinaus ist möglich und für viele Betreiber eine reizvolle Option. Gerade an guten Standorten lohnt sich die notwendige Bewertung und Prüfung zum Weiterbetrieb (BPW).
Die BPW ist ein komplexer Vorgang, der in der Verantwortung des Betreibers liegt. Dieser muss die notwendigen Voraussetzungen zur Durchführung der Prüfung schaffen und diese reichzeitig, d. h vor dem Erreichen der Entwurfslebensdauer, einleiten.
Die Durchführung der Prüfung selbst obliegt einem Sachverständigen.

Im Arbeitskreis Weiterbetrieb des BWE haben sich renommierte Sachverständige, Juristen, Hersteller und Betreiber intensiv mit der Thematik des Weiterbetriebs befasst. Entstanden ist die Publikation **„Grundsätze für die Durchführung und Prüfung über den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen** (BPW)**"**, welche nun zweisprachig (deutsch/englisch) vorliegt.

Windenergie Betriebsführung

Das Vorliegende Praxisbuch wurde inhaltlich vom BWE Betriebsführerbeirat begleitet, dessen Mitglieder sich seit mehr als 10 Jahren intensiv mit allen Trends und Herausforderungen dieser Thematik befassen.

30 Experten aus dem Kreise der Betriebsführer beantworten die zentralen Fragestellungen dieses überaus anspruchsvollen **Aufgabenfeldes**. Nutzen Sie die Erfahrung der Experten für Ihren eigenen Erfolg! Das Praxisbuch ist für **langjährige Praktiker** ein hilfreicher Ratgeber und bietet für Einsteiger wertvolle Praxistipps.
Aufgrund der Vielzahl der in einer Windenergieanlage eingesetzten **Werkstoffe und Technologien**, des hohen **Innovationstempos der Windenergiebranche** sowie der großen Zahl betriebsbedingt beteiligter Firmen ist die **Betriebsführung von Windparks** ein sehr komplexes Thema.
Das Praxisbuch widmet sich dieser Komplexität systematisch und geht detailliert auf die verschiedenen Aufgabenbereiche der **technischen und kaufmännischen Betriebsführung** ein.

Neben einer Einführung in das operative Geschäft, in der unter anderem auf Themen wie **Dienstleister und deren Aufgaben**, das **technische Controlling im Windpark** und die **Leitwarte als Kommunikationszentrum** eingegangen wird, werden zudem die speziellen Aufgaben der technischen Betriebsführung detailliert behandelt. Dies sind: **Möglichkeiten der nachträglichen Optimierung, SCADA- und Online-Condition-Monitoring-Systeme (CMS)** sowie der **Netzanschluss** in der Betriebsführung.
Einen weiteren Themenschwerpunkt bildet die **kaufmännische Betriebsführung**. Sie verantwortet unter anderem die **Kosten und Erlöse**, die **Ausgestaltung von Verträgen** und das **Berichtswesen für Eigentümer.**

Mit nützlichen **Praxistipps** und handlichen **Checklisten** ist das 360 Seiten starke Praxisbuch ein wertvoller **Ratgeber** für die tägliche Arbeit.

ISBN: 9 783942 579261
1. Auflage, September 2014
59,00 €

9 783942 579261

www.wind-energie.de