

Instandhaltung von Windkraftwerken: Können konventionelle Kraftwerke Vorbild sein?

Dipl.-Ing. Berthold Hahn

Institut für Solare Energieversorgungstechnik
(ISET), Kassel

Dipl.-Ing. Axel Ringhandt

Windstrom Betriebs- und Verwaltungs GmbH,
Edemissen

Dipl.-Ing. Alexander Schubert

REpower Systems AG, Husum

Dipl.-Geophys. Volker Schulz

Fördergesellschaft Windenergie e. V. (FGW), Kiel

Dr. Walter Sucrow

E.ON Energy Projects GmbH, München

1 Einleitung

Zum Jahresende 2005 waren in der Bundesrepublik Deutschland rund 17.500 Windenergieanlagen (WEA) mit einer Gesamtleistung von etwa 18.500 MW an das Stromnetz angeschlossen. Insgesamt konnte im Jahre 2005 5,5 % des Strombedarfs durch diese Windkraftwerke gedeckt werden. Mit der zunehmenden Nutzung der Windenergie wachsen auch die Anforderungen an die Technik. Aus Sicht der Versorgungssicherheit wird heute gefordert, dass Windkraftwerke sich am Netz auch in Situationen von Netzengpässen oder Netzfehlern wie konventionelle Kraftwerke verhalten.

Ebenfalls aus Sicht der Instandhaltung (IH) wachsen die Ansprüche. Es scheint daher sinnvoll, Vorgaben und bewährte Prozesse aus der konventionellen Kraftwerksbranche (thermische, thermisch-nukleare und Wasserkraftwerke) auf ihre Übertragbarkeit auf die Windbranche zu prüfen. Die Übertragung wird nicht

in allen Fällen möglich sein, da z. T. große Unterschiede beim technischen und organisatorischen Betrieb bestehen, die aus Gründen der Wirtschaftlichkeit beachtet werden müssen. Die Unterschiede in der erreichten Zuverlässigkeit, in der Verfügbarkeit der Anlagen und vor allem auch bei den Instandhaltungskosten geben aber Anlass, grundsätzliche Parallelen und prinzipielle Unterschiede herauszuarbeiten. Hierbei sei angemerkt, dass die hier beschriebenen Sachverhalte nicht auf alle Hersteller und Betriebsführer zu übertragen sind. Aus diesem Text können und sollen keine rechtlichen Ansprüche für bestehende Verträge abgeleitet werden.

Windenergieanlagen erreichen in aller Regel eine Zeitverfügbarkeit von rund 98%. Das heißt, dass mit etwa einer Woche Nicht-Verfügbarkeit pro Jahr aufgrund von regelmäßigen Service-Arbeiten und ungeplanten Instandsetzungen gerechnet werden muss. Hinter dieser hohen Verfügbarkeit steht allerdings ein nicht unerheblicher Instandhaltungsaufwand. Die durchschnittliche Ausfallrate je Windenergieanlage in Deutschland liegt jedoch signifikant höher als im konventionellen Kraftwerksbetrieb, wo Ausfallraten bei statistischen 0,1 Vorkommnissen im Jahr zu erwarten sind.

Beim Vergleich der energiespezifischen Instandhaltungs- und Betriebskosten (ct/kWh) von Windkraftwerken mit denen von konventionellen Kraftwerken (ohne Primärenergie) fällt ein Unterschied von etwa dem Dreifachen ins Auge. Diese wesentlich höheren Kosten geben Anlass zu der Vermutung – und Hoffnung –, dass eine Untersuchung der beiden Branchen auf Übertragbarkeit von bekannten Techniken und Prozessen aus der konventionellen Kraftwerksbranche zu Kosteneinsparung in der Windbranche führen kann.

Im Folgenden wird deshalb betrachtet, welche Unterschiede in der Instandhaltung von Windkraftwerken und konventionellen Kraftwerken bestehen. Dazu müssen die an der Instandhaltung beteiligten Parteien berücksichtigt werden und die Unterschiede bei der Anlagentechnik und bei den einzelnen Prozessen der Instandhaltung gegenübergestellt werden.

2 Beteiligte an der Instandhaltung

Die in der Windbranche involvierten Firmen und Privatpersonen bilden – anders als in der konventionellen Energiewirtschaft – bis heute überwiegend noch eine recht heterogene Gemeinschaft.

Eigentümer (Betreiber) von Windenergieanlagen oder kleinen Windparks sind in der Vergangenheit vielfach Privatpersonen gewesen. Daneben entstanden viele kleine bis mittelständische Unternehmen, die eigene Windparks betreiben oder auch die technische Betriebsführung für andere Betreiber übernommen haben.

Die Anfang der 90er Jahre vorhandene Vielzahl der Hersteller auf dem deutschen Markt hat sich mittlerweile von damals über 40 auf ca. zehn Firmen konsolidiert, die Windenergieanlagen in Serien von teilweise einigen 100 bis 1000 Exemplaren herstellen. Bislang übernehmen diese Hersteller häufig auch die Instandhaltung der Anlagen, insbesondere während der Gewährleistungsdauer und dem Bestehen von Vollwartungsverträgen.

Die Versicherer sahen sich in der Vergangenheit immer wieder in der Situation, für Schäden an Windenergieanlagen über die Verträge der Maschinenbruchversicherung und der Betriebsunterbrechungs-Versicherung leisten zu müssen. Hierbei ist die Abgrenzung zu Instandsetzungen, die ursächlich auf Verschleiß und mangelnde Instandhaltung zurückzuführen waren und auch Folgeschäden verursachten, schwierig. Aus diesen Folgeschäden resultierten, aufgrund z.T. unzureichender organisatorischer Verhältnisse, oft lange Stillstandszeiten. Aus diesem Grund nahmen die Versicherungen mit der Forderung nach genau definierten Zustandsüberwachungen Einfluss auf die Instandhaltungsprozesse.

Windkraftprojekte werden von Banken bis zu 80% oder sogar höheren Anteilen finanziert. Nachdem einige Windkraftwerke nach längerer Zeit die erwarteten Erträge nicht erwirtschaften konnten und die Kalkulationen und Bewertungen durch die schwer planbaren und häufig zu optimistisch eingeschätzten Stromproduktionen mit einem größeren Risiko behaftet sind, bevorzugen die Banken heute solche Projekte, die für die Anlagen so genannte Vollwartungsverträge mit den Herstellern abschließen. Mit diesen Vollwartungsverträgen gewährt der Hersteller bestimmte Qualitätsmerkmale, z. B. eine Zeitverfügbarkeit der Anlagen von 97 %, und übernimmt damit in der Instandhaltung eine entsprechende Verantwortung.

Da in der Windenergie die Eigentumsverhältnisse und die geringe Größe der einzelnen „Kraftwerkseinheiten“ eine besondere Rolle spielen und sich auch auf die Zuständigkeiten in der Instandhaltung auswirken, soll im Folgenden ein Blick auf diese Verhältnisse geworfen werden.

2.1 Eigentumsverhältnisse in der Windbranche und Windparkgröße

Aufgrund der historischen Entwicklung der Windenergienutzung ist ein sehr großer Anteil der Windenergieanlagen im Eigentum von Privatpersonen und vieler privater Betreibergemeinschaften, die meist nur an einem Ort eine WEA oder kleinere Windkraftwerke betreiben. Selbst mittelgroße Gesellschaften haben ihre Windkraftwerke in Form von kleinen Einheiten an viele Standorte in (meist) Mittel- und Norddeutschland verteilt. Die Investitionsmöglichkeiten dieser Personengruppen sind nicht zuletzt durch die unterschiedlichen Möglichkeiten und Interessen der Einzelpersonen relativ klein und mit verhältnismäßig hohem Koordinationsaufwand verbunden.

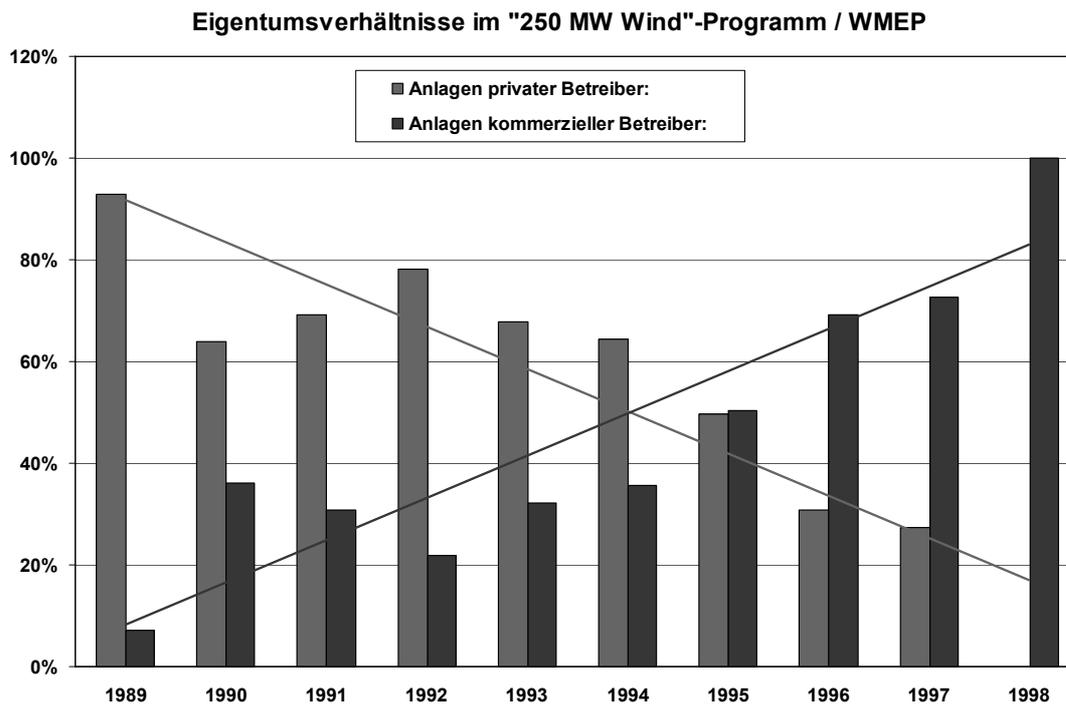


Abb. 1: Zunehmender Anteil kommerzieller Betreiber von Windenergieanlagen. [Datenquelle WMEP, ISET]

Den Daten des „Wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramms“ (WMEP)¹ kann entnommen werden, dass sich der Anteil kommerzieller Eigentümer in den 90er Jahren langsam gegenüber den rein privaten Betreibern erhöht hat, dass aber auch in der zweiten Hälfte der 90er Jahre noch viele Anlagen von privater Hand errichtet wurden. Da sich die Auswahl der im „250 MW Wind“ Programm geförderten Anlagen nicht an den Eigentumsverhältnissen orientierte, kann die gezeigte Entwicklung als im Wesentlichen repräsentativ für die gesamte Entwicklung in Deutschland gelten.

¹ Wissenschaftliches Begleitprogramm zur „250 MW Wind“ Fördermaßnahme der Bundesregierung. Von 1989 bis 1997 wurden rund 1.500 Windenergieanlagen in Förder- und wissenschaftliches Begleitprogramm aufgenommen. Beide Maßnahmen laufen Ende 2006 / Anfang 2007 aus.

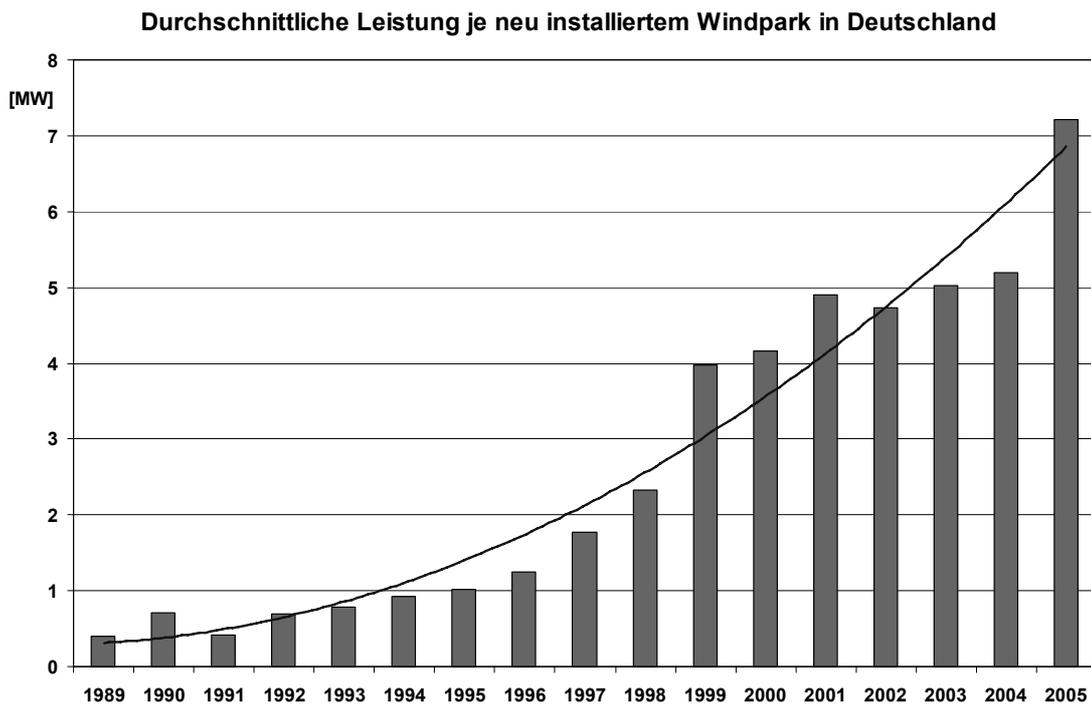


Abb. 2: Zunehmende installierte Leistung je Windpark und damit größer werdendes Investitionsvolumen je Windpark. [Datenquelle: Betreiberdatenbasis, IWET]

Die Auswertung der Installationszahlen aller in Deutschland errichteten Windenergieanlagen zeigt indirekt das Investitionsvolumen je Windpark. Rein rechnerisch ergibt sich für den heutigen Bestand der Windkraftwerke eine mittlere installierte Leistung von rund 3 MW und damit überschlägig ein Investitionsvolumen von etwas mehr als 3 Mio. Euro. Allerdings sind die in den letzten 3 Jahren installierten Windparks mit durchschnittlichen 5 bis 7 MW deutlich größer geworden.

Mit zunehmendem Investitionsvolumen je Windpark wurden seit Mitte der 90er Jahre diese verstärkt über Investitionsfonds verkauft. Die Fondsanbieter vergeben die technische Betriebsführung ihrer Windparks gern in die Hände von professionellen Betriebsgesellschaften oder verkaufen die Fonds nach erfolgreicher Emission komplett. So konnten große Betriebsgesellschaften entstehen, die den technischen Betrieb und auch die Instandhaltung für eine größere Anzahl von Windparks aus einer Hand organisieren.

Über die durch große Betriebsgesellschaften geführten Windparks geben die folgenden vom Bundesverband Windenergie (BWE) genannten Zahlen Auskunft, die laut Aussagen des BWE allerdings nicht ganz vollständig sind. Die elf größten Betriebsgesellschaften betreuten demnach Mitte 2006 jeweils über hundert Megawatt installierter Leistung und zusammen über 2.300 MW. Die

BWE-Statistik nennt noch weitere 35 Betriebsgesellschaften mit mehr als jeweils 20 MW installierter Leistung. Der Marktführer WPD in Bremen hat nach eigenen Angaben „in mehr als 110 Windparks mit rund 1.400 MW Leistung das kaufmännische und technische Management inne“².

Die vorangegangenen Darstellungen zeigen, dass die technische Betriebsführung neuer Windparks heute weniger in den Händen von Privatpersonen und kleineren Betreiber-Gesellschaften liegt, sondern zunehmend durch größere Windpark-Betriebsgesellschaften für ständig größer werdende Windparks organisiert wird. Diese Entwicklung eröffnet die Möglichkeit, dass in der Instandhaltung von Windkraftwerken zunehmend auch bisher nicht berücksichtigte Techniken und Prozesse zur Anwendung kommen können. Die Betriebsführer einer relevanten Zahl von Einzelkraftwerken sind am ehesten in der Situation, die Instandhaltung nach eigenen Zielvorstellungen zu optimieren. Andererseits sind die Eigentums- und Größenverhältnisse der zu betreuenden Einheiten in der Windenergienutzung um so vieles kleiner als in anderen Technikbereichen, insbesondere denen der großen konventionellen und nuklearen Kraftwerke, dass hier nur von einer eingeschränkten Übertragbarkeit ausgegangen werden kann.

2.2 Durchführung der Instandhaltung von Windkraftwerken

Die Betriebskosten für Windenergieanlagen (Instandhaltung und Eigenbedarf) betragen etwa 1,0 bis 1,2 ct/kWh. Dazu kommen Kosten für die technische Betriebsführung, die bei Windkraftwerken 0,15 bis 0,25 ct/kWh betragen. Demgegenüber stehen Gesamt-Betriebskosten von 0,4 bis 0,6 ct/kWh für ein Gas- oder Kohlekraftwerk.

Die heute noch typische Organisation der Instandhaltung ist erstens geprägt durch die kleinteiligen Eigentumsverhältnisse der Windparks, durch die oftmals die in Eigenregie durchgeführte Instandhaltung aufgrund meist fehlender Qualifikation der Betreiber nicht optimal erfolgte.

² Internetseite www.wpd.de

Zweitens konnten die an die Betreiber ausgelieferten Anlagen noch nicht eine so hohe technische Reife haben wie die im konventionellen Kraftwerksbereich, da erst auf die Erfahrung weniger Betriebsjahre zurückgegriffen werden konnte. Dadurch wurde ein nicht erwarteter, überdurchschnittlicher Instandhaltungsaufwand erforderlich. Eine Erprobung neuer Anlagentypen beim Hersteller, wie bei Gebrauchsgegenständen, die die erwartete Lebensdauer der Anlagen im Zeitraster abspult, ist aber weder in der Windenergie noch bei konventionellen Kraftwerken noch bei anderen kommerziellen Anlagen oder Maschinen, die praktisch ununterbrochen im Einsatz sind, möglich.

Darüber hinaus forderte der Markt in den letzten eineinhalb Jahrzehnten eine rasche Weiterentwicklung der Anlagen, vor allem hinsichtlich zunehmender Anlagengröße (Scale-up). In der Folge kam es zu einem schnellen Generationswechsel und es entstand eine große Modellvielfalt. ..

Tatsache ist bis heute, dass in der Windbranche die Hersteller einen signifikanten Teil der Instandhaltung übernehmen. Meistens bleiben organisatorische Aufgaben und die Instandhaltung der Windpark-Infrastruktur beim Betreiber.

Seit längerer Zeit bieten die Hersteller – im Wesentlichen auf Druck der Marktnachfrage - Vollwartungsverträge an, mit denen sie auch eine Zeitverfügbarkeit von z. B. 97% gewährleisten. Für viele Betreiber war dies bedeutsam, da sie mit relativ konstanten Kosten kalkulieren wollten, und da so der Hersteller selbst ein hohes Interesse am guten technischen Zustand der Anlage hat. Damit verfolgt – zumindest auf den ersten Blick – der Hersteller die gleichen Interessen wie der Betreiber. Solange allerdings die Zeitverfügbarkeit das oberste Ziel der Optimierung bleibt und es zusätzlich zum Hersteller wenige konkurrierende Service-Anbieter auf dem Markt gibt, fehlt ein Anreiz für eine Optimierung über die garantierte Zeitverfügbarkeit hinaus, sodass nur eine eingeschränkte Optimierung der energetischen Verfügbarkeit erfolgen kann.

Zumindest für große technische Betriebsführer ergibt sich hier ein separater Ansatz, die Instandhaltung über eine gute Verfügbarkeit hinaus auch ganz gezielt hinsichtlich der Stromproduktion und vor allem hinsichtlich der Kosten zu optimieren.

2.3 Eigentums- und Größenverhältnisse in der Kraftwerksbranche

Mit weit über einhundert Jahren Entwicklung und Wachstum im Hintergrund stellt sich die Instandhaltung der großen Kraftwerke natürlich sehr verschieden von der Instandhaltung von Windenergieanlagen dar. Wesentlich weniger Betreiber stehen einer ähnlichen Zahl von Herstellern wie in der Windbranche gegenüber und beide Seiten sind vollkommen professionell aufgestellt.

Die typischen Einheiten im Kraftwerksbereich sind von der installierten Leistung her um einen Faktor 10 bis 100 größer als in der Windenergie und der größte Kraftwerksbetreiber (E.ON Energie AG) hat einen von seiner installierten Leistung her rund 30mal so großen Kraftwerkspark wie der größte Windparkbetreiber. Für die Instandhaltung haben alle Kraftwerksbetreiber qualifiziertes Personal eingestellt, wobei einige Berufsbilder sogar erst durch den Kraftwerksbetrieb geschaffen wurden.

Allerdings sind den Kraftwerksbetreibern aus ihrer Geschichte heraus viele Erscheinungen in der Windbranche durchaus bekannt. Daher müsste es sinnvoll sein, organisatorische, betriebswirtschaftliche und technische Erfahrungen aus dem Kraftwerksbereich zu nutzen, um die Effektivität der Windbranche zu optimieren.

2.4 Durchführung der Instandhaltung in der Kraftwerksbranche

Während Windenergieanlagen in Serien von mehreren hundert Exemplaren verkauft werden, sind Großkraftwerke untereinander zwar ähnlicher Bauart, im Detail aber jeweils Einzelanfertigungen. Daher bietet es sich für den Betreiber an, sich schon bei der Planung des Kraftwerks hinsichtlich einer optimierten Instandhaltung, z. B. bezüglich der Zugänglichkeit zu inspizierender und ggf. auszutauschender Komponenten, mit dem Hersteller abzusprechen. Es handelt sich hier grundsätzlich um ein Projektgeschäft mit den damit verbundenen Vorgehensweisen.

Nach der eingehenden Planungsphase übernimmt der Hersteller im Allgemeinen als Generalunternehmer die Verantwortung für Bau, Inbetriebnahme und Probetrieb. Nach der Übergabe weist der Hersteller das Personal des Betreibers eingehend in die Instandhaltung der Anlage ein. Aufgrund der langen Erfahrungen und der entstandenen Professionalität der Beteiligten sind die diesbezüglichen Modalitäten schon in den Kaufverträgen detailliert festgehalten.

Im eingefahrenen Betrieb wird die Instandhaltung weitestgehend durch das Personal des Betreibers durchgeführt. In besonderen Fällen, z. B. den jährlichen Revisionen, wird das Personal des Betreibers durch Personal des Herstellers unterstützt.

Diese Vorgehensweise hat sich bewährt, hat aber, im Vergleich zu Windenergieanlagen, weit reichende Folgen, die Planung, die Verträge, die Garantien und nicht zuletzt die Kosten betreffend.

2.5 Fazit

Aufgrund der kleinen Einheiten, der heterogenen Besitzverhältnisse und der daraus resultierenden dezentralen Strukturen unterscheidet sich die Windbran-

che erheblich von der konventionellen Kraftwerksbranche. Auf diesen Eigenarten noch beruhende Unklarheiten in den Zuständigkeiten sind oft Grund für Doppelarbeiten, z.B. bei Inspektionen und unabhängigen Begutachtungen einerseits und resultieren in fehlender Abstimmung zu den durchzuführenden Maßnahmen andererseits.

Ein Optimierungspotential kann der Aufbau von Strukturen sein, die sich z. B. mit der Erarbeitung von Richtlinien befassen, in denen abgestimmte Vorgehensweisen empfohlen werden. Einen guten Ansatz stellen bereits gebildete Arbeitskreise bei den wichtigen Verbänden dar. Unter anderem hat ein Ausschuss bei der Fördergesellschaft Windenergie (FGW) eine Richtlinie zur Instandhaltung³ von Windkraftwerken erarbeitet, um Unterstützung zu leisten, die in anderen Technikbranchen üblichen Vorgehensweisen auf die Windbranche zu übertragen und die Betreiber auf die heute üblichen Techniken und Prozesse hinzuweisen.

Zum Aufbau von Strukturen gehören auch die grundsätzliche Klärung von Zuständigkeiten, die Vereinbarungen für die Dokumentation der Anlagen, der Komponenten und der Maßnahmen sowie die Festlegung von Informationsflüssen zwischen den Beteiligten an den verschiedenen Prozessen. Mit der zunehmenden Professionalisierung der Windbranche müssen solche Dinge zukünftig in detaillierter Form vertraglich festgehalten werden, wie es im konventionellen Energiebereich seit langem selbstverständlich ist.

3 Anlagentechnik und Betriebsbedingungen

Grundsätzlich gibt es heute für konventionelle Kraftwerke und Windenergieanlagen bei der Wahl der eingesetzten Technik, der Komponenten, des Genauigkeits- oder Komplexitätsgrades keine wesentlichen Unterschiede: Windenergieanlagen nutzen im wesentlichen – von direkt getriebenen Anlagentypen vielleicht abgesehen – die gleichen Technologien, die gleichen Engineering-Disziplinen und die gleichen Komponenten wie konventionelle Kraftwerke.

Bei der Komponentenauslegung, der Zustandsdiagnose sowie der Ableitung von Instandhaltungsstrategien muss jedoch bei der Übernahme von Konzepten aus der konventionellen Kraftwerkstechnik auf einen wesentlichen Unterschied in der Betriebsweise geachtet werden. Windenergieanlagen gehen, wenn ausreichende Windgeschwindigkeiten vorliegen, innerhalb kurzer Zeit (typisch etwa 600 Sekunden, oft aber auch nur 180 Sekunden) automatisch ohne jegliche Bedienerführung vom Stillstand in den Betriebszustand über, durchlaufen wäh-

³ Technische Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 7, Instandhaltung von Windparks; Herausgeber: Fördergesellschaft Windenergie e. V., Stresemannplatz 4, 24103 Kiel

rend des Hochfahrens Resonanzbereiche verschiedener Komponenten und Systeme und schalten sich bei nachlassendem Wind wieder selbsttätig ab. Je nach Außentemperatur und Windgeschwindigkeit erreichen die Maschinen die verschiedenen Leistungsniveaus bei ganz unterschiedlichen Betriebstemperaturen, werden während des Betriebs mit schnell variierenden Lasten beaufschlagt und sind unterschiedlichsten Vibrationen, Schwingungen und Stößen, die sich aus dem Betrieb ergeben, ausgesetzt. Die Ausbildung stationärer Betriebszustände tritt sozusagen kaum ein. Deutlich höhere Änderungsgeschwindigkeiten für die Last im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken sind bei Windenergieanlagen „täglich Brot“.

Bei störungsfreiem Betrieb wäre in der Regel der Betriebsführer 2 – 4 mal im Jahr zur Inspektion vor Ort, ein Instandhaltungsteam des Herstellers ebenfalls nur 2 – 3 mal.

3.1 Windkraftwerke

Die für die Erzeugung von Strom aus in Bewegung befindlichen Luftmassen gewählte Technik hat für die erste Generation Windenergieanlagen ihren Ursprung in verschiedenen bekannten, eher robusten Technologien, z. B. dem Landmaschinen- oder Schiffbau. Insbesondere in der Anfangsphase waren das Know-how des meist Vor-Ort-Überwachers mit der gewählten Technik in Komplexität und Designreserve kongruent, die gewählte Überwachungsart traf auf eine weitgehend fehlertolerante Technik. Bei der folgenden rapiden Größenentwicklung der Windenergieanlagen wurden mangels anderer Erfahrungen die grundsätzlichen Konzepte in der Regel übernommen und nur in ihren Größen angepasst, und dies bis weit in die Megawattklasse.

Grundlegende Annahmen bei der Wahl der Überwachungssensorik und -controller, der eingesetzten Komponenten, der Lagerungstechnik, der Aufstellungsplanung oder der Maschinenfundamentierung wurden also aus diesem quasi hauptsächlich menschlich überwachten Betrieb für wesentlich größere, komplexere Maschinen beibehalten. Das Vertrauen in die bei kleineren Anlagen tatsächlich vorhandene Ausfallsicherheit der aus diesen Anlagen bekannten Komponenten überschätzte bisweilen deren Designreserven in den größeren, komplexeren Systemen.

Im Wesentlichen erfolgte die Aufstellungsplanung durch Maschinenbauer im Baukastenprinzip primär unter Produktionsgesichtspunkten für die Nacelle im Herstellerwerk, eingeschränkt unter Gesichtspunkten der Montage im Windpark. Der tatsächliche Betrieb, die ungeheure Menge an Instandhaltungs- und Instandsetzungsaufgaben in der Lebenszeit der Windenergieanlage findet beim Basic und Detail-Engineering häufig noch eine ihrer ökonomischen Bedeutung

zu wenig angemessene Berücksichtigung, insbesondere unter dem Aspekt ihrer Eigenschaft als Serienanlage.

In der Vergangenheit wurden wiederholt grundlegende Konstruktionsphilosophien angewandt, die Optimierungskriterien beinhalteten, die wenig vorteilhaft für die Instandhaltung oder Instandsetzung waren, wie die möglichst geringer Nacelle-Massen, mit dem Ergebnis kompakter Gondeln ohne den erforderlichen Raum für Personal, Ersatzteile und Spezialwerkzeuge bei größeren Reparaturen. Auch die Konstruktionen der Komponenten-Lieferanten berücksichtigten häufig nicht ausreichend die Anforderungen der Instandhaltung und Instandsetzung in großen Höhen z. B. bei winterlichen Temperaturen und beengten Platzverhältnissen.

Es ist wichtig, sich schon bei der Planung der Windenergieanlage bereits das „klassische“ Vor-Ort-Instandhaltungsteam (1 Mechaniker, 1 Elektriker) ständig zu vergegenwärtigen, damit insbesondere planbare Arbeiten, aber auch der Großteil möglicher Reparaturen die tatsächlich vorhandenen Ressourcen in Zahl, Kraft und Qualifikation entsprechend berücksichtigen. Spätere Rückkopplung aus der Instandhaltung muss in Zukunft viel stärker und schneller in die Revision von Konstruktionen einfließen, damit insbesondere die von den meist sehr engagierten Hersteller-Monteuren zahlreich eingebrachten Vorschläge zur Verbesserung der Instandhaltung zügig ihre Auswirkungen zeigen.

Auch die aus dem Charakter eines angeregten Freischwingers resultierenden komplexen Schwingungsphänomene müssen in Zukunft wesentlich stärker in den Konstruktionen berücksichtigt werden. Die Nachbildung des schwingungsfähigen Gesamtsystems unter Einbeziehung der lokalen Steifigkeiten und Eigenfrequenzen muss gerade die Gesichtspunkte der transienten Vorgänge bei Notstopps oder Generator-Umschaltvorgängen beinhalten. Die Ausbildung von Eigenschwingungen einzelner Komponenten, auch in Schaltschränken, muss für alle Betriebszustände bedacht werden, um die hohe Störungsrate durch Kontaktprobleme oder Versagen elektrischer Einzelkomponenten in Zukunft zu einer vernachlässigbaren Größe zu machen.

Die nachfolgende Abbildung aus einer noch unveröffentlichten Diplomarbeit zur Zuverlässigkeit von WEA der Mega- und Multimegawattklasse zeigt beispielhaft die Häufigkeiten von Störungen von Subsystemen aus den untersuchten WEA, klassifiziert nach dem Kraftwerkskennzeichnungssystem (RDS-PP). Die elektrischen Systeme sind in den Kategorien AA (Verteilung), AB (Potentialausgleich), MDY (WEA-Steuerung), MK (Generator/Umrichter) und MS (Energieableitung) erfasst. Sie machen hier etwa 42 % aller Störungen aus, die zugehörigen Stillstandszeiten entsprechen etwa 55 % der Gesamt stillstandszeiten.

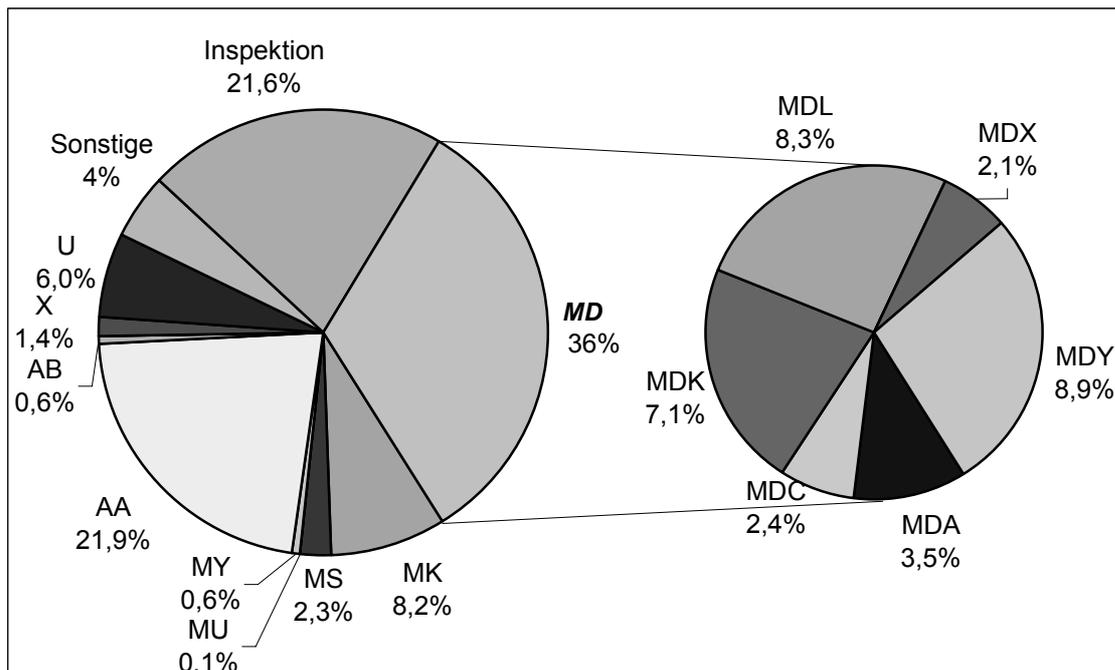


Abb. 3: Störungshäufigkeit von WEA-Subsystemen
 [Datenquelle: Diplomarbeit Stark, Vattenfall]

Die Elemente der Anlagentechnik sollen im Folgenden beispielhaft erläutert werden:

Anders als bei so genannten „Single train Anlagen“ aus dem Kraftwerks- oder Anlagenbau erfolgt bei Windenergieanlagen keine Sicherstellung des Betriebes des Hauptproduktions-Equipments „um jeden Preis“: redundante Hilfssysteme und Sensorik zur Früherkennung des Fehlverhaltens einzelner Subkomponenten werden normalerweise nicht verbaut. Folge: Das Versagen der Funktion von Hilfs-Komponenten wird im Betrieb nicht frühzeitig genug erkannt, nur das Endergebnis (z.B. Getriebeöltemperatur zu hoch) wird gemeldet, und die WEA steht, bis die Ursache (Kühler verdreht oder Filter verstopft) vor Ort ermittelt wird. Dann kann vom Betriebsführer z.B. nicht kurzfristig ein Dreibegehn auf den zweiten Filter umgelegt werden, sondern muss bei weiterem Stillstand der WEA ein Serviceteam zum Filtertausch angefordert werden.

Die eingesetzte Sensorik, insbesondere in Windenergieanlagen der Megawattklasse und größer, muss die aus dem Entfall eines bewachten Betriebs nicht vorhandene menschliche Komponente des Sehens, Hörens, des Riechens und Fühlens eines mit seiner Technik im ständigen Kontakt stehenden Bedieners stärker berücksichtigen, ja, diesen möglichst vollständig ersetzen. Dies gilt insbesondere unter dem Aspekt, dass wie oben geschildert viele transiente Vorgänge mit hoher Geschwindigkeit in Windenergieanlagen ablaufen, die zu ihrer Beherrschung im Verhältnis zu den quasi-stationären Vorgängen im Kraftwerks-

oder Großanlagenbetrieb eine wesentlich umfangreichere Instrumentierung erforderten.

Viel Sensorik ist kein Zeichen für eine schlechte Komponente! Es ist für eine präventive Instandhaltung mit einem hohen „remote“-Know-how-Anteil sinnvoll, dass bei einem dreistufigen Planetengetriebe einer 1,5 oder 2 MW-Anlage wie bisher üblich nicht nur eine, oder höchstens zwei Lagertemperaturen überwacht werden. Höherwertige Überwachungssysteme als die reine Druck-, Differenzdruck-, Temperatur- oder Stellungsüberwachung, die bei ähnlich komplexer Technik seit langem sogar im bewachten Betrieb eingesetzt werden (z.B. Körperschall-Sensorik, auch CMS, On-line-Qualitätsanalysen), werden in der Windbranche nur in sehr wenigen Applikationen eingesetzt.

Insbesondere in der Prozessleittechnik unterscheiden sich Kraftwerkstechnik und Windbranche noch in Größenordnungen. Die in vielen Fällen in Windenergieanlagen eingesetzte Technologie und die zugehörige Hardware wurde ihrer Aufgabenstellung nicht ausreichend gerecht und erschwert die Bildung von „Kraftwerksmentalität“. Ein Großteil noch eingesetzter Controller verwaltet nur den jeweiligen Total-Ausfall der Gesamtmaschine ohne entsprechende Vorwarnungen. Die vom Hersteller gelieferte WEA-interne Kommunikation ist trotz Einsatz von Lichtwellenleiter-Technik immer noch erheblich störanfällig, insbesondere bei Verwendung zusätzlicher Untercontroller mit Komponentenlieferanteneigener Software (z.B. Umrichtersteuerungen). Transiente Vorgänge werden – insbesondere im Bereich der Energieerzeugung – nur bei sehr wenigen Herstellern dokumentiert. Die Controller sind nur selten auf Erweiterbarkeit für zusätzliche Instrumentierung ausgelegt. Zur Bildung herstellerübergreifender Datenholung fehlen die Standards, die Schnittstellen und die Bereitschaft bei den Herstellern zur Übergabe der notwendigen Informationen.

Aber auch bei den Windparkplanern ist das Bewusstsein zur Bereitstellung von Datennetzen mit hohen Übertragungsraten zur Sicherstellung zukünftiger Anforderungen häufig nicht vorhanden, wenn dies nicht explizit vom WEA-Hersteller gefordert wird. Eine nachträgliche Installation scheitert meist an den vergleichsweise hohen Kosten und dem hohen organisatorischen und vertraglichen Aufwand mit den Grundstückseigentümern wie auch an dem in den Renditekalkulationen für solche Zukunftsinvestitionen nicht vorgesehenen Budget bei den Betreibergesellschaften.

3.2 Konventionelle Kraftwerke

Bei konventionellen Kraftwerken werden die entscheidenden Weichen für die optimierte Instandhaltung bereits bei der Planung oder spätestens in der Verhandlung mit dem Hersteller / Lieferanten gestellt. Basis ist eine ausführliche Spezifikation, in die nicht nur technische Vorgaben eingehen, sondern auch

rechtliche (z.B. Behandlung von Mängeln) und betriebswirtschaftliche (z.B. wie lange bestimmte Ersatz-, Reserve- und Verschleiß (ERV)-Teile noch vom Hersteller zu liefern sein müssen).

In diese Spezifikation werden auch die Erfahrungen aus dem Betrieb und der Instandhaltung ähnlicher oder älterer Kraftwerke einbezogen. Auf diese Weise haben sich Vertragswerke entwickelt, die zwar sehr umfangreich sind, in weiten Teilen aber von beiden Vertragsparteien anerkannt werden. Bauteil- und Systemzuverlässigkeiten sind geregelt und können mit Anlagen-eigenen Mitteln „online“ überprüft werden. Der Wartungsaufwand pro Objekt und dessen erwartete Ersatz- und Verschleißsteilkosten pro Betriebsjahr sind entscheidende Kriterien bei der Wahl der jeweiligen Komponente während der Beschaffung.

Bei der Planung konventioneller Kraftwerke werden Analysetools eingesetzt, die auch in der Windbranche zur Optimierung der Gesamt-Instandhaltungskosten während der Lebensdauer der WEA eingesetzt werden können. Weiterhin sind in den Arbeitsanweisungen die Service-Aktivitäten besser beschrieben, eine QS- und Zeitdauerüberwachung ist genauer gegeben. Auch existiert über 10 und mehr Jahre hinweg gewachsene komplexe Instandhaltungs-Software, die Planung und Rückverfolgung von IH-Maßnahmen, Teilen und Konfigurationen ermöglicht.

Die aufgrund der Komplexität und der Größe der Investition im Kraftwerk erforderliche Detailplanung der Instandhaltungsmaßnahmen ist von der Methodologie für die Übertragung auf die Instandhaltung von Windenergieanlagen durchaus interessant, vom Umfang her dagegen sicher nicht übertragbar. Individuelle Lösungen des jeweiligen Kraftwerksbetreibers – auch aufgrund des jeweiligen Technologiestands zum Errichtungszeitraum – stehen der Vereinheitlichung bei Serienanlagen eher entgegen.

Schon zu Beginn der Planung sind erfahrene Vertreter der Instandhaltung des Betreibers involviert, die Erkenntnisse aus der Vergangenheit in konkrete Forderungen und Definitionen (Hersteller, Typen, Überwachungsphilosophie, Redundanzgrad, etc.) einbringen. Ein Großteil der Spezifikationen sind durch ausgereifte Standards für Equipment mit den eingespielten Prozessen der Qualitätssicherung bereits optimiert vorhanden. Einheitliche Kennzeichnungssysteme (KKS, jetzt RDS-PP) erleichtern den Zugriff auf Equipment, Überwachung und Dokumentation. Manuale gibt es in vorgegebener Informationstiefe, so dass für den überwiegenden Teil der IH-Objekte auch im Nachhinein noch Wettbewerb zur Betreiber-eigenen Instandhaltung erfolgen kann.

In konventionellen Kraftwerken ist der Betreiber ständig mit einer Instandhaltungstruppe vor Ort, Spezialwerkzeuge lagern vor Ort. Aufwändige Anfahrten, deren logistische Planung etc. entfallen.

Der Umgang mit großen komplexen Systemen ist ständig gelebte Praxis im konventionellen Kraftwerk, bei Betriebsführern von Windenergieanlagen wird das Bewusstsein zur Zeit erst nachträglich aufgebaut (Hersteller-übergreifende Überwachungstools sind derzeit nur wenig vorhanden, werden ausschließlich fürs Reporting an die Investoren genutzt, zur pro-aktiven Steuerung von Anlagen, Prozessen, Methoden noch gar nicht.)

3.3 Optimierungspotential

Die im vorangegangenen Kapitel 2.2 erwähnten Zuständigkeiten erschweren (zumindest noch für einen Zeitraum von einigen Jahren) die Optimierung von Instandhaltungsprozessen aus Sicht der Betriebsführer, da ein ökonomischer Anreiz fehlt, der für die verbesserten IH-Maßnahmen anteilig auch beim WEA-Hersteller Einsparungen oder zusätzliche Vergütungen herbeiführt. Die Analyse bei Betreibern zu dem Erfordernis erweiterter oder reduzierter Instandhaltungsmaßnahmen, zu optimierter Gestaltung der Instandhaltung, um Betriebssicherheit auf der einen Seite zu wahren, die Lebenszykluskosten jedoch insgesamt zu minimieren, ist noch sehr gering. Hier sind bewusstseinsbildende Maßnahmen mit Kraftwerksunterstützung gut vorstellbar und sicher Erfolg versprechend. Für Windenergieanlagen muss eine geänderte, ganzheitliche Herangehensweise an die vorhandene Technik und deren Instandhaltung gefunden werden, da der insgesamt tatsächlich erforderliche Instandhaltungs- und -setzungsaufwand in der Vergangenheit durch die Beteiligten erheblich unterschätzt wurde, was sich auch in der Preisentwicklung der Wartungsverträge in den letzten Jahren widerspiegelt.

Insgesamt muss es darum gehen,

- Fleißarbeiten in der Instandhaltung durch automatische, fernüberwachte Systeme zu ersetzen oder durch entsprechende Konstruktionen gar nicht entstehen zu lassen,
- Zu Instandsetzungsarbeiten durch Sensorik und Expertensysteme der Fehleranalyse optimal vorbereitet an die WEA zu kommen,
- Die Verbesserung der Zuverlässigkeit Anlagentechnik durch Offenheit aller Wissensträger und interdisziplinären Austausch von Daten zu gewährleisten,
- Eine Qualifizierung aller am Betrieb beteiligten Verantwortlichen voranzutreiben.

Eine Vielzahl von Maßnahmen sind denkbar und teilweise auch bereits in den ersten Schritten der Umsetzung. Sie können hier deshalb nur stichpunktartig aufgeführt werden und sollen als Anregung dienen:

- Datenbankgestützte Inspektions- und Wartungspläne pro Komponente/System mit Tablet-PC unter Einsatz von Kraftwerkskennzeichnungsnormen wie RDS-PP und Barcodelesern zur Erfassung während der Inspektion/Wartung/Instandsetzung,
- Bessere Überwachung der Nebenanlagen durch zusätzliche Sensorik (pro Funktion mindestens eine Kontrolle), Herausführung über freie Kanäle des CMS-Rechners oder Aufbau Ethernet/DSL im Park.
- Systematische Analyse der bisherigen IH-Maßnahmen/Objekt, Optimierung des Aufwands unter Lifecycle-Aspekten mit Ziel Revision der Wartungspläne auf eine Wartung/Jahr, Umverteilung einzelner, kleinerer Wartungsaufgaben an den Betriebsführer während der 2-4 Inspektionen/Jahr, ggf. kleinere Konstruktionsänderung des Equipments,
- Einsatz automatischer Schmierstoffanlagen soweit sinnvoll, Ersatz manuellen Fleißaufwandes durch rechnergestützte Anlagen mit Fernüberwachung,
- Einsatz von Dehnschrauben aus dem Maschinenbau zur Verschraubung der Turmflansche statt HV-Schrauben (erfordert Umdenken in der DIBt-Richtlinie, macht Drehmomentenkontrolle von HV-Schrauben überflüssig, Sicherheit ist gleich oder besser)
- Einsatz hochwertiger Überwachungsgeräte/Messgeräte beim Betriebsführer während der Inspektionen zur Früherkennung von erforderlichen IH-Maßnahmen,
- Einsatz von Rechenleistung beim Betriebsführer – möglichst online – zur Online Registrierung von Qualitätsveränderungen bei Komponenten oder Systemen vor Ausfall,
- Einsatz professionellerer Überwachungssensorik (Bussysteme, CM-Systeme, Online - Energiequalitätsüberwachung, Online - Laserflucht Kupplungs-überwachung, Online-Partikelzählung im Öl, etc.)
- Einbau erweiterungsfähiger, zukunftsorientierter Controller mit genormter Datenschnittstelle,
- Bildung von Leitzentralen durch Assoziation von Betriebsführern zur Erreichung kritischer Größen für EVU-analoge Strukturen und professionelle, betriebsorientierte Überwachung 24h/d 365d/a, Bildung von Engineering Pools, Standardisierung von Komponentenspezifikationen ähnlich dem Anlagenbau, Einführung herstellerübergreifender Betriebsführungs- und Engineering-Software

Ein oft zitiertes Problem für die Umsetzung von solchen Maßnahmen ist die Typenprüfung, denen WEA in Deutschland unterliegen. Hier muß über die Möglichkeit einer leichteren Revision der Typenprüfung, auch für Individualfälle, ähnlich einer „allgemeinen Betriebserlaubnis“ für Automobilzubehör nachgedacht werden.

4 Prozesse der Instandhaltung

Betrachtet man die Instandhaltungsprozesse in der Windenergie und im Bereich der Kraftwerke, so muss berücksichtigt werden, dass die Kraftwerkseinrichtungen fest in einem Bauwerk installiert sind und eine ständige Personalpräsenz gegeben ist, was relativ zur Einheitenleistung (Personal/kW) auch kostenmäßig nicht ins Gewicht fällt. Somit sind auch regelmäßige Inspektionen durch „Läufer“ und das Durchführen von Arbeiten während des Betriebes in vielen Fällen grundsätzlich möglich.

Windkraftwerke zeichnen sich hingegen dadurch aus, dass es (nicht zuletzt aus Kostengründen) in der Regel keine ständige Präsenz vor Ort gibt und man ausschließlich auf die Analyse und Bewertung der Steuerungsdaten (Ferndiagnose) angewiesen ist sowie auf die Erkenntnisse aus Instandsetzung und Wartung. Vor dem Hintergrund, dass im Störfall auch die grundsätzliche Zugänglichkeit der WEA in Frage gestellt sein kann, kommt der Sicherstellung eines Betriebes mit möglichst geringem Instandhaltungsbedarf bis zur nächsten Wartung höchste Bedeutung zu.

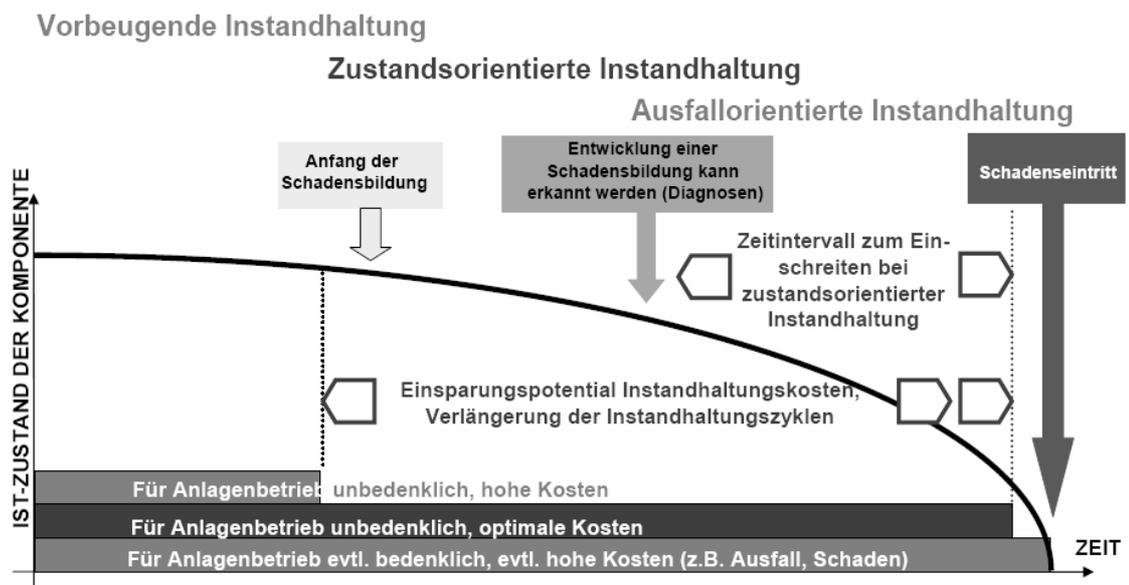


Abb. 4: Präventive und korrektive Instandhaltung

Grundsätzlich unterscheidet man in der Instandhaltung verschiedene Instandhaltungsstrategien⁴. Während die vorbeugende und die zustandsorientierte Instandhaltung (zusammen auch „präventive“ Instandhaltung genannt) zum Ziel hat, die Grenzen des Abnutzungsvorrats nie auszuschöpfen oder genau zu treffen, wird bei der ausfallorientierten Instandhaltung (auch „korrektive“ Instandhaltung genannt) der maximale Abnutzungsvorrat ausgenutzt, was in der Realität oft bedeutet, dass eine Instandhaltung erst beim Bauteilversagen ansetzt. Graphisch sind die Zusammenhänge der Instandhaltungsstrategien in Abb. 4 dargestellt.

Insbesondere im Kraftwerksbereich hat sich in den letzten Jahrzehnten die zustandsorientierte Instandhaltung durchgesetzt, da ungeplante Stillstände unbedingt verhindert werden müssen, weil sie sich unmittelbar auf die Netzstabilität und somit auf die Versorgungssicherheit auswirken.

Demgegenüber hat man es bei Windenergieanlagen bisher mit einer eher korrektiv geprägten Instandhaltung zu tun. Möglicherweise, da einerseits die Personalsituation nur wenige Alternativen ließ, andererseits der Ausfall einzelner Windenergieanlagen mit anschließenden Stillstandszeiten von 12 oder 24 Stunden keine solch großen, kostenintensive Auswirkungen hat wie bei konventionellen Kraftwerken.

4.1 Inspektionen

Inspektionen dienen grundsätzlich der Überprüfung, ob der Zustand von Anlagen bzw. Komponenten dem Sollzustand entspricht. Bei Abweichungen vom Sollzustand über einen bestimmten Schwellwert hinaus müssen Instandsetzungsmaßnahmen eingeleitet werden, um den Betrieb der Anlagen nicht zu gefährden. Insbesondere bei Anlagen, bei denen Produktionsausfälle die Kostensituation stark beeinträchtigen, kommt den Inspektionen eine große Bedeutung zu. Durch die möglichst exakte Kenntnis aller wesentlichen Parameter, den aktuellen Zustand der Komponenten, ihre Reaktionen auf bestimmte Umgebungsbedingungen und das langfristige Verhalten der gesamten Anlage können die Ausfallzeiten minimiert und die Effizienz maximiert werden.

4.1.1 Windkraftwerke

Durch die in Kap. 2.1 dargestellte Struktur der Beteiligten in der Windenergiebranche liegt die Instandhaltung häufig im dargestellten Umfang bei den Anlagenherstellern, so dass die daraus resultierenden Erkenntnisse bei den Anlagenherstellern verbleiben.

⁴ s. hierzu u. a. Technische Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 7, Instandhaltung von Windparks

Da die Windenergieanlagen unbemannt arbeiten, müssen in der Zeit zwischen zwei regelmäßigen Inspektionen bzw. Wartungseinsätzen sämtliche Betriebszustände und mögliche Abweichungen einzelner Komponenten vom Sollzustand messtechnisch erfasst werden.

Hersteller und große Betriebsführer haben die Windkraftwerke per Fernabfrage unter Kontrolle und analysieren bestimmte Betriebsparameter und Messdaten. Bei Fehlermeldungen wird häufiger als bei konventionellen Kraftwerken zunächst eine Inspektion vor Ort durchgeführt, um dann aufgrund des Inspektionsergebnisses ggf. die entsprechende Instandsetzungsmaßnahme einzuleiten. Die Vorbereitung der Instandsetzungsmaßnahme inklusive der Personal-, Werkzeug- und Materialdisposition kann also häufiger erst mit einem gewissen Nachlauf im Anschluss an die Fehlerentdeckung beginnen. Das Thema Zustandsüberwachung wurde allerdings aufgrund der rasanten Entwicklung des Marktes teilweise vernachlässigt. Erst in jüngster Zeit kümmern sich die Beteiligten verstärkt darum.

Da insbesondere die Anlagenhersteller oftmals nicht in der wirtschaftlichen Verantwortung für die Windkraftwerke stehen und somit auch nicht den organisatorischen Einfluss haben, bleibt hier Potential ungenutzt. Das hat unter anderem zur Folge, dass Instandsetzungsmaßnahmen nicht optimal vorbereitet sind und mitunter die ERV-Teile nicht rechtzeitig bestellt werden können, und dass Inspektionsergebnisse und Instandsetzungsberichte nicht detailliert genug ausgewertet werden.

4.1.2 Konventionelle Kraftwerke

In der klassischen Kraftwerksinstandhaltung hat die Inspektion einen extrem hohen Stellenwert. Erleichtert wird die Umsetzung durch das ständig vorhandene Personal, das ebenso wie der Eigentümer und der Betriebsführer im Allgemeinen zum gleichen Unternehmen gehört, und anders als in der Windbranche Informationstransfer zwischen verschiedenen Unternehmen nicht erforderlich ist. Es finden praktisch ununterbrochen Inspektionen in Form von Begehungen statt. Dabei werden optisch, akustisch oder aufgrund von Vibrationen festgestellte Unregelmäßigkeiten, andere Abweichungen vom Regelbetrieb und vorzeitiger Verschleiß ständig an die Betriebsführung weitergeleitet, wo entsprechende Maßnahmen ergriffen werden.

Im günstigsten Fall entsteht bis zur nächsten Revision eine Liste der durchzuführenden Instandhaltungsmaßnahmen, die sowohl die Erkenntnisse aus den Inspektionen seit der letzten Revision enthält als auch die Inspektionsarbeiten, die während des Betriebes nicht durchgeführt werden können. Unterstützung leistet hier eine leistungsfähige Betriebsführungs- und Leittechniksoftware. Ständig werden mit hoher Auflösung alle Messwerte registriert, bewertet, archi-

viert und an die zuständigen Bearbeiter weitergeleitet. Diagnoseprozeduren lassen genaue Bewertungen zu, aus denen die Folgen der Inspektionserkenntnisse festgestellt werden können, wie beispielsweise Lifecycle-Berechnungen.

Spezielle Engineering-Module lassen es zu, Erkenntnisse aus Inspektionen in die Simulation optimierter Instandhaltungsprozesse einfließen zu lassen, diese auszuprobieren und bei Erfolg direkt an die Anlagensteuerung zu übergeben.

Aus der Inspektion resultierende Instandsetzungsarbeiten werden vollständig vorbereitet, so dass im Bedarfsfall oder bei der nächsten Revision alle Arbeiten inklusive Auftrag, Freischaltungen, Freigaben etc. unmittelbar gestartet werden können, wobei die wesentlichen Vorarbeiten, wie beispielsweise die Ersatzteilbeschaffung, größtenteils bereits abgeschlossen sind.

4.1.3 Optimierungspotential

Die ständige Zustandsdiagnose durch regelmäßige Inspektionen bedeutet für die Kraftwerkstechnik einen werthaltigen Vorteil. Ungeplante Stillstände sind in Kraftwerken selten, insbesondere solche, die auf eher triviale Ursachen zurückgehen. Durch die Konzentration der Instandsetzungsmaßnahmen auf den Zeitraum der Revision steigt die Verfügbarkeit zusätzlich außerordentlich.

Dies muss auch für Windenergieanlagen erzielt werden.

Darüber hinaus kann der Wert der Erkenntnisse aus Inspektionen dadurch gesteigert werden, dass jede Komponente oder Windenergieanlage so bekannt ist, dass jede Änderung auffällt. Dieses muss, um den personellen Aufwand gering zu halten, über die Leittechnik erfolgen. Es sollten alle Parameter gemessen und ausgewertet werden, die eine leistungsfähige Leittechnik verarbeiten kann. Darüber hinaus müssen signifikante Änderungen der Parameter automatisch erkannt werden. Mikrofone im Maschinenhaus sind als zusätzliche Unterstützung für die Auswertung sinnvoll, Videokameras in und auf dem Maschinenhaus werden in Zukunft unerlässlich sein.

Die Konsequenz für die Windenergieerzeugung aus diesen Erkenntnissen muss einerseits eine organisatorisch, andererseits eine technische sein.

Organisatorisch muss geklärt werden, wer die Aufgabe wahrnehmen soll bzw. wer am besten dafür geeignet ist. Es muss aber vertraglich klar geregelt sein, wie die Inspektionen zu erfolgen haben und welche Konsequenzen daraus folgen.

Technisch muss deutlich mehr Diagnose und Analyse betrieben werden. Da Windenergieanlagen auch in Zukunft ohne Personal arbeiten sollen, müssen intelligente Lösungen (weiter) entwickelt werden, die den Ist-Zustand der Anlage hinreichend beschreiben. Ein Ansatz sind die Condition Monitoring Systeme

(CMS), die allerdings heute fast ausschließlich den Triebstrang überwachen. Ein anderer Ansatz ist eine vollumfängliche Leittechnik, die nicht nur einen Fehler grob eingrenzt, sondern in höchstmöglicher, sinnvoller Auflösung alle relevanten Parameter aufzeichnet, kontrolliert und entsprechend archiviert. Eine solche Leittechnik ist schon deshalb sinnvoll, da die meisten verbauten Komponenten, insbesondere die elektronischen, solche Analysesysteme bereits intern nutzen.

Weiterhin müssen intelligente Tools in die Betriebsführung Einzug halten, die eine Automatisierung der Erkenntnisverarbeitung gewährleisten.

Auch ist zu prüfen, in wie weit bei Wartungen gezielte Inspektionen zur Fehlerfrüherkennung durchgeführt werden sollten.

4.2 Wartungen

Gemäß DIN 31051 beschreibt der Begriff „Wartung“ die Maßnahmen zur Verzögerung des Abbaus des vorhandenen Abnutzungsvorrates. Hierunter sind daher im Wesentlichen die „klassischen“ Arbeiten wie beispielsweise das Abschmieren von Lagern oder der Austausch von Verschleißteilen zu verstehen. Wenngleich die Wartung als Begriff klar abgegrenzt ist, zeigt sich, daß die „Jahres- oder Halbjahreswartung“ bei WEA ähnlich wie die „Revision“ bei konventionellen Kraftwerken über diese Arbeiten deutlich hinausgehen. Beide Maßnahmen sind zentrale Elemente der Instandhaltung, die sämtliche 4 Grundmaßnahmen der Instandhaltung beinhalten können. Im Folgenden soll daher zunächst für WEA die Praxis der „Wartung“ beschrieben werden.

4.2.1 Windenergieanlagen

Bei der Wartung von WEA werden grundsätzlich folgende Wartungen unterschieden:

- Monats- oder 500 h Wartung, nur nach der Inbetriebnahme
- Halbjahreswartung
- Jahreswartung

Die letzteren wechseln im Abstand von 6 Monaten, wobei die Jahreswartung je nach WEA-Typ im 3, 5 oder 10-jährigen Abstand um zusätzliche Arbeiten ergänzt wird.

Der Umfang der Wartung ist im sog. Wartungspflichtenheft niedergelegt, welches in der Regel die durchzuführenden Tätigkeiten und Prüfpunkte benennt. Je nach Hersteller werden Sollwerte mit angegeben (z.B. Schraubenanzugsmomente) und Messwerte eingetragen (z.B. Dicke von Bremsbelägen / Ölstand etc.). Je nach Anlagentyp ist pro Wartung ein Stillstand von ein bis 3 Tagen zu

veranschlagen, wobei die WEA über Nacht in der Regel wieder in Betrieb gesetzt werden.

Betrachtet man ein typisches Wartungspflichtenheft einer WEA, so wird schnell offensichtlich, dass die reinen Wartungsarbeiten (z.B. Nachfetten von Azimut- und Pitchzahnkränzen oder Reinigung von Komponenten sowie der Tausch von Bremsbelägen, Kohlebürsten und Filtern nach Verschleißzustand.) einen eher geringen Umfang einnehmen.

Einen Großteil der Arbeiten nehmen Inspektionen ein. Hierzu gehören u.a:

- Kontrolle auf Beschädigungen
- Sicht und Lockerheitskontrolle von Schrauben
- Prüfen von Schraubenanzugsmomenten
- Kontrolle von Betriebsstoffständen (Getriebe- / Hydrauliköl und Kühlflüssigkeiten)

Darüber hinaus erfolgt im Zug der „Wartung“ der klassische Austausch als defekt erkannter Teile bzw. die Einleitung einer Instandhaltungsmaßnahme.

Wenngleich dieser Zusammenhang die Verwendung einer anderen Begrifflichkeit nahe legt, soll im Folgenden der Wartungsbegriff für die Windbranche weiter Verwendung finden.

Das Wartungspflichtenheft und damit der Arbeitsumfang ist Bestandteil der Typenprüfung, wird im Rahmen derselben vom Zertifizierer „freigegeben“ und ist damit auch Bestandteil der Baugenehmigung. Damit ist die Durchführung der Wartung in dem einmal festgelegten (Mindest-)Umfang verpflichtend, um die Baugenehmigung zu erhalten. Insbesondere ein Abweichen nach „unten“, also ein „Weglassen von Arbeiten“, wird daher formal immer einen Nachtrag zur Typenprüfung erforderlich machen, was in der Regel einen hohen Aufwand darstellt. Es gab somit anfänglich sicherlich eine Tendenz, die Wartung auf das aus Sicht der Typenprüfung unmittelbar erforderliche zu beschränken.

Andererseits bestand in der Anfangsphase besonders betreiberseitig der Eindruck, dass mit dem Arbeitsumfang gemäß Wartungspflichtenheft die Gesamtheit der erforderlichen Maßnahmen bis auf die störungsbedingte Instandsetzung beschrieben gewesen sei. Nicht selten wurden die Maßnahmen gemäß Wartungspflichtenheft somit als alleinige Kalkulationsgrundlage für alle Instandhaltungsmaßnahme außerhalb der Instandsetzung betrachtet, was zu einer deutlichen Unterschätzung der Kosten führte. Erst nach und nach wurde der darüber hinausgehende Umfang aus den übrigen technischen und nichttechnischen Regelwerken offensichtlich.

Mehr und mehr wird vereinzelt von den Herstellern ein erweiterter Umfang definiert und zur Anwendung gebracht, um technische Erkenntnisse zu sammeln oder sonstige Anforderungen zu berücksichtigen. Weiterhin „lebt“ der Umfang der erforderlichen Arbeiten dahingehend, dass aufgrund des geringen Alters der Branche und der Weiterentwicklung von Normen und Vorschriften ein stetiger Erkenntniszuwachs in den Umfang einfließt.

Bezüglich des Umfangs ist weiter festzuhalten, dass zunehmend die Tendenz besteht, in Verbindung mit der Wartung bekannte Instandsetzungsarbeiten und sog. „Restarbeiten“ mit durchzuführen. Diese Tendenz wird noch verstärkt, da durch langfristige „Full-Service-Pakete“ mit Verfügbarkeitsverpflichtung die durchschnittlichen Stillstandszeiten reduziert werden können, insbesondere wenn für die Serviceteams lange Anfahrtswege erforderlich sind.

Abschließend soll noch festgehalten werden, dass branchenintern zur Zeit über den Umgang mit der diesbezüglichen Dokumentation heftige Diskussionen nicht nur unter dem Gesichtspunkt der technischen Überprüfungsmöglichkeit durchgeführter Arbeiten, sondern auch unter wettbewerbsrechtlichen Aspekten geführt werden.

4.2.2 Konventionelle Kraftwerke

In den Kraftwerken werden die meisten Wartungsarbeiten im Rahmen einer so genannten Revision durchgeführt. Diese Vorgehensweise liegt in dem vergleichsweise hohen Aufwand des Abschaltens eines Kraftwerks begründet. Als Faustformel kann man davon ausgehen, dass ein einmaliges Ab- und Zuschalten bzgl. der Lebensdauer gleichbedeutend ist mit ca. 100 Stunden Regelbetrieb.

Art und Umfang der Revision werden vom Betriebspersonal nach Zustand der Anlage und Auswertung der IH-Maßnahmen festgelegt. Basis der festzulegenden Zeiträume sind immer die an den Hauptkomponenten (Kessel, Turbine etc.) durchzuführenden Wartungsarbeiten, deren zeitlichen Abstände in Betriebsstunden vom Hersteller vorgegeben werden, sowie die gesetzlich vorgeschriebenen wiederkehrenden Prüfungen (Kesselprüfung, Druckbehälterprüfung etc.). Die sonstigen Wartungsmaßnahmen werden dann zeitgleich durchgeführt. Die terminliche Abstimmung des Stillstandes wird in Abhängigkeit vom Energiebedarf der Netzleitstelle festgelegt.

Die nachfolgende Tabelle 1 soll beispielhaft verdeutlichen, wie die Revisionen anhand der vorgegebenen Instandhaltungsintervalle geplant werden.

Komponente	Art der Arbeiten	Zeitraumen	Dauer ca.	Erläuterung	Revision (klein)	Revision (groß)
Gasturbine	Endoskopie	ca. 8500 äBthr.	1-2 Tage	Jede Stufe wird im Stillstand inspiziert	X	
	Offene Revision	ca. 17000 äBthr.	3 Wochen	Tausch der "Heißgasteile"/neue Beschichtung		X
Druckbehälter	Druckprüfung	jährlich	1 Tag	kein Stillstand; äußere Inspektion	X	
		alle 3 Jahr	2-3 Tage	innere und äußere Inspektion	(X)	X
		alle 9 Jahr	1 Woche	innere und äußere Inspektion; Instandsetzung	(X)	X
Kessel	Kesselprüfung	jährlich	1 Tag	kein Stillstand; äußere Inspektion	X	
		alle 3 Jahr	2-3 Tage	innere und äußere Inspektion	(X)	X
		alle 9 Jahr	1-2 Wochen	innere und äußere Inspektion; Instandsetzung	(X)	X

Erläuterung: äBthr=äquivalente Betriebsstunden (z.B. einmal starten= 80 äBthr.)

Tabelle 1: beispielhafte Darstellung der Revisionsplanung

Da man nicht vorhersagen kann, wie sich die äquivalenten Betriebsstunden entwickeln, muss jede Revision einzeln geplant werden und ist somit automatisch auf den Zustand der Anlage abgestimmt. Eine Kesselprüfung nach 3 Jahren kann demnach sowohl in die Zeit der jährlichen Inspektion der Gasturbine fallen als auch in die Zeit der großen / offenen Revision, was vorteilhafter wäre, da dann die Anlage sowieso abgefahren werden muss.

4.2.3 Optimierungspotential

Ausgehend von der Situation in der Windenergie wäre zu untersuchen, in wie weit der Arbeitsumfang gemäß Wartungspflichtenheft in zwei inhaltliche Bereiche unterteilt werden kann. Der erste Bereich enthielte sinnvollerweise die relevanten Instandhaltungsmaßnahmen zum Erhalt der Stand- und Betriebssicherheit und zielte auf die baurechtlichen Aspekte ab. Die sonstigen Punkte, die der Erhaltung der Funktionalität und der Optimierung des wirtschaftlichen Ergebnisses dienen, wären in einer zweiten Wartungsanweisung festzuhalten. Hierdurch wäre zumindest eine höhere Flexibilität der Optimierung der Instandhaltung gegeben, da nur noch der erste Teil Bestandteil von Typenprüfung und Baugenehmigung wäre.

Diese Vorgehensweise wäre im Rahmen der vertraglichen Gestaltung vergleichsweise einfach in Form von verschiedenen Modulen realisierbar, die dann vom Betreiber frei gewählt werden können. Damit wäre der Betreiber in der Lage, aber auch in der Verantwortung, die aus seiner Sicht im Sinne einer optimierten Instandhaltung notwendigen Maßnahmen zu beauftragen.

Weiterhin besteht Potential dahingehend, im Zuge der üblichen regelmäßigen Wartungsarbeiten weitergehender als bisher zustandsorientierte Instandsetzungen durchzuführen. Dies ist insbesondere dann zielführend, wenn der Aufwand für Material und Arbeitszeit die Plankosten der gesonderten Instandsetzung unter Berücksichtigung der Fehlereintrittswahrscheinlichkeit unterschreitet. In diesem Zusammenhang wird die Ermittlung und Verifizierung von "Mean-Time-Between-Failures (MTBF)"-Zeiten wichtig.

Gleichzeitig müssen die spezifizierten Wartungsintervalle einer gewissen Flexibilität genügen, um einen Spielraum in Bezug auf die Witterungsverhältnisse zu haben. Dies wird insbesondere im Bereich Offshore deutlich werden.

Trotz der im Kraftwerksbereich umfangreicheren Wartungsarbeiten sollte darüber nachgedacht werden, ob eine umfangreiche, anlagenspezifische Vorbereitung der Wartung von Windenergieanlagen deren spezifische Stillstandszeiten nicht reduziert.

Sofern also ein festes Wartungsintervall einzuhalten ist, besteht dahingehend Optimierungspotential, dass alle sinnvollen IH-Maßnahmen strukturiert in dieses Intervall mit einfließen, um gesonderte „Anfahrten“ auf ein geringst mögliches Maß zu reduzieren.

Unterstützend muss über grundlegendere Vorbereitungsarbeiten nachgedacht werden, die sich auf die Themengebiete Ersatzteillagerung, umfassende Zustandsbeschreibung der Anlage, Wartungsvorbereitung und nicht zuletzt Kosten- / Leistungsanalysen erstrecken.

Wind-Prognosetools zur kurz- und mittelfristigen Steuerung der IH-Aktivitäten müssen Standard in der Branche werden (beim Hersteller wie beim Betriebsführer), eine Rückweisung von Serviceteams an der WEA durch den Betreiber/Betriebsführer muss in Zukunft die absolute Ausnahme sein.

4.3 Instandsetzungen

Die Instandsetzung stellt den Sollzustand einer defekten Anlage durch Austausch defekter Teile bzw. die Reparatur dieser Teile vor Ort wieder her.

Störungsbedingte Stillstände sind in der konventionellen Kraftwerkstechnik eher die Ausnahme, bei Windenergieanlagen liegen die Stillstandszeiten incl. der Instandsetzungsdauer zwischen ein und drei Prozent von 8.760 h/a.

4.3.1 Windkraftwerke

Abgesehen von den im Abschnitt 4.2.1 oben genannten Aspekten erfolgt in der Regel die Anwendung einer korrektiven Instandhaltung (Break-down Orientierung). Notwendig werdende Instandsetzungsarbeiten werden selten rechtzeitig vor WEA- Ausfall erkannt und eingeleitet.

Der Ablauf des Instandsetzungsprozesses richtet sich stark nach der Vertragsphase und soll anhand einer Instandsetzung während der Gewährleistung grob beschrieben werden:

Die WEA werden in der Regel durch den Hersteller und (in den überwiegenden Fällen) durch einen vom Eigentümer benannten Betriebsführer via Telefonleitung überwacht.

Einerseits wird in regelmäßigen Abständen die WEA zwecks Verbindungsprüfung aktiv kontaktiert, andererseits meldet sich die WEA im Fehlerfall in der Regel über einen Statuscode beim Hersteller und / oder Betriebsführer, wobei zwischen abstellenden und nicht abstellenden Statuscodes zu unterscheiden ist.

Der Hersteller leitet in der Regel mittels Daten-Fern-Übertragung (DFÜ) zunächst einen Instandsetzungsversuch ein, häufig auch eine Sofortmaßnahme, und führt eine Fehleranalyse durch. Ist eine Wiederinbetriebnahme der WEA allein durch DFÜ-gesteuerte Maßnahmen nicht möglich, leitet der Hersteller eine entsprechende Instandsetzungsmaßnahme durch in der Regel Herstellerpersonal oder herstellerbeauftragtes Personal ein und informiert in der Regel den Eigentümer oder beauftragten Betriebsführer. Für die Instandsetzung wird in der Regel ein Team des zugehörigen Servicestützpunktes des Herstellers herangezogen. In einer steigenden Anzahl von Fällen gibt es eingeschränkt kundiges Personal vor Ort („Mühlenwart“), welches vorrangig bei der Zustandsanalyse unterstützt.

Nicht selten ist nur eine eingeschränkte Diagnose per DFÜ möglich, so dass die konkreten Instandsetzungsmaßnahmen zunächst im Zuge einer Inspektion festgelegt werden müssen.

Über die vertragliche Verfügbarkeitsgewährleistung, welche die Anzahl der nicht pönalisierten, anlagenbedingten Stillstandsstunden begrenzt, ist der Hersteller in der Regel Prozessführer. Dem Betriebsführer kommt in dieser Phase im Wesentlichen eine Kontroll- und Überwachungsfunktion zu.

Die Planung der Instandsetzungsarbeiten erfolgt somit im Wesentlichen nach den Grundsätzen des durchführenden Serviceunternehmens (häufig wie beschrieben der Hersteller aufgrund der Verfügbarkeitsgewährleistung oder ein Dritter), das seine Planung über mehrere „Kraftwerke“ unterschiedlicher Betreiber optimiert. Die Forderung des einzelnen Eigentümers nach Maximierung seiner individuellen Energieerzeugung ist daher nur ein Optimierungsfaktor des die Instandsetzung durchführenden Unternehmens. Weitere Randbedingungen für letzteres sind:

- optimierte Tourenplanung (Kostenminimierung durch Fahrzeiten)
- Ersatzteilverfügbarkeit
- Ertragsausfallzahlungen
- Witterungsbedingungen
- Verfügbarkeit von technischem Großgerät (z.B. Kräne)

- Verfügbarkeit von Serviceteams mit Spezialkenntnissen

Je nach Selbstverständnis, häufig aber mit dem Ablauf der Gewährleistung, übernimmt der technische Betriebsführer die DFÜ-gestützte Überwachung, die Inspektion und die Organisation der Instandsetzung.

Für die Instandsetzungsplanung der WEA kommen jedoch noch die Witterungsverhältnisse als bedeutender Faktor hinzu.

So bedarf es Windgeschwindigkeiten unterhalb bestimmter Maximalwerte, um insbesondere den Tausch von Großkomponenten sicher durchführen zu können, und oberhalb bestimmter Minimalwerte, um eine Wiederinbetriebnahme zu ermöglichen.

Auch die Zugänglichkeit der WEA gestaltet sich im Winter -je nach Standort- als mitentscheidendes Element.

4.3.2 Konventionelle Kraftwerke

Wie bereits in Kap. 3.1 erwähnt, beginnt die Festlegung der Qualität der Kraftwerksinstandhaltung bereits mit der Auslegung und der Beauftragung des Baus. Hier werden wesentliche Voraussetzungen für die Wartungsfreundlichkeit und die Ersatzteilbeschaffung über die gesamte Lebensdauer des Kraftwerkes geschaffen.

Daher sind viele windbranchenspezifische Faktoren, wie beispielsweise die logistisch notwendige erhebliche Zeitspanne zwischen Fehlerauftritt und Eintreffen des Serviceteams vor Ort oder wetterbedingte Verzögerungen, im Kraftwerk nicht relevant, weil dort grundsätzlich Personal rund um die Uhr vor Ort zu vergleichsweise niedrigen Kosten verfügbar ist. Außerdem beschäftigen sich alle betroffenen Parteien interdisziplinär intensiv und offen mit der Frage nach der Schadensursache und nach dem Grund des Versagens einzelner Komponenten.

Daraus resultiert, dass kapitale Schäden (z.B. Turbinenausfälle) mit langen Stillstandszeiten (4-6 Wochen) selten geworden sind. Darüber hinaus sind umfangreiche Ersatzteillager an den Standorten vorhanden, die jede Instandsetzung deutlich verkürzen.

Der verbleibende Instandsetzungsbedarf wird in wesentlichen Teilen im Rahmen der in Kap. 4.1 behandelten Inspektionen und durch die im Leittechniksystem registrierten und ausgewerteten Inspektionen erkannt und, falls möglich, bei einer anstehenden Revision abgearbeitet.

4.3.3 Optimierungspotential

Grundsätzlich ist in der Windbranche die individuelle Instandsetzungsstrategie auf die spezifischen Betreiberbelange insbesondere für den Zeitraum nach der Gewährleistung vertraglich eindeutig festzulegen. Nur hierdurch können die Beteiligten ihre jeweiligen Prozesse optimieren.

Der vermehrte Einsatz von Früherkennungstechniken (Maschinendiagnose / Voralarme / „Begehungen“) zur zustandsorientierten Instandsetzung ist vom Betreiber gegen die Folgen langer Stillstände bei primär korrekativer Instandsetzung abzuwägen. In diesem Zusammenhang ist auch die Frage eines eigenen optimierten Ersatzteilbestandes zu erörtern.

Optimierungspotential besteht bezüglich des Vorplanungsbedarfs, da die termingerechte Verfügbarkeit von Material und Qualifikation aufgrund vergleichbar langer Anfahrtswege essentiell ist. Für Betreiber nur kleinerer Windparks verbietet sich möglicher Weise schon aus Kostengesichtspunkten eine umfangreichere Lagerhaltung. Die Diagnosen des Zustandes mittels DFÜ und Inspektionen müssen ein Bild ergeben, welche die Instandsetzung beim ersten Einsatz weitestgehend sicherstellt (bis auf „Restpunkte“, die bei der nächsten planmäßigen Maßnahme durchgeführt werden können, aber keine Betriebseinschränkung zur Folge haben). Hier kann der Aufbau einer Expertendatenbank präzisere Analysen ermöglichen und erhebliche Kosten für unnötige Zweiteinsätze einsparen helfen.

Als wesentlich ist - insbesondere für die Instandsetzungsplanung an Großkomponenten - der Einsatz von Maschinendiagnosetools und CMS als Mittel der permanenten Zustandsbeurteilung zu bewerten. Hiermit kann eine Optimierung des Instandsetzungszeitpunktes erreicht werden.

Dies wird deutlich, wenn man neben den technischen Randbedingungen noch die hohe Bedeutung der Witterungseinflüsse berücksichtigt. Gegeneinander abzuwägen sind in diesem Zusammenhang die Kosten für:

- ein Vorziehen der Maßnahme
- den Ertragsausfall (Erstattung bzw. entgangener Gewinn)
- den Instandsetzungsmehraufwand bei Verschiebung der Maßnahme

Letztendlich ist auch das „Risikoverhalten“ der Beteiligten zu überdenken. Eine eigentümerseitige Tendenz zur „Risiko-Aversion“ und zur Vorgabe eines fixen IH-Kostenbudgets wird immer nur zu einer begrenzten Optimierungsmöglichkeit bezüglich der Einnahmen führen können.

4.4 Verbesserungen

Verbesserungen im Sinne der DIN 31051 sind als wesentliches Element der Instandhaltung im Anlagen- und Kraftwerksgeschäft unumgänglich. Auf den ersten Blick schrecken die oftmals hohen Kosten, aber bei genauerer Betrachtung über die Laufzeit der Anlage rechnet sich die Investition in vielen Fällen.

Zu bedenken ist, dass hier eine umfassende saubere Dokumentation erfolgen muss und dass die Genehmigung sowie eventuell die Typenprüfung oder Baumusterbescheinigung der Windenergieanlage beeinflusst werden können.

4.4.1 Windkraftwerke

Die Verwendung von klassischen Statistik-Analysetools aus dem Fahrzeug-, Flugzeug- oder Anlagenbau (Stichwort MTBF) zur Identifizierung von fehlerträchtigen Subsystemen oder Komponenten ist bei Betriebsführern wie Herstellern wohl erst in den Anfängen. Das Erkennen von Ursachen (statt Symptomen) wird dadurch immer noch erschwert, kontinuierliche Verbesserungsprozesse bei Windenergieanlagen werden deshalb erst in jüngerer Zeit und dann auch nur bei einigen Herstellern eingeführt. Bisheriger Stand war eher, dass Retrofit-Maßnahmen, Verbesserungsmaßnahmen und Maßnahmen zur Behebung von Serienfehlern durchgeführt wurden.

In jüngster Zeit werden bei einzelnen Herstellern gezielte Untersuchungen zur Verbesserung der Anlagen, insbesondere aber zu einzelnen Komponenten durchgeführt. Dadurch wird das Auftreten akuter Schadensfälle zwar noch nicht verhindert, aber die Standfestigkeit einzelner Komponenten erhöht bzw. der Wirkungsgrad verbessert. Viele dieser Retrofitmaßnahmen werden derzeit kostenlos oder zu moderaten Preisen vom Hersteller durchgeführt, da eine Abgrenzung zu Entscheidungen während der Konstruktionsphase schwierig ist, die Retrofit-Maßnahmen aber immer auch zusätzlichen Mehrwert für den Dauerbetrieb (Bedienungsvereinfachung, Wartungskostenreduzierung, gleichmäßigeren Lauf, geringere Strombezugskosten, etc.) beinhalten.

4.4.2 Konventionelle Kraftwerke

Verbesserungen im Sinn der DIN 31051 werden im Kraftwerksbereich schon deshalb intensiv betrieben, weil die Anzahl der Stillstände schon aufgrund der Einheitengröße möglichst gering gehalten werden muss. Daher werden Erkenntnisse, die zu Verbesserungen führen oder führen können, auch zwischen den Kraftwerken und sogar den verschiedenen Kraftwerksbetreibern sehr intensiv diskutiert. Bei Betreibern kerntechnischer Anlagen funktioniert dieser Dialog sogar weltweit.

Die Verbesserungen beziehen sich auf alle Bereiche der Instandhaltung. Die einzelnen Komponenten werden ständig auf ihre Standzeit überprüft, War-

tungsmaßnahmen werden ständig weiterentwickelt oder aber bei Bedarf auch reduziert und Inspektionen variieren je nach Bedarf. So werden diverse Tätigkeiten, insbesondere Wartungen, inzwischen auch bei laufenden elektrischen Anlagen durchgeführt.

Verbesserungen werden intensiv zwischen allen Beteiligten, also Betriebsmannschaft, Engineering-Abteilung, Hersteller und nicht zuletzt Kaufleuten, abgestimmt. Besonders erfolgreich ist die intensive Zusammenarbeit zwischen den Herstellern und den Betreibern, da auch die Hersteller ein Interesse daran haben, einerseits die Erfahrung der Betreiber zu nutzen, andererseits optimierte Anlagen und Komponenten anbieten zu können.

Auf diese Weise kann beispielsweise ein im Rahmen der Revision eingebauter optimierter Schaufelsatz in einer 250 MW-Dampfturbine bis zu 5 MW mehr Leistung bringen.

4.4.3 Optimierungspotential

Bei Verbesserungen kann die Windbranche aus dem Kraftwerksbereich in der Methodik (Anwendung von Statistiktools und von Leittechnik) und in der Organisation (Zusammenarbeit aller Beteiligten) in der Tat lernen. Voraussetzung ist allerdings, dass die Beteiligten sich darüber einig werden, wer was zu tun hat und was sie wirklich wollen. Die Windenergieanlagenhersteller müssen sich auf eine intensivere Zusammenarbeit einlassen und Verbesserungen als gemeinsame Chance verstehen. Die Eigentümer, Betreiber und Betriebsführer müssen sich darüber klar werden, dass eine professionelle Verbesserungsstrategie nicht unwesentliche Kosten verursacht, aber auch positive Auswirkung über die Lebensdauer hat.

5 Fazit

Die hier angestellten Überlegungen sollen Anregungspunkte bieten und dazu motivieren, die Möglichkeiten, die seit langem bei der Instandhaltung von konventionellen Kraftwerken organisatorisch und technisch umgesetzt werden, auf die Instandhaltung von Windkraftwerken zu übertragen. Die im Titel gestellte Frage, ob konventionelle Kraftwerke für die Instandhaltung von Windenergieanlagen Vorbild sein können, kann somit in weiten, aber nicht in allen Teilen bejaht werden.

Abgeleitet vom Betrieb konventioneller Kraftwerke könnte es ein Ziel sein, die Verfügbarkeit der Anlagen energetisch und nicht wie bisher im großen Umfang nur zeitlich zu betrachten. Dazu ist es in erster Linie notwendig, die Stillstände der Anlagen bei Produktionsmöglichkeit zu minimieren, insbesondere durch die Zusammenlegung von Arbeiten in die unabdingbaren Stillstandszeiten und wäh-

rend der Stillstände bei Windmangel. Die notwendigen Wartungsarbeiten an den Anlagen sollten wie die Zeiten der Revision bei den konventionellen Kraftwerken für alle Arbeiten genutzt werden, die einen nahezu störungsfreien Betrieb der Anlage bis zum nächsten Wartungstermin oder nächsten geplanten Stillstand wahrscheinlich machen. Hier ist allerdings ein erheblich höherer Abstimmungs- und Koordinierungsaufwand für die Arbeitssicherheit zu erwarten. Genaue vertragliche Regelungen, die festschreiben, wer was wo und wann zu tun hat, sind in der Windbranche im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken noch nicht in einem vergleichbaren Umfang üblich. Zudem könnten ungeplante Abschaltungen der Anlagen zwischen den Wartungsterminen mit dem Einbau von Redundanzen bei Nebenaggregaten verringert werden. Verbesserungen in der Konstruktion einzelner Bauteile erscheinen notwendig, um deren Wartungs- und Instandsetzungsfreundlichkeit zu erhöhen. Auch sollte die Konstruktion dahingehend gestaltet werden, dass auch größere Komponenten im Maschinenhaus zerlegt werden können. Dazu wäre dann ein ständiger Dialog zwischen (Komponenten-)Herstellern, Konstrukteuren und der Serviceleitung zielführend. Auch dies geschieht in der Windbranche noch nicht in dem Umfang, wie es bei der Instandhaltung von konventionellen Kraftwerken üblich ist.

Hinsichtlich einer optimierten Einsatzplanung muss bei Windenergieanlagen in weitaus größerem Rahmen als bisher zu einer zustandsorientierten Instandhaltung übergegangen werden. Zwar werden zunehmend Systeme für die schwingungstechnische Überwachung des Triebstrangs eingesetzt, der Einsatz von Condition Monitoring Systeme für andere Komponenten, wie z.B. den Rotor, steht jedoch hinter der ohnehin geringen Anzahl verwendeter CM-Systeme für den Triebstrang noch weit zurück. Darüber hinaus muss der Einsatz von Leittechnik und übergeordneter Betriebsführungssoftware bei konventionellen Kraftwerken für den Betrieb von Windkraftwerken Vorbild sein.

Ein wirtschaftlicher Kraftwerksbetrieb ohne den Einsatz von hochspezialisierten Softwarelösungen, Analysetools und Expertensystemen ist heutzutage nicht möglich. Ohne den Einsatz dieser Hilfsmittel wird auch der Betrieb von Windkraftwerken nicht ausreichend optimiert werden können. Hier liegt der Gedanke nahe, die für die konventionellen Kraftwerke bereits bestehenden Lösungen an die Bedürfnisse für den Betrieb von Windkraftwerken anzupassen. Für die Windenergiebranche besteht hier der große Vorteil, bei der Entwicklung entsprechender Lösungen nicht bei Null anfangen zu müssen.

Letztendlich sind diese Erkenntnisse nur dann umsetzbar, wenn eine intensive Zusammenarbeit aller beteiligten Parteien stattfindet. Dazu muss die Windenergiebranche in vielen Bereichen noch professioneller werden. Diese Forderung ist nicht neu, und es wird auch schon an einigen Stellen an der Umsetzung gearbeitet, so auch im Arbeitskreis Instandhaltung im Rahmen der Verbandsarbeit der Fördergesellschaft Windenergie e.V., in dem Entscheidungsträger der ge-

samten Branche ihre verschiedenen Interessen und Schwerpunkte diskutieren, um so zielgerichtet professionelle Lösungen im Rahmen der komplexen Thematik Instandhaltung zu erreichen.

In diesem Rahmen wurde auch die Richtlinie „Instandhaltung von Windparks“ entwickelt, die wesentliche Erkenntnisse aus diesem Beitrag berücksichtigt und somit bewährte Strategien aus dem Kraftwerksbereich in die Windbranche einführen soll.