

Windenergie Betriebsführung

Praxisbuch der technischen und kaufmännischen Betriebsführung – Onshore

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



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
<i>ADRESSEN</i> 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
<i>ADRESSEN</i> 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
<i>ADRESSEN</i> 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.*

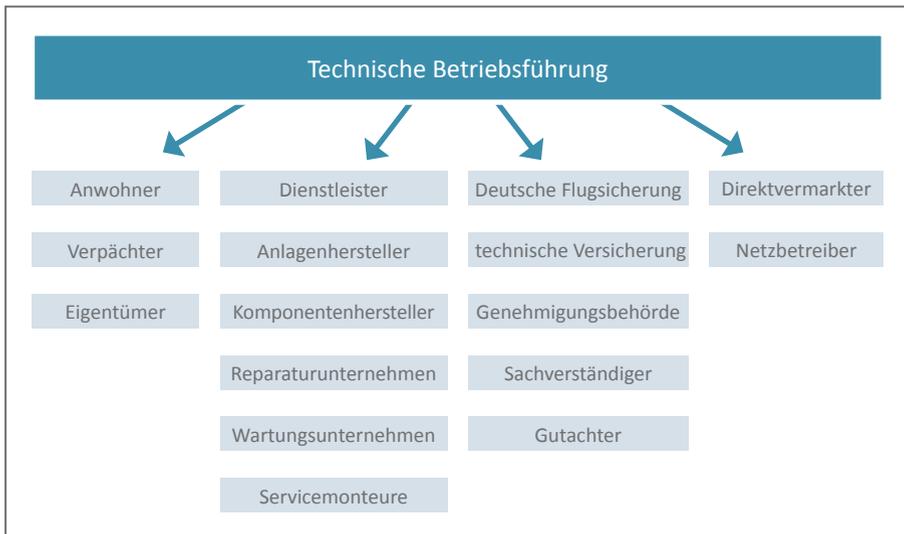


Einführung in die technische Betriebsführung

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 Maschinenteknik 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



versprochen.
gehalten.



www.getproject.de

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.

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



Getriebeuntersuchung per Videoendoskopie.
Foto: Jens Meier/laif



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 Betriebsführerbeirates 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.

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 Partikelermittlung. Die Partikelermittlung 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 Prüfmethode 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	Verzähng-Hohlrاد	Verzähng. Planeten & Sonne	Lager Stirnrad-stufe LSS	Lager Stirnrad-stufe MSS	Lager Stirnrad-stufe HSS	Verzähng. 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%
∅		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 Untertierlieferanten 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-Möglichkeiten-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.



ZOPF

GmbH
ENERGIEANLAGEN

GENERALÜBERHOLUNG VON LEISTUNGSMODULEN

ALSTOM / CONVERTEAM
PHASENMODUL 029.xxx.xxx

SEG / WOODWARD
310 RAC, 311 RAC, 313 RAC, EUPEC MODSTACK

www.zopf-service.de · leipzig@zopf-service.de · Tel. 0341 / 9807363 · Hans-Driesch-Str. 2 · 04179 Leipzig



PARTNER IM INNOVATIONSCLUSTER
LEISTUNGSELEKTRONIK FÜR
REGENERATIVE ENERGIEVERSORGUNG

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, mehrjährige 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 CO₂-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 CO₂-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.