



Spreewindspiegel

Branchentreff muss einmal aussetzen

Was Unternehmen auf den Windenergietagen zeigen wollten, stellen sie unseren Lesern an dieser Stelle vor.

Foto: Tarnero - stock.adobe.com

Standortgüte

Wind- und Ertragsgutachten sind entscheidend für die Wirtschaftlichkeit eines Projektes. | 26

Repowering

Neue Turbinen fürs Binnenland und verschenktes Potenzial alter Standorte. | 30

Bürgerenergie

Wie ein Windpark in einer Region gut ankommt, weil jeder davon profitiert, der das möchte. | 36

Grünstrom erfolgreich vermarkten



Ein Produkt, vielfältige Kompetenz

MVV, juwi und Windwärts bündeln ihre Post-EEG-Lösungen im Produkt MVV 20 plus – vom Schnittstellenmanagement über die Stromvermarktung bis hin zur Wartung der Anlagentechnik und den notwendigen Rahmenversicherungen. Für die kostenreduzierte Instandhaltung bei gleicher Qualität sorgt die VSB Technik.

Ihre Vorteile als Betreiber

- reduzierte Kosten
- minimierte Risiken
- ein Ansprechpartner
- eine Abrechnung
- optimierte Umsätze

Das lohnt sich!

Die Bausteine unseres Post-EEG-Produkts

Vier Partner – ein Vertrag

- Windpark (Betreiber)
- MVV (Direktvermarkter)
- juwi | Windwärts (optimales Schnittstellenmanagement)
- VSB Technik (Wartung/Instandsetzung)

4=1

SW

Der Preis für das optimale **Schnittstellenmanagement** sowie die **Wartung** wird ebenfalls in Euro pro MWh aufgerufen.

VG

Sie profitieren von besten Rahmenbedingungen für **Versicherungen** und **Gutachten**.

Das Entgelt für die **Direktvermarktung** wird Ihnen in Euro pro MWh ausgezahlt.

DV

Harald läßt grüßen...



Hier stehen wir nun in diesem ungemütlichen Herbstwetter - ohne die Spreewindtage, die doch immer das Gemüt erwärmt und Energie für die folgenden Wintermonate geliefert haben. Aber Corona ist nun einmal eine Tatsache. Und die Windenergietage von Harald Düring sind so ungefähr das Gegenteil von einem sachlich-distanzierten Event. Zusammenstehen, die Köpfe zusammenstecken, miteinander reden und lachen - das gehört einfach dazu. Ohne das kann man es besser gleich sein lassen.

90 Prozent haben auf 2021 umgebucht

Und so ist es gekommen. Harald sieht so erholt aus wie lange schon nicht mehr. Er hat endlich einmal Zeit gefunden, seine Garage aufzuräumen. Wie er sagt, nutzt er die Ruhephase auch, um alte Ausgabe von ERNEUERBARE ENERGIEEN zu lesen - was die Redaktion natürlich freut.

„Wir haben einen Nachtschatten“ - so sollte das Motto der 28. Windenergietage in diesem November lauten. Aber dann wurde nichts aus dem Nachtschatten. Die Betreiber des Van der Valk Resort Linstow hatten frühzeitig die Bremse gezogen. Keine schlechte Idee - sagt Harald rückblickend. Spätestens mit den steigenden Zahlen hätte das Event ohnehin abgeblasen werden müssen. Aber es gibt ja etwas, worauf man sich freuen kann: 90 Prozent der für 2020 Angemeldeten haben direkt auf 2021 umgebucht. In dem Zusammenhang soll ich einen Danke an alle für das Vertrauen ausrichten.



Im kommenden Jahr treffen sich dann alle zu den 29. Windbranchentagen - eigentlich ja erst den 28. - vom 10. bis 12. November in Potsdam. Das Motto lautet dann „Der Mensch im Mittelpunkt“. Dazu muss man eigentlich nicht mehr viel sagen.

Digitalisierung und Videokonferenzen sind schön und gut, können aber ein echtes Treffen nicht ersetzen.

In diesem Jahr bleibt uns zumindest der Spreewindspiegel, um zu sehen, worüber in Linstow diskutiert worden wäre.

Eines der wichtigen Themen ist dabei die Betriebsführung. Worauf kommt es dort heute an? Ebenfalls spannend und von großer Bedeutung sind aber auch Neuigkeiten zum Thema Windgutachten ebenso wie Ideen zur Bürgerbeteiligung, die so wichtig ist für die Akzeptanz. All diese Aspekte finden Sie in unserem Spreewindspiegel.

Spreewindspiegel.

Viel Spaß beim Lesen!

Nicole Weinhold,
Chefredakteurin ERNEUERBARE ENERGIEEN

Das Motto 2021:
„Der Mensch im
Mittelpunkt“

Wind wieder Wertsache

Die kaufmännische Betriebsführung wird wieder wichtiger. Der Wandel bei Betreiberstruktur und Vergütung erfordert neue Wirtschaftlichkeit.

TILMAN WEBER

Betriebsführer Gerald Riedel hat ein kleines Verständnisproblem mit dem plötzlichen Bedeutungszuwachs kaufmännischer Betriebsführung. Der Gesellschafter des Kieler Windpark-Dienstleisters Getproject leitet den Betriebsführerbeirat beim Bundesverband Windenergie (BWE) seit 2004. „Kaufmännische und technische Betriebsführung haben von jeher gemeinsam existiert“, sagt der erfahrene Leiter des BWE-Beirats. Doch hätten zuletzt „die Keywords der technischen Seite des Windparkmanagements“ alle Branchengespräche dominiert: Mehrerträge hier durch Neuausrichten der Rotorblätter und Triebstränge. Mehrerträge dort durch technische Updates. Umsetzung der Windturbinen-Fernsteuerbarkeit durch den Netzbetreiber, Verbesserung der Netzfremdlichkeit der Anlagen etwa durch Lieferung sogenannter spannungsstützender Blindleis-

„Die Anfragen für kaufmännische Betriebsführung steigen jetzt wieder.“

Gerald Riedel,
Gesellschafter von
Getproject und
Vorsitzender des
BWE-Betriebsführer-
beirats beim BWE

tung, die bedarfsgesteuerte Nachkennzeichnung der Turbinen, effizientere Windparkwartung durch sensorgestütztes Anlagenmonitoring.

Tatsächlich zwangen immer neue gesetzliche Vorgaben zu technischen Anpassungen. Und wirtschaftlicher Druck infolge der von der Politik eingeführten Pflicht zur Teilnahme am freien Stromhandel und an Projektausschreibungen ebenso. Nun folgt aber der Gegenteilstrend: „Die Anfragen für kaufmännische Betriebsführung sind gerade sicherlich wieder gestiegen“, sagt Riedel. So lasse nun neuer äußerer Druck das kaufmännische Management wieder wichtiger erscheinen.

Neue Betriebs- und Vergütungsstrukturen
Diesen Druck nehmen auch andere Betriebsführungsunternehmen wahr, wie es beim Dresdner Dienstleister VSB Service auf Anfrage heißt: Einer



Betriebsführung ist nicht nur eine technische Herausforderung. Sie muss auch zunehmend den Wert der Windstromerzeugung sichern.

Foto: HUSUM Wind/Messe Husum & Congress

von zwei wichtigen Auslösern ist demnach, dass alte Windparks und Einzelturbinen mit zusammen mindestens vier Gigawatt (GW) Erzeugungskapazität ihren EEG-gesicherten Vergütungstarif bald verlieren. Je nach Ausgestaltung der bevorstehenden Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) ist dies schlimmstenfalls schon Ende 2020 der Fall. Wo Altanlagenbetreiber die Bestandsturbinen an größere Betreiber verkaufen werden, fassen diese die neuen Kapazitäten zu Portfolios großräumig zusammen. Sie wollen Skaleneffekte bei der Reduzierung der Kosten durch eine zusammengelegte Betriebsführung für alle Turbinen erreichen. Und im Börsenstromhandel haben sie die Chance, mit größeren Portfolien bessere Preise zu erzielen. Nicht zuletzt erhalten sie Kapazitäten fürs Repowering, den Austausch alter gegen leistungsstärkere neue Anlagen. Hierfür muss die Bundesregierung aber noch Repowering außerhalb offizieller Windparkausbauflächen zulassen.

Wie sehr dies für die kaufmännische Betriebsführung nun schon Fokusthema ist, ließ das Brandenburger Windkraftunternehmen Enertrag bei den Windenergietagen im vergangenen Jahr lernen: „Weiterbetrieb und Repowering für mittlere bis große Portfolios“ hieß der Vortrag von Frederik Dudel, dem Koordinator bei Enertrag für Weiterbetrieb und Repowering.

Auslöser ist auch die neue Aufmerksamkeit der Netzbetreiber für eine präzisere Abgrenzung des Eigenstromverbrauchs einer Turbine vom Strombezug einer Windenergieanlage, die stattdessen zu ihrem Betrieb den Strom aus einer Nachbaranlage eines anderen Besitzers erhält. Denn Turbinenbetreiber müssen für den Bezug von Betriebsstrom aus fremden Anlagen die EEG-Umlage an die Netzbetreiber zahlen. Die Umlage zahlen bekanntlich die meisten Stromverbraucher. Sie refinanziert die Mehrkosten, die aus der EEG-Vergütung den Netzbetreibern entsteht. In früheren Jahren hatten Netzbetreiber auf diese Unterscheidung im Windpark wenig Wert gelegt. Doch viele nehmen nun die sich ändernde Betreiberstruktur zum Anlass, den Einnahmeausfall zu beenden.

So bestätigt Christoph Schade, Asset-Manager bei VSB, dass sich hier „Themen neu entwickeln“. Besonders in Deutschland müssen Kaufleute und Techniker bei der Umsetzung von Messkonzepten eng zusammenarbeiten. Diese werden für die unterschiedliche Abrechnung von Windturbinen gebraucht, die an einem Netzanschlusspunkt entweder EEG-Vergütung oder Einnahmen im Börsenhandel oder Geld aus langfristigen Stromlieferverträgen einspielen. Diese PPA genannten Lieferverträge mit großen Stromabnehmern gelten als Alternative nach dem Ende der EEG-Vergütung.

3

PROZENT weniger Opex-Kosten - weniger jährliche Betriebsausgaben - in einem Windpark mit 15 Anlagen und 30 Megawatt. So viel ließ sich alleine durch eine Neugestaltung der Versicherungsverträge, der Finanzierungsstruktur und des Strombezugs einsparen, rechnet ein großes Erneuerbare-Unternehmen vor.

Im Verhältnis von zwei zu drei, so schätzt Betriebsführersprecher Riedel, haben Windparkbetreiber in Deutschland ihre Erzeugungskapazitäten kaufmännischer Betriebsführung anvertraut – im Vergleich zu von technischen Betriebsführern betreuten Kapazitäten. VSB bestätigt: Rund 400 MW haben die Dresdner hierzulande in der kaufmännischen Betriebsführung unter Vertrag, 640 MW in der technischen.

Was bringt wie viel?

Aktuelle Gespräche im BWE-Betriebsführerbeirat sind ein Gradmesser für künftige neue Entwicklungen: Die Neuberechnung der Standortgüte von Windparks nach fünf Jahren Betriebszeit kommt dazu, die das EEG seit 2018 einfordert. Weil danach der in der Ausschreibung erreichte Vergütungssatz möglicherweise anzupassen ist, sind auch hier Kaufleute gefragt. Das Branchengremium FGW hat die Technische Richtlinie zur „Bestimmung der Standortgüte nach Inbetriebnahme“ als TR 10 verabschiedet und veröffentlicht. Auch erhöhte Anforderungen zur Übermittlung von Betriebs- und Einspeisedaten an die Netzbetreiber gemäß einer als SOGL bezeichneten Richtlinie sind neu: Weil ab Ende 2021 auch Erneuerbare-Energien-Anlagen wie schon bisher konventionelle Kraftwerke bei überlasteten Leitungen zwangsweise von den Netzbetreibern abgeschaltet werden dürfen, müssen sie über den Effekt der Anlagen auf den Netzbetrieb genauer informieren.

Doch wie viel kann eine Offensive kaufmännischer Betriebsführer finanziell einbringen? Erneuerbare-Energien-Unternehmen Baywa RE hat eine Beispielrechnung veröffentlicht. Die Münchner verweisen darin auf Umfinanzierungen der Kapitalanteile und Schulden, eine Neuausschreibung des Windparkportfolios an Stromlieferanten sowie Senkung der Versicherungskosten. Hierdurch ließen sich Betriebskosten von 4,9 Millionen um 150.000 Euro reduzieren, um drei Prozent.

Der Leiter der Servicesparte bei VSB, Gerrit Schmidt, hält solche Effekte durch neugestaltete Verträge nur dann für möglich, wenn die Betriebsführung die Verträge nicht vorher beständig angepasst habe. Solche Anpassungen seien aber „originäre Aufgabe der kaufmännischen Betriebsführung“. Mehr Effekt gebe es, wenn Betreiber die kaufmännische wie technische Betriebsführung zusammenlegen und mehr aufeinander abstimmen. Allerdings: Die Neuordnung von Portfolios bei Windpark einkaufenden größeren Unternehmen könnte womöglich sogar mehr Sparpotenzial heben. Hinzu komme bei größeren internationalen Portfolios, dass die richtige Strukturierung einen nicht unerheblichen Einfluss auf die steuerliche Belastung hat. ■



Foto: Stephan Voß - ForWind

Ein Lidar des Windkraftforschungszentrums Forwind (Universitäten Hannover, Oldenburg, Bremen) misst Strömungsverhältnisse im Windpark. Auch Windgutachter nutzen vermehrt Windmesstechnik.

Wind gut achten

Standortgüte und Windschatten lassen sich am besten jetzt frühzeitig analysieren.

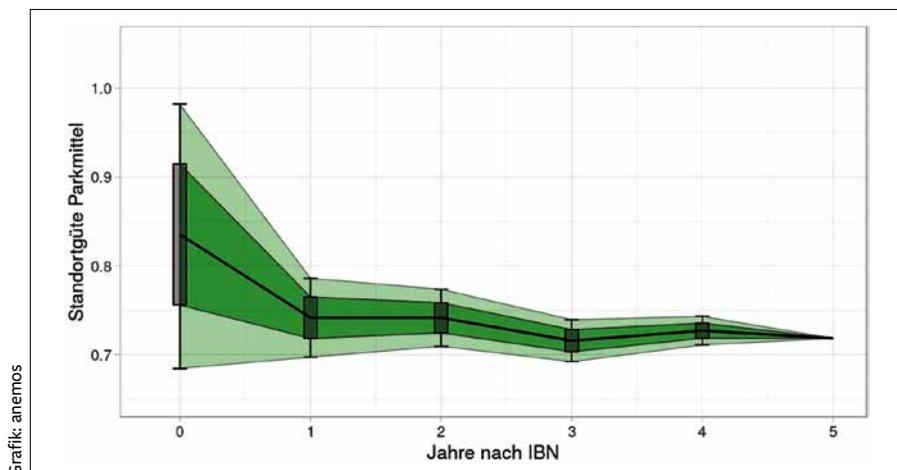
Ein bis zwei Jahre sind die ersten Windenergieanlagen nun in Betrieb, die schon unter dem Regelement des EEG 2017 errichtet wurden. Für diese Anlagen muss die Standortgüte nach fünf Jahren überprüft werden, und die Vergütung wird rückwirkend angepasst. Das birgt Risiken in der Finanzierung. Der Betreiber muss Mittel zurückhalten, um etwaige Nachzahlungen entrichten zu können. Doch ließe sich nicht besser bereits nach den ersten ein bis zwei Betriebsjahren die Standortgüte mit hoher Genauigkeit schon bestimmen? Mit der qualitativ hochwertigen Analyse der Scada-Da-

ten und den für die Langzeitkorrektur vorliegenden hoch aufgelösten Windatlasdaten bietet anemos eine Prognose mit geringer Unsicherheit; die „Prognose der Standortgüte gemäß TR10 – 1 Jahr nach Inbetriebnahme“. Somit hat der Betreiber schon nach einem Betriebsjahr die Möglichkeit einzuschätzen, ob die Standortgüte mehr als zwei Prozent im Vergleich zur prognostizierten Standortgüte vor Inbetriebnahme abweicht und ob demnach gemäß EEG 2017 eine Unter- oder Überschätzung vorliegt.

Die für die Prognose verwendeten Windatlas-Daten wurden in dem Projekt: „Bereitstellung eines präzisen, validier-

ten und aufbereiteten Datensatzes zur kurzfristigen Umsetzung eines Windatlas am Umweltbundesamt“ von anemos für Deutschland entwickelt. Dieser Windatlas setzt in Qualität und Genauigkeit neue Maßstäbe. Die Genauigkeit des Windatlas wurde durch den Nawa Ferry Lidar Benchmark „Comparing mesoscale models with lidar measurements along a ship route“ (doi:10.3390/rs10101620), eine Analyse an der Universität Kassel mit dem Schwerpunkt „Langzeitkorrektur von Kurzzeitmessungen“ sowie interne und externe Verifizierungen mit über 100 unabhängigen Windmessungen nachgewiesen. Im Vergleich zu den Windatlanten von Nawa und EMD-WRF Europe+ zeigt der anemos-Windatlas dank eines Remodelling-Verfahrens die besten Ergebnisse bezüglich der Absolutwerte und der Korrelation. Diese Verbesserungen ermöglichen nun eine genaue, auf Zeitreihen basierende Wind- und Ertragspotentialabschätzung mit einer räumlichen Auflösung von bis zu 25 mal 25 Quadratmeter. In der neuen Online-Anwendung awis werden das standortgenaue Wind- und Ertragspotential sowie sektorielle Weibullparameter und die Häufigkeitsverteilungen innerhalb kürzester Zeit berechnet. Mittels der Zeitreihen können auch Statistiken mit Abschattungseffekten (via Jensen Wake Modell) oder mit dem Kriterium einer Temperaturschwelle (zum Beispiel für größer 1 °Celsius) ausgegeben werden.

Die Windatlasdaten werden auch für Weiterbetriebsanalysen von Altanlagen, die demnächst aus der Grundvergütung fallen, verwendet. Diese gehen wenn nicht ins Repowering oder den Weiterverkauf zum Beispiel in die Direktvermarktung oder schließen ein PPA ab. Die hierfür benötigten Ertragsprognosen berechnet anemos mithilfe einer bewährten Scada-Datenanalyse, die den Ertrag 100 Prozent energetisch rekonstruiert. Aus dem 20-jährigen historischen Betriebszeitraum wird ein mittleres Jahr berechnet. Zusätzlich können die Schwankungsbreite des Ertrags mittels Windatlas auf Jahres-, Monats- oder Tagesbasis, sowie auch erwartbare Ertragsverluste durch verschiedene Nichtverfügbarkeiten bestimmt werden. Projektspezifische Erlös- und PPA-Bewertungen sind machbar.

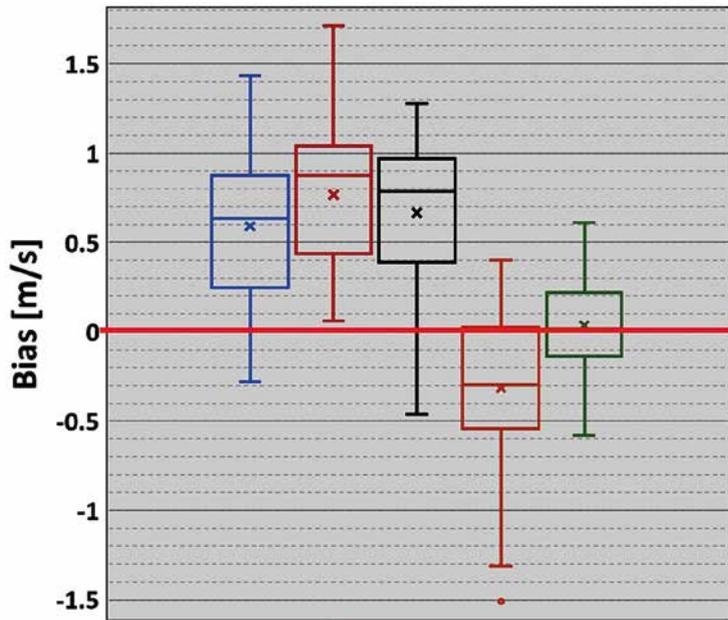


Grafik: anemos

Genauere Prognose schon nach erstem Jahr: Standortgüte vor Inbetriebnahme (IBN) und jährliche Prognose nach SCADA Daten-Analyse und Anpassung an 5-Jahres-Perioden mittels Windatlas

Mehr Information:
anemos.de

■ NEWA
 ■ EMD-WRF Europe+
 ■ anemos D-3km.E5-raw
 ■ anemos D-3km.E5-cell
 ■ anemos D-3km.E5-site



Abweichung der mittleren Windgeschwindigkeit zwischen Messungen und den Windatlanten von NEWA, EMD und anemos (-raw, -cell, -site). Das Remodelling (-cell) und die standortspezifische Anpassung (-site) reduzieren den Fehler signifikant.

Grafik: anemos

Wie wurden Sie so genau?

Standort- und Erlösgutachter Heinz-Theo Mengelkamp über die Kontinuität und die Brüche der Wirtschaftlichkeitsanalysen für neue Windparkprojekte.

Sie blicken auf mehr als 30 Jahre als Windgutachter zurück. Wo gab es Fortschritte?

» **Heinz-Theo Mengelkamp:** In nahezu allen Bereichen. Bei den Daten, Modellen und Methoden. Zusammen mit der Formulierung der Technischen Richtlinie TR 6 der FGW hat das zu einer beachtlichen Reduzierung der Ungenauigkeit von Ertragsberechnungen geführt.

Was waren die wichtigsten Voraussetzungen für diese Erfolge?

» **Heinz-Theo Mengelkamp:** In den ersten Jahren haben wir das Programm WASP (Wind Atlas and Analysis Programm des Risø National Laboratory in Dänemark) mit Daten der nächstgelegenen Wetterstation angewendet, die Karten für die Orographie und Rauigkeit per Hand digitalisiert und gehofft, dass das Ergebnis einigermaßen plausibel ist. Wir begannen an der Nordseeküste: flaches Gelände, sehr niedrige Nabenhöhen - und Wind war eh genug da. Da war Genauigkeit nicht so entscheidend. Heute haben wir Reanalyseedaten und Windatlanten mit langjährigen Zeitreihen und strömungsmechanische CFD-Modelle, die auch für komplexes Gelände und hohe Nabenhöhen passen. Verstärkt nehmen wir standortbezogene

Windmessungen vor, Geländedaten leiten wir aus Satellitendaten ab.

Sie waren über elf Jahre Obmann des Fachausschusses Windpotenzial der FGW und haben damit auch entscheidenden Anteil an der Entwicklung der TR 6: Was hat diese Richtlinie bewirkt?

» **Heinz-Theo Mengelkamp:** Die Diskussionen von Windgutachtern, Betreibern, Projektierern und Herstellern innerhalb des FGW-Ausschusses Windpotenzial brachten uns voran. Bedeutend war die Zulassung von Fernerkundungsmessungen als alleinige Grundlage für Windgutachten. Das hat die Anzahl von Messungen und die Genauigkeit von Ertragsberechnungen schlagartig erhöht. Zudem schuf es ein neues Aufgabenfeld für Windgutachter, die sich ja teilweise selber derartige Geräte angeschafft haben. Eine wichtige Forderung war auch die Konsistenz-



Heinz-Theo Mengelkamp,
Geschäftsführer, anemos Gesellschaft
für Umweltmeteorologie mbH

prüfung von Langzeitdaten. Damit mussten zwingend mehrere Indizes vergleichend auf ihre Konsistenz geprüft werden. Die lange übliche alleinige Anwendung des Iwet-Index reicht nicht mehr. Ein dritter Punkt war sicher die Einführung klarer Entfernungangaben für Vergleichs-WEA. Das hat die teils sehr beliebige Nutzung von Vergleichs-WEA gebremst und die Gutachtengüte erhöht.

Der Iwet-Index war und ist Ihre große Sorge. Warum?

» **Heinz-Theo Mengelkamp:** Auf der Forschungskonferenz Dewek 2004 habe ich erstmals darauf hingewiesen, dass mit Reanalyseedaten und Mesoskala-Modellen eine neue Ära in der Windenergiemeteorologie eintritt. Und ich stellte den anemos-Wind- und Ertragsindex vor. Dieser ist unabhängig von Ertragsdaten. Der Iwet-Index dagegen beruht auf monatlichen Ertragsdaten, ohne Betriebseinschränkungen und Abschattungen zu berücksichtigen. Wenn aber die Betriebsmodi nicht bekannt sind, ist die Angabe des Monatsertrages zur Einordnung der Windverhältnisse wertlos. Nicht umsonst ist der Iwet-Index fünf Mal geändert worden. Übrigens immer in Richtung des anemos-Index. Und trotzdem wird der Iwet noch angewendet. Der Markt fordert das. Wir machen das auch noch, aber die Gewichtung ist meistens Null oder sehr gering.

Mesoskalige Modellierung und Windatlanten auf Zeitreihenbasis sind ein Alleinstellungsmerkmal von anemos. Warum?

» **Heinz-Theo Mengelkamp:** Alleinstellungsmerkmal - für Deutschland, ja. Im Ausland - insbesondere in den USA - wird

Foto: anemos

dies für Windgutachten verwendet. Auch in Deutschland hat ja das Fraunhofer Iwes im Newa-Projekt mit nahezu identischer Methode und derselben Auflösung einen europäischen Windatlas veröffentlicht. Ich sehe bei unserem Windatlas allerdings entscheidende Vorteile, wird er doch kontinuierlich weitergeführt. Mit einer zeitlichen Auflösung von zehn Minuten können wir Erträge und zeitabhängige Verluste genauer berechnen als mit einer halbstündlichen Auflösung. Der entscheidende Vorteil ist aber das von uns entwickelte Remodeling-Verfahren. Dabei werden die Atlasdaten mit Windmessungen verglichen und die Abweichungen in Abhängigkeit der Geländestruktur charakterisiert. So haben wir den Atlas korrigiert und können standortgenaue Zeitreihen berechnen.

Wozu standortgenaue Zeitreihen?

» **Heinz-Theo Mengelkamp:** Fast jedes Windprojekt in Deutschland muss behörd-

liche Vorgaben erfüllen. Änderungen des Betriebsmodus zum Beispiel wegen Schall- und Schatten, Schutz von Fledermäusen oder Vogelflug. Diese Dinge sind zeitabhängig und gelten zudem teilweise nur für bestimmte Wind- oder Temperaturbedingungen. Ein weiterer Aspekt ist die direkte Vermarktung des Windstroms an der Börse. Der Strompreis zeigt auch einen Tages- und Jahresgang. Die Kombination der Ertrags- und Strompreiszeitreihen erst erlaubt hier eine Erlösberechnung für die WEA, die außerhalb einer festen Einspeisevergütung betrieben werden. Zeitreihen braucht es auch zur Berechnung von Extremwindgeschwindigkeiten, für den Langzeitbezug von Windmessungen oder Scada-Daten und für windparkspezifische Ertragsindizes.

Wagen Sie einen Blick in die Zukunft?

» **Heinz-Theo Mengelkamp:** Die Kette von Reanalyseedaten über Mesoskala- und

darin gekoppelte CFD-Modelle wird der vorherrschende Ansatz. Und die Ergebnisse werden mit vielen Beobachtungen für unterschiedliche Geländestrukturen und Windklimata zu verifizieren sein. Dann werden die strikten Entfernungsregeln der TR 6 wenig Sinn machen. Und wenn der Kunde nicht unbedingt einen vielseitigen Report will, sind Berechnungen online binnen Minuten durchführbar, wie wir das ja mit dem Tool awis als sogenannte Vorabschätzung anbieten.

Nach 30 Jahren im Windgeschäft kommt die erste Generation der Windgutachter so langsam ins Rentenalter. Was ist Ihr Plan?

» **Heinz-Theo Mengelkamp:** Ich habe das große Glück, dass ich die Geschäftsführung in die Hände von langjährig erfahrenen Mitarbeitern legen kann und werde mich auf den F+E-Bereich konzentrieren.

INTERVIEW: TILMAN WEBER ■



KWS
POWERTECH
TRAINING CENTER

ZEIT FÜR ETWAS NEUES – FRISCHER WIND IM ESSENER SÜDEN!

Aus- und Weiterbildung für die Windenergie

Für alle Trainings zur Arbeitssicherheit sowie den Aus- und Weiterbildungen für die Windenergie finden Sie bei der KWS ein bundesweit einzigartiges Trainingszentrum mit hohem Realitätsbezug zur beruflichen Praxis.

Wir bieten Ihnen Trainings zur Arbeitssicherheit nach GWO und DGUV sowie Technologieseminare zu Mechanik, Hydraulik, Elektrotechnik, Betrieb und Instandhaltung.

WEA-Trainingsanlage:

Nordex S70/Nabenhöhe 14 m/Maschinenhaus mit kompletter Betriebstechnik/Nabe mit Rotorwelle, Rotorblättern und Antrieben der Windnachführung/Windmesseinrichtungen und Befeuerungsanlage/Vollfunktionalität der Elektro-, Mess- und Steuerungstechnik im Lehrbetrieb/Transformatorstation

KRAFTWERKSSCHULE E.V. – KOMPETENT WEITERENTWICKLUNG SICHERN

Deilbachtal 199, 45257 Essen, Deutschland

Telefon: +49 201 8489-0

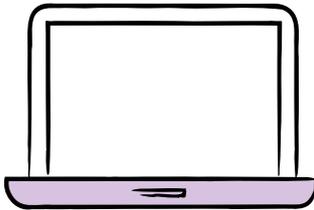
Telefax: +49 201 8489-123

www.kraftwerksschule.de

info@kraftwerksschule.de

Zertifiziert nach DIN EN ISO 9001:2015

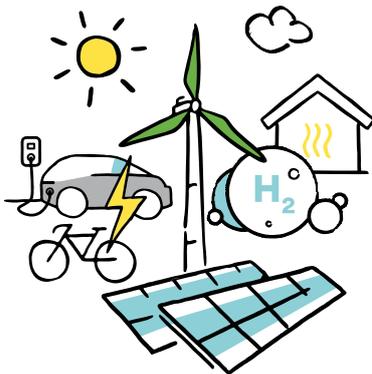
WIE WERDEN SIE VOM HOME OFFICER ZUM ENERGIEWENDER?



1 Laptop aufklappen und gp-joule.de/live öffnen.



2 Einen persönlichen Face-to-Face online Video-Termin mit uns vereinbaren.



3 Ihr Projekt gemeinsam mit einem/r unserer Spezialist/innen aufs nächste Level bringen.



4 Vergessen, dass man in einem Video-Termin ist und nach einer Tasse Kaffee fragen.

 gp-joule.de/live

Jetzt mit #GP JOULE LIVE unser gesamtes Beratungs-Know-how auch von zuhause aus nutzen!

GP JOULE LIVE



Foto: Nordex

Günter Steininger, Leiter Repowering und Projekte für den deutschen Markt bei Windturbinenhersteller Nordex.

Die ideale Anlage für Deutschland

Am 14. September haben Sie die Errichtung der Erstanlage der N149/5.X bei Potsdam gemeldet. Wird sie wie die N149/4.X eine Anlage für jede Art von Standort?

» **Günter Steininger:** Es passt zu den aus Rücksicht auf die Corona-Pandemie abgesagten Spreewindtagen, dass der Prototyp in Brandenburg in Betrieb geht, projektiert von einem regionalen Betreiber. Die Anlage wird, wie Kundenanfragen andeuten, in den nächsten Jahren sukzessive die 4.X-Anlage der N149 ablösen – in Deutschland und international. Sie wird dank noch höherer Effizienz die Stromgestehungskosten erneut senken. Wir sind im Produktmarketing von der für die N149/4.0-4.5 gewählten Megawatt-Bezeichnung abgerückt, nennen die neue Anlage jetzt 5.X und die 4-MW-Klasse 4.X. In Deutschland ist die 5.X mit dem Referenzertrag für 5,7 Megawatt zertifiziert. So passen wir die Anlage in die gesetzlichen Rahmenbedingungen ein, weil es einen Referenzertrag zur genauen Berechnung der Höhe der Stromeinspeisevergütung benötigt. Aber wir können die 5.X so flexibel fahren wie die 4.X. Wir haben 18 Betriebsmodi, etwa für Schallschutz oder unterschiedliche Turbulenzwerte.

Bis wann erwarten Sie die ersten Aufträge für N149/5.X und für den Folgetyp N163?

» **Günter Steininger:** Mit der N163 haben wir eine optimale Turbine für den deutschen Markt. Sie gehört zur selben Plattform wie der 5,7-MW-Prototyp der N149, ist aber eine konsequente Weiterentwicklung mit noch mehr Effizienz durch den größeren Rotor. Mit ihr können wir an windschwächeren Standorten noch mehr Ertrag anbieten. Aufträge kann es für die N163 noch keine geben, solange wir auf erste Genehmigungen warten. Wie alle Akteure hierzulande sind wir bekannten Verzögerungen im Genehmigungsprozess unterworfen. Wir stehen aber kurz vor Genehmigungen und haben einen

„Wir haben 18 Betriebsmodi, etwa für Schallschutz oder unterschiedliche Turbulenzwerte. ... Mit der N163 haben wir eine optimale Turbine für den deutschen Markt.“

Mehr Information:
nordex-online.de



Auftrag aus Finnland. Es wird aufgrund dieser sich hinziehenden Genehmigungssituation erst mehr Aufträge für die N149/5.X geben. Modelle mit größeren Rotoren greifen auch etwas später im Markt. Beim 149-er-Rotor von der 4,0-bis-4,5-MW-Anlage auf über fünf MW Nennleistung umzustellen, ist einfacher. Alle Dokumente sind vorhanden, um diese Anlage durchzuprojektieren. Kunden können auf bestehende Genehmigungen für N149-Windparks der 4.X-Klasse aufsetzen. Wir erhielten für die 5.X-Variante schon Auftragseingänge, teils sogar vor der Prototyperrichtung. Die N163 benötigt wegen der neuen Turbinenmaße erst neue Genehmigungen.

Auch beim Repowering haben Sie große Projekte mit der N149/4.X gewonnen. Garantiert die 5.X-Plattform die Fortsetzung?

» **Günter Steininger:** Große Projekte wie im niedersächsischen Uetze, wo wir elf Altanlagen mit 1,5 MW durch acht 3,6-MW-Turbinen mit einer um den Faktor 2,4 höherer Nennleistung austauschen werden, bestärken uns. Aber auch kleinere Projekte nehmen wir gerne mit. Nur darf nicht vergessen werden: Repowering taucht als Vokabel im aktuellen EEG-Gesetzentwurf nicht auf. Weshalb die Politik auf hierfür relevante Altwindparkflächen keinen Zugriff mehr erlauben will, wäre zu hinterfragen. Man mag einwenden, dass Repowering-Projekte speziell sind, vielleicht bürokratisch. Aber das ist nicht von Bedeutung. Technisch ist es gleich, ob auf einem mit Altanlagen bebauten Standort oder auf der grünen Wiese projektiert oder genehmigt wird. Repowering wäre sehr wichtig für unsere Klimaziele.

Wird Repowering immer wirtschaftlicher? Jüngst kam es bei Ihnen zu einem Eins-zu-eins-Nennleistungstausch...

» **Günter Steininger:** Die positiven Effekte sind klar: Das Gesamtbild mit weniger Anlagen ist ruhiger für die Anwohner, Schallemissionen nehmen ab. Wenn die Netzanbindung mit Umspannwerk nicht neu sein muss, ist nicht mehr so viel nachzurechnen. Aber richtig ist auch: Das Ersetzen einer Leistung aus vielen alten Anlagen durch dieselbe Nennleistung aus deutlich weniger neuen Anlagen war früher nicht immer lohnenswert. Die nun sehr hohe Effizienz bewirkt, dass eine N149/5.X relativ schnell über zehn Millionen Kilowattstunden erntet – und eine 1,5-MW-Anlage unterproportional zwei Millionen Kilowattstunden. Zugleich haben Anlagen der 4.X- oder 5.X-Plattform die zwei bis vierfache Leistung, kosten aber nicht das Zwei- bis Vierfache. Eine N163 mit 5,7 MW produziert noch mehr Ertrag auf einer begrenzten Fläche, auf der man sonst N149-er platzieren würde.

INTERVIEW: TILMAN WEBER ■

Ihr **ENGINEERING-PARTNER** für **WINDENERGIE**

Als unabhängiges Ingenieurbüro entwickelt IDASWIND seit mehr als 20 Jahren Windenergieanlagen aller Leistungsklassen und Bauweisen. Das Spektrum umfasst Designs kompletter Anlagenkonzepte sowie die Entwicklung von Einzelkomponenten.

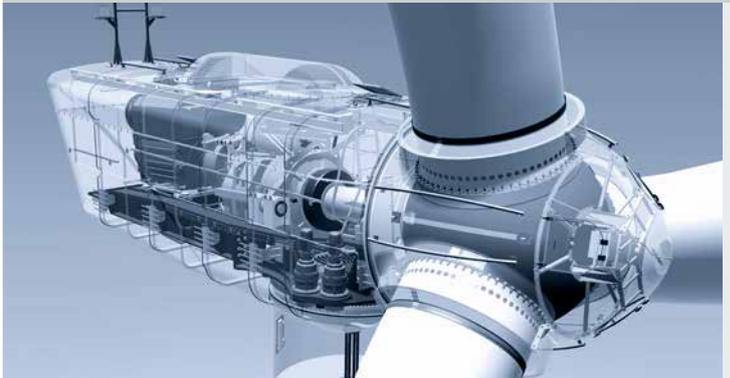
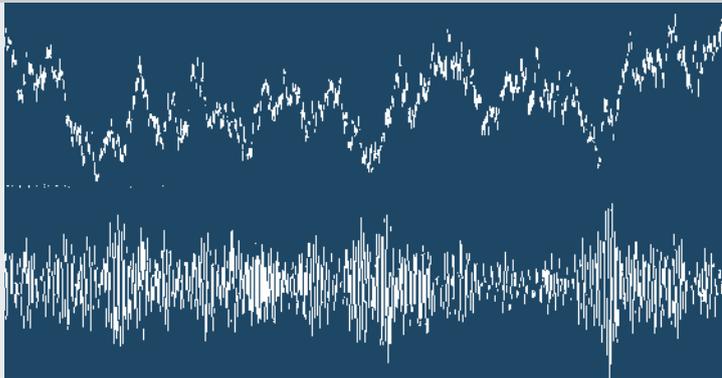
Unser umfassendes Entwicklungs-Know-How bildet in seiner Detailtiefe erstklassige Voraussetzungen für die Erstellung von Weiterbetriebsgutachten für WEA 20+ sowie unabhängige standortspezifische Lebensdauerberechnungen für jede WEA zu jeder Zeit, bereits ab der Planungsphase.

WEA-ENTWICKLUNG

- Komplettentwicklung von Windenergieanlagen
- Konstruktion und Optimierung von Einzelkomponenten
- Zertifizierungsgerechte Festigkeitsnachweise
- Ertragsoptimierung von Windenergieanlagen
- Planung von Fertigungsstätten
- Schulungen für Betrieb und Wartung

WEITERBETRIEB

- Erstellung von Gesamtgutachten
- Kombination aus analytischem Nachweis und praktischer Inspektion
- Richtlinienkonform nach DIBt, DNVGL und den Grundsätzen des BWE
- Beratungsleistungen zu Ressourcen, Kostenplanung und Stromvermarktung
- Gutachten für alle gängigen WEA-Typen





Marina Wiemer, Abteilungsleiterin Anlagenzertifizierung Wind bei M.O.E.

Foto: M O E

Realistischere Gutachten der elektrischen Eigenschaften

Seit Juli sollten für Inbetriebnahmen die Technischen Anschlussregeln TAR vom November 2018 gelten. Wird es komplizierter?

» **Marina Wiemer:** Es wird europaweit einheitlicher. Man hat den europäischen Netzwerkcode NC RFG – und die deutschen VDE-Anwendungsregeln 4110, 4120, 4130 konkretisieren diese Vorgaben für Deutschland: für Windkraft, PV, VKM-Anlagen – vereinfacht: Blockheizkraftwerke – und für Speicher und sogar Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge.

Gibt es auch Erleichterungen beim Nachweisen der elektrischen Eigenschaften der Anlagen durch diese TAR?

» **Marina Wiemer:** Ja, technisch – zum Beispiel beim Blindleistungsvermögen am Netzanschlusspunkt. Künftig darf die Erzeugungsanlage um Blindleistung zu liefern ihre Wirkleistung uneingeschränkt im vollen Spannungsbereich automatisch reduzieren. Nun muss sie ihre Erzeugung dafür nicht mehr dauerhaft drosseln. Die meisten Anlagen können bei geringerer Wirkleistung mehr Blindleistung liefern. Das war vorher nur bei bestimmten Spannungen am Netzanschlusspunkt erlaubt.

Das wichtige Nachweisverfahren nach Inbetriebnahme unterteilt sich in zwei Schritte: Inbetriebsetzungs- und EZA-Konformitätserklärung. Drohen hier neue Kosten?

» **Marina Wiemer:** Grob sind diese Tätigkeiten zu unterscheiden in eine Anlagen-Begutachtung vor Ort, eine Datenerhebung der erforderlichen

Dokumente (die Inbetriebsetzungserklärung) und eine Prüfung der Dokumente. Und am Ende ist ein Bericht für die Bewertung zu erstellen, was die sogenannte Konformitätserklärung ist. Diese Teilschritte existierten vorher auch – nur ohne eigenes Dokument für die Inbetriebsetzungserklärung. Alles war komplett in der Konformitätserklärung enthalten. Neu ist, dass die Datenerhebung als Schritt der Inbetriebsetzungserklärung nicht unbedingt von einer Zertifizierungsstelle gemacht werden muss. Betreiber können das selbst übernehmen oder Dienstleister beauftragen. Daraus können sich Kostenersparnisse ergeben. Andererseits bringen Zertifizierungsstellen ausreichend Erfahrung mit, kennen alle Beteiligten, bei denen die Dokumente angefragt werden müssen – ob Anlagenhersteller oder Netzbetreiber. Das kann ein Vorteil sein. Die Konformitätserklärung muss aber von einer akkreditierten Zertifizierungsstelle wie M.O.E. erstellt werden – mit den Prüfungen, ob alles konform ist und der Windpark vor Ort der Planung entspricht.

Der Netzbetreiber darf auch ein Anlagenmodell zur Simulation erbitten. Ist das für Betreiber nur ein Extra-Aufwand?

» **Marina Wiemer:** Für die Zertifizierung braucht es weiterhin das komplexe Modell. Hingegen ist dieses Simulationsmodell ein vereinfachtes Modell. Hier lassen sich Ersatzkomponenten einsetzen, damit der Netzbetreiber es bei weniger Rechenleistung nutzen kann. Mit dem größeren Modell des Netzbetreibers lassen sich bestimmte Netzszenarien wie Blindleistungsflüsse oder Netzfehler nachsimulieren.

Allerdings ist noch unklar, wie oft der Netzbetreiber das vereinfachte Modell nutzen will. Praxis scheint zu sein, dass die das für alle Fälle verlangen. Das führt zu Kostenmehraufwand – weshalb wir gerne bei den Netzbetreibern vorher nachfragen wozu, um projektspezifische Lösungen zu erzielen.

Welche Chancen birgt die Prototypregel?

» **Marina Wiemer:** Der Netzbetreiber hat ein Interesse daran, dass der Park ab Inbetriebnahme stabil läuft. Ohne diesen neuen zusätzlichen Prototypennachweis durfte ein Prototypenpark bisher bis zu zwei Jahre lang ohne Nachweis einspeisen – und danach wurde geprüft. Wo er Anforderungen nicht einhielt, drohten Stillstandzeiten, weil die Anlagen nachträglich neu einzustellen sind. Ein Nachweis vor Inbetriebnahme klärt individuelle Probleme vorab. Dass der Nachweis aber teils vorläufige Daten heranziehen muss, ist bei den Netzbetreibern zugegeben nicht unbedingt angekommen. Hier bieten wir eine Vermittlung an, auch zur Klarstellung der Fristen. Wir empfehlen, frühzeitig Kontakt zu uns aufzunehmen. INTERVIEW: TILMAN WEBER ■

Mehr Information:
[moe-service.com/
zertifizierungsstelle](http://moe-service.com/zertifizierungsstelle)





prometheus

Rechtsanwaltsgesellschaft mbH

Gemeinschaftlich. Vorausdenkend. Engagiert.

Ihr Partner für die rechtliche Begleitung in allen Projektstadien. Unser breit aufgestelltes Team mit langjähriger Berufserfahrung bietet Ihnen eine umfassende Beratung und Betreuung im Planungs-, Umwelt- und Luftverkehrsrecht, Wirtschafts- und Energierecht sowie Vertragsrecht.



Besuchen Sie uns auf
www.prometheus-recht.de



Dr. Dana Kupke



Dr. Christoph
Richter



Antje
Böhm-Balan



Christian Falke



Dr. Manuela
Herms



Dr. Peter
Sittig-Behm



Peter
Rauschenbach



Helena Lajer

Kontakt:

Salomonstr. 19, 04103 Leipzig

Telefon: 0341/978566-0

Fax: 0341/978566-99

E-Mail: kontakt@prometheus-recht.de



Foto: REZ

Betriebsführung ist heute in der Windkraft ein anspruchsvolles Geschäft.

Alles keine Kunst?!

Zur Betriebsführung gehört neben Kreativität auch der Mut, sich für Kunden ins Zeug zu legen.

Schöne alte Zeiten: Noch vor 20 Jahren konnten Sie in der Betriebsführung eigentlich nichts falsch machen, wenn Sie einen einigermaßen tauglichen Steuerberater hatten, der Ihnen auch noch die Buchhaltung abgenommen hat. Geld kam von den Netzbetreibern, die vielleicht zähneknirschend, aber zuverlässig zahlten. Die Kosten waren auch relativ genau abzuschätzen, vor allem mit Vollwartungsvertrag. blieb eigentlich nur noch der unzuverlässige Faktor Wind, der einem ein bisschen Arbeit machte. Aber mit einem einigermaßen verlässlichen Windgutachten und wenig Zubau in der Nachbarschaft ließ sich ganz auskömmlich leben. Wenn der Betreiber keinen Stress hat, hat der Betriebsführer auch keinen.

Heute sind die Anforderungen an den Betrieb von Windparks komplexer, dynamischer und aufwendiger geworden. Und Fehler werden bestraft: Da der Betreiber in der Regel alle Aufgaben an den Betriebsführer abgibt, trägt der Betriebsführer auch das Risiko für Fehler, die im Betrieb gemacht werden. Das kann schon mal ins Geld gehen – Beispiel: die verspätete Anmeldung im Marktstammdatenregister, die unter dem EEG 2014 schon mal dazu führen konnte, dass die Vergütung des Netzbetreibers gestrichen wurde.

Oder EEG-Umlage – ein Thema, das anscheinend diversen energieintensiven Betrieben die Zornesfalten ins Gesicht treibt. Aber



Walter Delabar,
Klaus Wolters,

Regenerative Energien Zernsee GmbH & Co. KG, Tel.49 (0)30 224 459 830,
Mail: zentrale@rez-windparks.de;
www.rez-windparks.de

REZ

Fotos: REZ

auch Windparks müssen EEG-Umlage zahlen, sobald mehr als eine Anlage im Feld steht. Sind es Anlagen verschiedener Gesellschaften, die sich ganz leger untereinander mit Strom versorgen, muss ein gediegenes Schätzkonzept her, auf dessen Grundlage die EEG-Umlage gezahlt werden kann. Aber keine Sorge, den harten gesetzlichen Anforderungen können Sie nicht entsprechen, es sei denn, Sie bauen teure geeichte Zähler ein. Und selbst dann bleibt noch ein ungezählter Rest (das, was eine Anlage selbst aus der Eigenproduktion verbraucht). Das, was hier geschätzt wird, lässt sich übrigens auch in Sachen Berechnung der Meldungen für die Stromsteuer verwenden.

Und dann noch – nur ein Beispiel – negative Strompreise: Ab 2016 spielt das für Windparks eine Rolle. Kalkuliert hatte das zwar bis dahin niemand, aber wie die Jahre 2019 und 2020 zeigen, spielen negative Strompreise für die Einnahmen der betroffenen Windparks doch eine gewichtige Rolle: 2,5 Prozent der Einnahmen waren das bereits 2019. Das Jahr 2020 brauchte nur bis zum Sommer, um solche Quoten zu erreichen. In Zukunft sollen, wenn das EEG 2021 wie geplant umgesetzt wird, 15-Minuten-Werte am Spotmarkt zum Verlust der Marktprämie führen. Was ggf. die Verluste mehr als verdoppelt. Und ob der Marktwert ausgezahlt wird, hängt am Direktvermarktungsvertrag. Wenn der nichts taugt, wer haftet?

Oder die sogenannten Post-EEG-Anlagen (eigentlich nur in der sonstigen Direktvermarktung): Da müssen neue Direktvermarktungsverträge her, weil ansonsten die Netzbetreiber mit Abschaltung drohen. Dafür müssen Weiterbetriebsgutachten erstellt und auch noch die Einspeisestruktur geklärt werden, vor allem da, wo EEG-Anlagen und Post-EEG-Anlagen gemeinsam einspeisen. Und bei der Frage, ob über Spotmarkt oder feste Preise gehandelt werden soll, kann man nur Fehler machen. Kommen drei Cent pro kWh, wird's Überleben schwer. Es gibt weniger Geld für Betreiber und Betriebsführer, aber dafür mehr Arbeit.

Langweilig? Langeweile ist achtziger. Lang vorbei. PS: Wer Hilfe braucht bei Stromsteuer und EEG-Umlage, darf sich melden unter: w.delabar@rez-windparks.de

Kurzporträt

Geschäftsführung, kaufmännische und technische Betriebsführung, Sitemanagement und weitere Dienstleistungen für Windparks, Umspannwerke und Solarparks. Technische Dienstleistungen für Kraftwerke und Management von Upgrades. ■

12.000 Jahre Weiterbetrieb

... sind das erfolgreiche Resultat aus ca. 1.000 gutachtlichen Stellungnahmen bei über 50 verschiedenen Anlagentypen, die wir zusammen mit unserem Partner Aero Dynamik Consult (ADC) durchgeführt haben.

Realisieren auch Sie den Weiterbetrieb Ihrer Windenergieanlage: Wir holen die maximale Lebensdauer heraus – durchschnittlich 12 Jahre Weiterbetrieb nach der geplanten Nutzungsdauer von 20 Jahren. Sprechen Sie uns an.

Gleich anrufen
und beraten lassen!
040 38072530



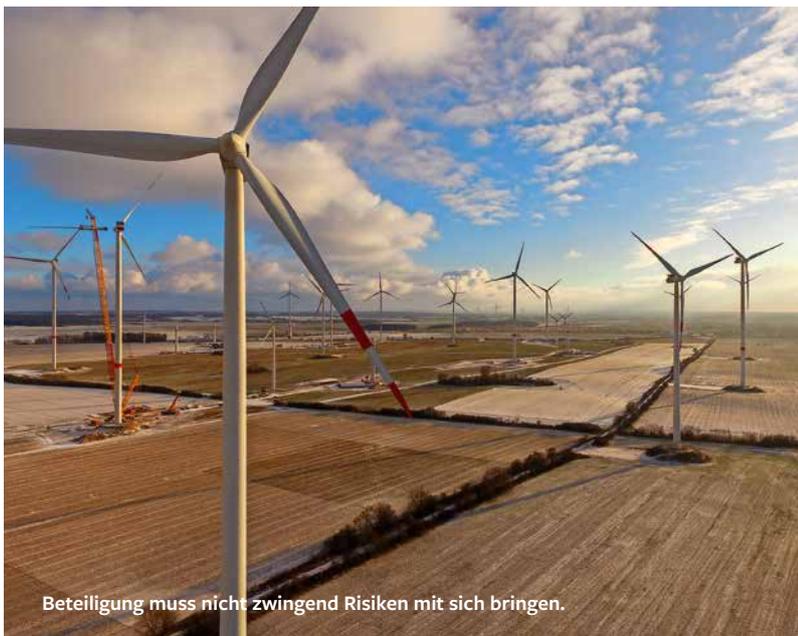


Foto: MLK-Gruppe/dpa/Pleuel

Beteiligung muss nicht zwingend Risiken mit sich bringen.

Ran an die Anrainer

Bürgerbeteiligung sozial und fair: Die MLK-Gruppe fährt einen radikalen Kurs bei den Beteiligungsmöglichkeiten.

Bürgerbeteiligung wird in der Regel als Angebot an Windparknachbarn verstanden, sich mit eigenem Geld zu beteiligen, um dann Gewinne aus dem Windparkbetrieb erzielen zu können. Den meisten Anrainern ist aber nicht bewusst, dass damit ein sogenanntes unternehmerisches Risiko verbunden ist. Das Investment kann gut laufen, aber eben auch schlecht, bis hin zum Totalverlust der Einlage. Wenn das passiert, ist der Jammer groß. Läuft das Investment aber gut, ist der Neid auf die Kapitalgeber groß: Wer was hat, dem wird gegeben. Denn das Angebot richtet sich an vergleichsweise vermögende Mitbürger.

Die MLK-Gruppe ist erst einmal nichts anderes als ein normales Unternehmen, das Windparks plant und realisiert. Im Unterschied zu den meisten anderen Anbietern betreibt die MLK-Gruppe ihre gebauten Windparks aber seit der Gründung 2005 in der Hauptsache selbst. Die MLK will deshalb nicht nur planen und dann gut verkaufen, sondern ist an der nachhaltigen Entwicklung von Windparks interessiert. Immerhin ist die MLK mit jedem Windpark über 20 Jahre mit dem Standort verbunden. Und das bezieht die Anrainer mit ein.

Das führt zu einem radikalen Ansatz und einem klaren Ziel: Anrainer am Erfolg der MLK-Windparks zu beteiligen, ohne dass sie zwingend eigenes Geld mitbringen oder riskieren müssen. Der Ansatz ist, nicht (nur) über Kapitalbeteiligungen zu reden, sondern über Erfolgsbeteiligungen.



Heinrich Lohmann,
MLK-Gruppe, Lichtenberger Weg 4,
15236 Jacobsdorf OT Sieversdorf,
Telefon: +49 (0) 3 36
08 - 17 99 97,
info@mlk-consult.de,
www.mlk-windparks.de



Foto: MLK-Gruppe

Breit gefächerte Angebote

Dafür hat die MLK-Gruppe mittlerweile einen ganzen Fächer von Angeboten entwickelt, mit denen Anrainer – egal was sie haben oder wie sie zu Windparks stehen – vom Betrieb profitieren können. Am Anfang stehen immer noch Beteiligungen an der Betreibergesellschaft für Anrainer, die unternehmerisch denken, Risiken kennen und freies Kapital anlegen wollen und müssen. Solche Beteiligungen werden aber bewusst auf wenige Interessenten eingegrenzt, die zudem früh eingebunden sind.

Daneben stehen Anlagemöglichkeiten, die von Risiken freigehalten werden und bei denen Anrainer auch kleine Beträge zu attraktiven Zinsen anlegen können. Dafür hat die MLK-Gruppe mit der Deutschen Kreditbank AG (DKB) 2017 und 2020 Bürgersparprogramme aufgelegt, in denen insgesamt 500.000 Euro mit drei Prozent verzinst wurden. Ein Risiko bestand bei diesen Projekten nicht, weil zum einen die Einlagen im Bankensicherungsfonds hinterlegt waren und zum anderen die beteiligten Windparks die Zinsen im Vorfeld der beiden Programme einzahlen mussten. Das zweite Projekt war dann auch binnen vier Wochen gezeichnet.

Außerdem hat die MLK-Gruppe sogenannte Anrainertarife entwickelt, mit denen lokaler Ökostrom besonders billig angeboten werden kann. An einem anderen Standort ist es sogar gelungen, die Förderung der MLK-Gruppe mit der Förderung eines anderen Windparkplaners, ENERTRAG, zu kombinieren. Für das Anrainerstromprogramm arbeitet die MLK-Gruppe mit Öko-Stromversorgern zusammen und kommt für einen Teil der Stromkosten auf. Zwischen 156 und 180 Euro – je nach Standort – betragen die jährlichen Zuschüsse, die direkt an den Versorger für jeden Vertragspartner gezahlt werden. An einem Standort werden sogar Sozialtarife für kinderreiche Familien und Geringverdiener bereitgestellt, die nochmals um 60 Euro günstiger sind. Der Effekt: Ökostrom zu sehr niedrigen Kosten.

Kurzporträt

Der Gründer der MLK-Gruppe gehört mit 500 installierten Windenergieanlagen bei einer Gesamtleistung von etwa 600 Megawatt zu den erfahrensten Projektentwicklern in Deutschland. 2005 gegründet, hat die MLK-Gruppe neben Windparks auch Umspannwerke, Biomassekraftwerke und Solarparks geplant und umgesetzt. Die MLK-Gruppe arbeitet intensiv an der ökologisch nachhaltigen Energieerzeugung. Der Sitz der MLK-Unternehmen befindet sich in Jacobsdorf, Brandenburg und Erkelenz, NRW. ■