



Foto: KBR EnergyManagement

Arbeit an der Technik der Blindstromkompensation durch KBR Energy Management

Dienstleister fürs EEG 2027

Erneuerbare-Energien-Gesetz und Netzpaket könnten eine flexiblere zielgenaue Windstromversorgung erfordern. Diese Unternehmen helfen.

TILMAN WEBER

Sinkenden Stromerlösen und steigenden Betriebskosten bestehender Windparks will das Erneuerbare-Energien-Unternehmen **BMR Energy** aus Geilenkirchen mit einer Schallkur entgegen. Als Expertisedienst werde es Betriebsbeschränkungen zum Senken der Geräuschemissionen prüfen (siehe Anzeige rechts). Das Unternehmen aus dem rheinischen Revier will mittels einer datenbasierten Analyse ungenutzte Ertragsreserven einzelner Windturbinen messen und ohne technische Umbauten die schallreduzierenden Betriebsmodi mit verlangsamten Rotordrehungen wieder aufdrehen. Dann werde es Genehmigung und Betriebsparameter anpassen. Referenzwindparks hätten Mehrerträge von hunderttausenden bis zwei Millionen Kilowattstunden erzielt.

2

GIGAWATT-STUNDEN

Mehrertrag im Jahr ist die beste Ausbeute eines Referenzwindparks, für den BMR Energy die schallreduzierende Betriebsbeschränkung erübrigen beziehungsweise abbildern konnte.

Das 32-Mitarbeitenden-Team sprach bisher Windparkbetriebe an, deren Förderzeit endet und die im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geregelte Einspeisetarife dann verlieren. Nun zielt BMR Energy aufs EEG 2027. Um „mutmaßliche neue Chancen nutzen zu können“, so antwortet BMR-Projektentwicklungs-Teamchef Michael Wessel auf eine Frage von ERNEUERBARE ENERGIEN, wollen die Rheinländer den Kunden sechsfach helfen: Außer durch nachgegebesserte Schall-Betriebsmodi wollen sie Photovoltaikparks bauen, die im Zusammenspiel mit Windparks die Netzanschlüsse besser auslasten, wollen mit Batteriespeichern die Stromvermarktung verbessern, Direktvermarktungsverträge prüfen, durch Betriebsführung technische Verfügbarkeiten erhöhen und Potenziale für On-Site PPA bewerten:

Industrieunternehmen zeichnen hier mehrjährige Stromabnahmeverträge (international: PPA) für Regenerativanlagen auf ihrem Gelände, die sie mangels Expertise aber andere betreiben lassen.

Bislang enthalten die Kabinettsentwürfe für die zwei größten Gesetzesvorhaben der Bundesregierung und ihrer schwarz-roten CDU/CSU-SPD-Koalition im Bundestag wenig mehr als Auflagen, die Förderzahlungen an Windkraft- und Solaranlagenbetreibende deckeln, mehr Beiträge zur Netzstabilität einfordern und den Zugang zu Netzkapazitäten einschränken. Zugleich haben die geplanten Breitbandnovellen EEG 2027 und Netzpaket viele Leerstellen. Schwarz-Rot könnte sie nach etwas parlamentarischem Ringen im Herbst noch füllen. Koalitionsvertrag und Einzelgesetze der vergangenen zwei Jahre geben die Richtung vor: mehr Marktintegration, Strom ohne Netzeinspeisung speichern oder nutzen statt Anlagen bei vollen Leitungen abzuschalten, nicht EEG-vergütetes Vermarkten über Industrierversorgung und Regelernergieverträge mit Netzbetreibern, flexiblerer Anschluss von Erzeu-

Gesetze

EEG 2027, NETZPAKET: Nach gerade einmal drei Tagen für die Verbände-beteiligung hat das Bundeskabinett am 29. Juli seine Entwürfe für die Novellen der Breitbandgesetze Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2027 und Netzpaket beschlossen. Im September dürfte die Bundestagsdebatte darüber beginnen.

Foto: GETEC



Windparkaufbau durch Getec

gungskapazitäten, Stromtausch und Eigenverbrauch in Energiegemeinschaften, mehr Rechenschafts- und Nachweispflichten.

Viele Branchenunternehmen haben Konzepte schon vorbereitet, um mutmaßliche EEG-2027-Ziele zu erfüllen. Der Vareler Ingenieur- und Betriebsführungsdienst **Deutsche Windguard** wirbt genau dafür: Seine kaufmännische und technische Betriebsführung nehme die Nutzungsbreite der Windparks in den Blick. Sie lasse stets aktuell erkennen, ob technische Ausfälle die Stromernte mindern oder)

Mehr Ertrag aus bestehenden Windparks

Zusätzliche Stromerträge – ohne Umbau Ihrer Windenergieanlagen

Steigende Betriebskosten, sinkende Stromerlöse und auslaufende Förderungen setzen viele Bestandswindparks wirtschaftlich unter Druck. Gleichzeitig bleiben in zahlreichen Anlagen erhebliche Ertragspotenziale ungenutzt. Durch die gezielte Überprüfung bestehender Betriebsbeschränkungen lassen sich häufig zusätzliche Stromerträge realisieren – ganz ohne technische Umbaumaßnahmen, Repowering oder Eingriffe in die bestehende Infrastruktur. In Referenzprojekten konnten zusätzliche Jahreserträge von mehreren hunderttausend bis über zwei Millionen Kilowattstunden identifiziert werden.

Wo liegen die Potenziale?

- Optimierung schallreduzierter Betriebsmodi
- Überprüfung bestehender Schallauflagen
- Anpassung bestehender Genehmigungen und Betriebsparameter
- Datenbasierte Analyse bislang ungenutzter Ertragsreserven

Ihre Vorteile

- Höhere Stromerträge aus bestehenden Anlagen
- Verbesserte Wirtschaftlichkeit Ihres Windparks
- Keine hohen Investitionen

BMR energy solutions

Wir identifizieren und erschließen Ertragspotenziale in bestehenden Windparks. Von der ersten Potenzialanalyse, über die technische und regulatorische Bewertung bis zur Genehmigung und Umsetzung begleiten wir Betreiber dabei, das volle Potenzial ihrer Anlagen auszuschöpfen – effizient, wirtschaftlich und praxisnah.

Ihr Ansprechpartner: Michael Wessel

m.wessel@bmr-energy.com
+49 2451 91441-18



Ertragsreserven sichtbar machen Unverbindliches Screening anfragen





Foto: Deutsche WindGuard/Studio B

Betriebsführung für einen Hybridpark durch Deutsche Windguard

ALLGEIER INOVAR
Telefon: 0421/438410

APERA ENGINEERS
Telefon: 040/46641839

BMR ENERGY
Telefon: 02451/914410

DEUTSCHE-WINDGUARD
Telefon: 04451/95150

ENERGY GRID SERVICE
Telefon: 0421/24401880

GEWI
Telefon: 0511/51949199

KBR ENERGY MANAGEMENT
Telefon: 09122/63730

MVV TRADING
Telefon: 0621/2900

Redispatch genanntes Abregeln durch die Netzbetreiber bei überlasteten Leitungen, stromhandelsbedingtes Abregeln oder Betriebsbeschränkungen durch Sektormanagement – eine Begrenzung des Betriebs in einzelnen Ausrichtungssektoren der Turbinengondel mit belastenden Strömungsturbulenzen. Mehr denn je werden mit EEG 2027 und Netzpaket die Vergütungsansprüche wohl von diesen Analysen abhängen. Hat zudem der Windparkwartungsdienst eine vertragliche Verfügbarkeit zugesichert, sichere Deutsche Windguard dafür die „belastbare Grundlage für Garantie- und Malusansprüche sowie Abrechnungsprüfungen“.

Das sagt dort der Leiter des technischen Managements, Nicolas Kluth (siehe Interview rechte Seite, oben). Deutsche Windguard übertraf im August erstmals eine Windkraft-Gesamtkapazität von einem Gigawatt, die das Unternehmen in einem 2022 modernisierten Leitstand für Kunden überwacht. „Nach den Gesetzentwürfen wachsen Markt-, Netz- und Betriebsanforderungen stärker zusammen“, sagt Kluth. Entsprechend soll die Betriebsführung der Niedersachsen nun zügig die Datenfluss-Schnittstellen zu Direktvermarktern und Netzbetreibern einrichten und sichern.

Der Netzpaket-Entwurf enthält gleich zwei Regelungen, die der Betriebsführung eine neue Rolle zuweisen: die eines Frühwarn- und eines Verkehrsleitsystems zur zeitgleichen Handhabung mehrerer Stromvertriebswege. Denn: Sobald die Stromleitungsunternehmen mehr als fünf Prozent an Jahresernte der Windparks einer Verteilnetzregion wegen Netzüberlastung abregeln, können sie die Region für bis zu 6, verlängert vielleicht sogar bis 7,5 Jahre lang zur Engpassregion erklären. Darin müssen Wind-

0,9

MILLIONEN Euro lässt das digitale Lastmanagementsystem des Leistungselektronik-Zulieferers KBR Energy Management womöglich für Industrieunternehmen einsparen.

und Solarparkprojektierende vor dem Netzanschluss einen Nutzungsvertrag abschließen. Der Vertrag darf verfügen, dass die Netzbetreiber in Engpassjahren bis zu 18 Prozent der möglichen Erzeugung durch Redispatch entschädigungsfrei abregeln dürfen. Wenn drei Jahre in Folge im Schnitt nicht mehr als 5 Prozent abzuregeln waren, endet der Engpass auch. Betriebsführungen müssen hier früh anzeigen, ob im Folgejahr schon Redispatch-Eingriffe einen Großteil möglicher Einkünfte blocken und wann das endet.

Hinzu kommt eine Spitzenkappung, wonach neue Windenergieanlagen gemäß EEG-Entwurf nur noch eine Netzanschlusskapazität bis zur Leistungsdichte von 280 Watt pro Quadratmeter im Rotorkreis erhalten. Anlagen mit den Durchschnittswerten der 2025 bundesweit errichteten Turbinen müssten den Betrieb bei elf Prozent unterhalb der Nennleistung drosseln. Betreibende mögen dann, falls erlaubt, mit der Überkapazität die Batteriespeicher füllen oder Sektorenkopplung nutzen.

Innovative Windparkdienstleister bestellen schon ein neues Feld für Ernteverbesserungen – mit Blick auf die Standortgüte. Zum Verständnis: Das Kabinett will neue Windflächen in Süddeutschland mit schwachen 50 Prozent der Windhöufigkeit normal guter Standorte durch 65 statt bisher 55 Prozent Aufschlag auf den in der Ausschreibung bezuschlagten Einspeisetarif anreizen. Für nördlichere Projekte in bisherigen Hauptausbauregionen soll sich der Standortgüteausschlag aber reduzieren.

Hier bringen sich die Ingenieurdienstleistenden von **Apera Engineers** aus Hamburg ein. Das bis zu zehn Mitarbeitende zählende Unternehmen entstand 2024 als Ausgründung des Ingenieurbauunternehmens PE Concepts. Nun berechnet das Team

Betriebsführung: neue Vorgaben mit Weitblick meistern

Was bedeuten EEG 2027 und Netzanschlusspaket für die Betriebsführung?

» **Nicolas Kluth:** Nach den aktuellen Entwürfen wachsen Markt-, Netz- und Betriebsanforderungen stärker zusammen. Eine moderne technische Betriebsführung muss Verfügbarkeit sichern, belastbare Betriebsdaten liefern, Schnittstellen zu Direktvermarktern und Netzbetreibern organisieren, Abregelungen nachvollziehen und Betreiberpflichten erfüllen. Mit zunehmender Vernetzung und Fernsteuerbarkeit steigen die Anforderungen an sichere Kommunikationswege und robuste IT-Infrastruktur.

Wie bereiten Betreiber optimal vor, Markt- und Netzsignale dann sicher umzusetzen?

» **Nicolas Kluth:** Erforderlich sind vollständige und plausible Betriebsdaten, verlässliche Kommunikations- und Fernwirkchnittstellen, klar geregelte Zugriffsrechte, IT-Sicherheit sowie ein abgestimmtes Zusammenspiel von Anlage, Betriebsführung, Direktvermarkter und Netzbetreiber. All das ist seit Jahren Standard der Kritis-konformen technischen Betriebsführung bei der Deutschen WindGuard. Ein Plus an Sicherheit bieten wir durch die Überwachung der IT- und VPN-Infrastruktur sowie die Aktualisierung von Firewall- und Routersystemen.



„Markt-, Netz- und Betriebsanforderungen wachsen stärker zusammen.“

Nicolas Kluth,
Head of Technical
Management,
Deutsche WindGuard

DEUTSCHE
WINDGUARD

Foto: Deutsche WindGuard

Wie unterstützt Ihre Erfahrung PV-, Speicher- und Hybridprojekte – und wo hilft KI?

» **Nicolas Kluth:** Unsere bewährten Prozesse aus Leitwarte, IT-Sicherheit, Datenanalyse, Fristenmanagement und technischer Verantwortung entwickeln wir technologiespezifisch weiter. KI unterstützt uns bereits bei klar umrissenen Aufgaben in der Datenanalyse. Diese datenbasierten Prozesse übertragen wir auch auf PV-, Speicher- und Hybridprojekte. Die finale technische Beurteilung bleibt jedoch immer bei unseren erfahrenen Fachleuten.

Wie unterstützen Sie den wirtschaftlichen Betrieb langjährig betriebener Anlagen?

» **Nicolas Kluth:** Mit über 25 Jahren Erfahrung kennen wir die Besonderheiten unterschiedlicher Anlagengenerationen. Zur Zustandsbewertung verbinden wir die herstellerunabhängige Bewertung von Scada-Daten sowie die kontinuierliche Logbuch- und Fehlerhistorie mit regelmäßigen Begehungen und modernen Mess- und Analyseverfahren. So priorisieren wir Maßnahmen gezielt und unterstützen Verfügbarkeit und wirtschaftlichen Betrieb. ■

» **Web- und Messe-Wegweiser:**
windguard.de | WindEnergy A1|221

Fällt die Standortgüteförderung weg, zählt diese Optimierung

Lastberechnungen sind Ihr Job. Was helfen die fürs neue EEG 2027?

» **Matthias Saathoff:** Wir machen Lebensdauerberechnungen für die Weiterbetriebsprüfung und auch die Standorteignungsprüfung im Rahmen der BImSchG-Genehmigung. Mit unseren Lastrechnungen können wir Anlagenreserven zielgenauer bestimmen, als das durch die klassische Standorteignungsprüfung möglich ist. In der Folge können wir Betriebsbeschränkungen meist ganz vermeiden. Das wird jetzt interessant, weil bisher solche Ertragsverluste durch die Standortgüteprüfung wieder reingeholt werden konnten. In dem Moment, wo wir vielleicht auf solche Förderung verzichten werden müssen, spielt die Optimierung der Projekte eine noch wichtigere Rolle.

Sie können den Verbrauch von Lastreserven durch Turbulenzen mit anderen Lastreserven ausgleichen?

» **Matthias Saathoff:** Genau. Turbulenzen am Standort überschreiten die Turbulenzen, die der Hersteller in der Auslegung der Anlage angesetzt hat. Aber vielleicht ist die mittlere Windgeschwindigkeit geringer, sodass eine Rotorwelle weniger Umdrehungen erlebt, als für die sie mal ausgelegt wurde. Und das eine kann dann das andere aufwiegen.



„Wir machen Lastrechnungen. In der Folge können wir Betriebsbeschränkungen vermeiden.“

Matthias Saathoff,
Geschäftsführer,
apera engineers

apera
engineers

Foto: apera engineers

Das berechnen Anlagenbauer nicht?

» **Matthias Saathoff:** Doch. Aber da wir in Deutschland oft Mischparks haben, in denen ganz verschiedene Anlagentypen verbaut sind und es verschiedene Eigentümer gibt, kann es vorkommen, dass dem Hersteller aufgrund eines Interessenskonflikts mit anderen Kunden die Hände gebunden sind oder Hersteller nicht mehr auf dem Markt sind.

Können Sie dank Ihrer Unabhängigkeit noch mehr anbieten?

» **Matthias Saathoff:** Wir können Entscheidungsspielräume öffnen und für Projektierer, wenn es schnell gehen muss, frühe Lastabschätzungen treffen, die der Hersteller später optimiert. Oder: Eine neue Anlage, die vor meine Bestandsanlage gebaut wird, muss gedrosselt werden. Es wäre aber eine Win-Win-Situation, Lasttragreserven an den alten Anlagen zu nutzen und die neue große Anlage voll produzieren zu lassen. Unterm Strich steigert das den Parkertrag erheblich, die Parteien können sich über das Aufteilen der Mehrerträge einigen. (TW) ■

» **Web-Wegweiser:**
apera-engineers.de

um Geschäftsführer Matthias Saathoff einerseits, wie vom Unternehmensstart an anvisiert, die Lastreserven älterer Windparks, um Kosten und Ertragschancen eines Weiterbetriebs nach der EEG-Förderzeit zu klären. Doch macht Apera Engineers auch Lastreserven in Struktur und Stahl jüngerer Anlagen ausfindig (siehe Interview Seite 37 unten).

Häufig ergeben sich aus Standfestigkeitsprüfungen für die Baugenehmigungen windparkspezifische Betriebsbeschränkungen. Sie sollen Windturbinen vor materialermüdenden Überlastungen durch von Nachbaranlagen anwehenden Luftturbulenzen schützen. Das von Apera Engineers entwickelte Verfahren lasse die Betriebsbeschränkungen meist beenden und fast immer abmildern, sagt Saathoff. Gegen geringere Vergütungsaufschläge für mäßige Windstandorte in Mittel- und Norddeutschland will er mehr Erzeugung setzen. Apera Engineers spüre mit aeroelastischen digitalen Modellen für jeden Windenergieanlagentyp die Reserven auf.

Andere Optimierer nehmen sich der Einnahmen an. **MVV Trading**, die Energiehandels- und



Foto: MVV Energie

MVV-Energie-Gesamtvorstand (von links nach rechts) Johannes Werhahn (CSO), Gabriël Clemens (CEO), Hansjörg Roll (CTO) bei der Jahreshauptversammlung des Konzerns

Direktvermarktungstochter des Mannheimer Energiekonzerns MVV Energie, hatte im Juli 2025 den ersten Windpark an Land für die negative Sekundärregelleistung präqualifiziert und vermarktet. Der Windpark in Nordhessen „Siegfriedeiche und Buhlenberg“ mit 25 MW reduziert seither bei Einspeiseüberschuss im Stromnetz seine Leistung

ANZEIGE

Regelenergie für Windparks: Zulassungsprozess ist sehr schnell

MVV Trading war im Juli 2025 Pionier bei der Vermarktung von Sekundärregelleistung. Ist das ein wirtschaftlich attraktives Konzept für Direktvermarktungskunden?

» **Sarah Jungbauer:** Absolut. Wir erschließen so für unsere Kunden zusätzliche Erlöspotenziale. Die Windparks tragen zur Systemstabilität bei und erzielen zugleich Erträge. Unsere Erfahrungen zeigen, dass durch intelligente Vermarktungsstrategien gute Mehrerlöse möglich sind. Und über ein Profit-Share-Modell können wir die Direktvermarktungskonditionen für unsere Kunden signifikant verbessern.

Gilt das auch für Anlagen, die häufig von Redispatch betroffen sind?

» **Sarah Jungbauer:** Die erfolgreiche Umsetzung kann nur mit Einbindung des Netzbetreibers gelingen. Deshalb suchen wir früh den Dialog und prüfen gemeinsam die Rahmenbedingungen. Vieles lässt sich durch individuelle Abstimmungen lösen.

Wie schnell können Windparks in den Regelenergiemarkt integriert werden?

» **Sarah Jungbauer:** Nach Prüfung der technischen Anlagendaten erstellen wir kurzfristig eine Wirtschaftlichkeitsbewertung und begleiten den gesamten Präqualifizierungsprozess. Die Dauer hängt vor



„Mit hybriden Produkten bündeln wir all unsere Stärken.“

Sarah Jungbauer,
Teamleiterin Green
Solutions,
MVV Trading



allem von den beteiligten Netzbetreibern ab. In der Regel rechnen wir mit drei bis vier Monaten. Dabei profitieren unsere Kunden von unserer Erfahrung durch die Vermarktung von Windparks in allen deutschen Regelzonen.

Welche Rolle spielen Batteriespeicher künftig beim Vermarkten erneuerbarer Energien?

» **Sarah Jungbauer:** Flexibilität wird immer wichtiger. Deshalb führt MVV Trading klassische Direktvermarktung und Flexibilitätsvermarktung zu einem integrierten Ansatz zusammen. Für geförderte PV-Parks bieten wir die hybride Direktvermarktung an. Sie fußt auf dem bestehenden Direktvermarktungsvertrag und ergänzt die Vermarktung der Erzeugung um die der Speicherflexibilität. Die zusätzlichen Erlöspotenziale werden über eine transparente feste Vergütungskomponente fixiert. Für ungeforderte PV-Parks setzen wir auf Hybrid-PPA-Modelle. Dabei können wir unsere Stärken und Erfahrungen als Direktvermarkter, Flexibilitätsvermarkter und PPA-Strukturierer optimal bündeln. ■



Web-Wegweiser:

trading.mvv.de | WindEnergy A4.336

Foto: MVV Trading

gemäß dem Anforderungssignal des Übertragungsnetzbetreibers. Die Reaktion muss binnen 30 Sekunden nach Start der Anforderung einsetzen und die Turbine innerhalb von fünf Minuten den Höchstwert der Regelleistung erreichen können.

Wie viel Mehrertrag die Regelernergie bringt und ob sie in Netzengpassgebieten die Einspeisealternative für Windparkunternehmen sein wird, dürfte von Marktpreisen abhängen. Sicher ist: MVV Trading hat die Präqualifizierung der Windparks als vorangehende Eignungsprüfung soweit standardisiert, dass dafür in der Regel drei bis vier Monate genügen (siehe Interview links unten). Als weitere Antwort auf die wirtschaftlichen Herausforderungen durchs Netzpaket nimmt der Direktvermarkter seinen Windparkkunden neue Risiken ab: Greift der Netzbetreiber zum Beispiel zum Redispatch, gleicht MVV Trading die Mindereinkünfte aus. Sie treten ein, wo der gesetzlich für Entschädigungszahlungen des Netzbetreibers vorgegebene Mischpreis aus aktuellen Handelspreisen den vertraglich mit MVV Trading bestimmten Auszahlpreis nicht erreicht.

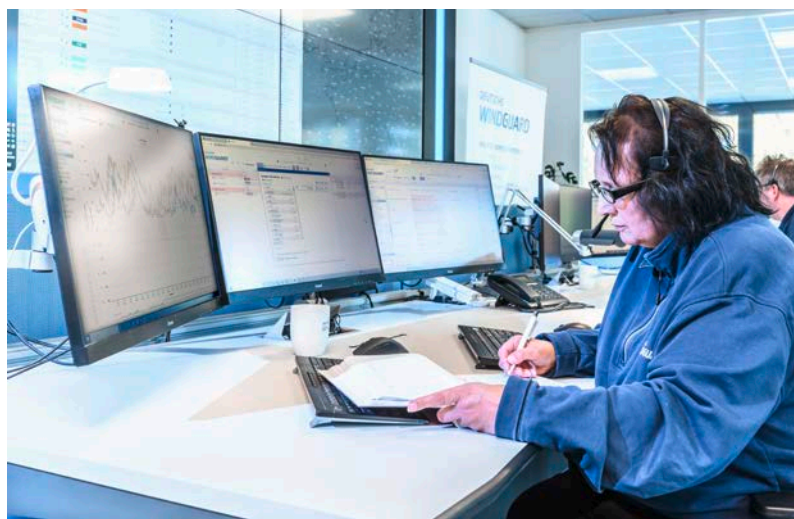


Foto: Deutsche WindGuard/Studio B

Leitwarte der Betriebsführung von Deutsche Windguard

Auch Gewi setzt auf die „automatic Frequency Restoration Reserve“ (aFFR) für Windparks, wie die negative Sekundärregelreserve technisch heißt. Der Akteur aus Hannover deutet an, bald ein Windparkportfolio dafür einzusetzen. Das Unternehmen gehört mehrheitlich dem Stromversorger Getec Energie. Bekannt ist Gewi dafür, Erzeugungskapazitäten von Wind- und Solarparks über PPA

BEI UNS SIND IHRE ANLAGEN IN DEN BESTEN HÄNDEN



über 25 Jahre Erfahrung
24/7 für Sie im Einsatz
KRITIS-konform
380+ Anlagen | 90+ Windparks
1 GW installierte Leistung

FÜR SIE VOR ORT!
Halle A1 | Stand 221

WindEnergy
Hamburg
The global on & offshore event

DEUTSCHE
WINDGUARD

TECHNISCHE BETRIEBSFÜHRUNG

Maßgeschneidert für Ihr Projekt in den Bereichen
Windenergie | Photovoltaik | Speicher | Hybrid

-  Maximierung von Verfügbarkeit und Energieertrag
-  24/7-Überwachung, Bereitschafts- und Meldedienst
-  Zustandsverfolgung und Instandhaltungsmanagement
-  Fristenverfolgung und Meldungen
-  Kommunikation mit allen Beteiligten
-  Volle Transparenz der Betriebsführung
-  Ganzheitliche Sicherheit für Sie als Betreiber



Deutsche WindGuard
25yearsTBF@windguard.de | +49 4451 9515 285
windguard.de

Mit herstellerunabhängiger technischer Betriebsführung gingen wir im Jahr 2000 an den Start. Heute bieten wir Ihnen rund 60 Dienstleistungen für alle Phasen Ihres Projekts: Consulting & Standortanalysen | Messungen | Windkanalzentrum | Technische Inspektionen & Betriebsführung | Offshore Consulting & Training | Onshore, Offshore, Weltweit.

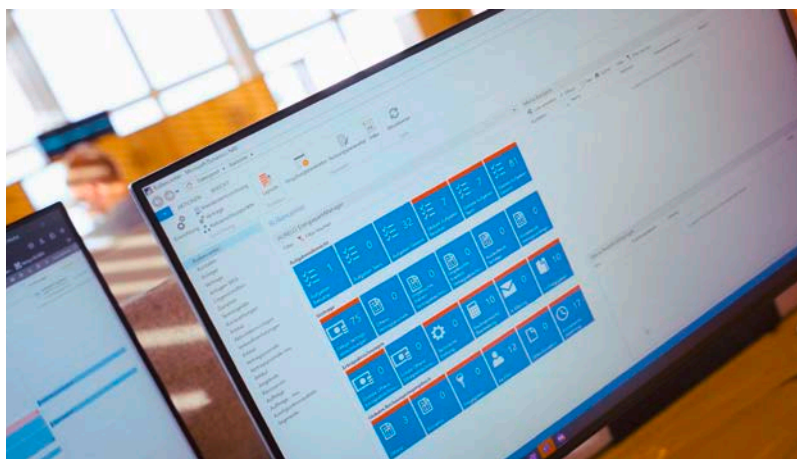


Foto: Screenshot - Imagefilm Allgeier inovar



Foto: Screenshot - BMR energy solutions



Foto: MVV Trading

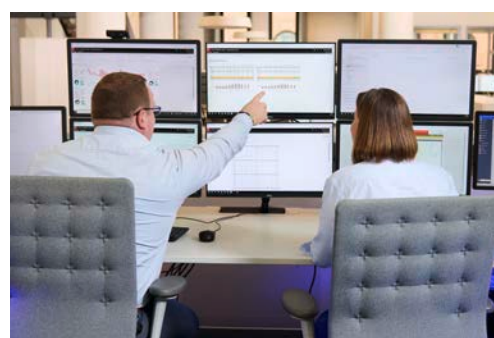


Foto: gewi

Neues Managementsystem für eine präzise automatisierte kaufmännische Betriebsführung bei Testkunde Westfalenwind (links oben), Simulation und datenbasierte Analyse schallreduzierender Betriebsmodi – im Imagefilm mit Mitarbeiter von BMR Energy, der eine Windturbine zurechtrückt (rechts oben), Unterzeichnung des ersten Festpreis-Vertrags für hybride Vermarktung einer Freiflächen-Solar- und Speicher-Anlage zwischen MVV Trading und Max Solar im Juni in München (links unten), Handelsdesk bei Direktvermarkter Gewi (rechts unten).

für bis zu drei Jahre an das Mutterunternehmen zu binden, das daraus Industriekunden mit Grünstrom versorgt.

Das aFFR-Geschäft lasse im Vergleich zur reinen Direktvermarktung an der Strombörse „einen Mehrertrag zu“, sagt Gewi-Geschäftsführer Patrick Notzon (siehe Interview oben rechts). Regelenergievermarktung sei allerdings kein Ersatz, sondern eine Ergänzung im Rahmen der klassischen Direktvermarktung.

Insbesondere die ebenfalls in den Koalitionsvertrag geschriebene Industriestromdirektversorgung ließe im Falle gedeckelter Netzeinspeisung die Überschüsse von Windparks gut verwerten – oder womöglich auf Netzanschlüsse verzichten. Seit 2023 sind sie möglich, jedoch vorerst nur in einer vage vorgegebenen räumlichen Nähe und mit einer Direktleitung zum stromabnehmenden Werk.

„Zentrale Stelle, an der Verträge, Pachten, Abrechnungen, Prognosen und Zahlungsströme zusammenlaufen.“

Ulrich Zahner,
Geschäftsführer,
Allgeier inovar, zur
Betriebsführung

Bei den netztechnischen Herausforderungen lässt das bayerische **KBR Energy Management** die Industriebetriebe zu Akteuren werden. Sie sollen einerseits die Stromqualität im Netz und beim Einspeisen stärken. Hierzu dient eine leistungselektronische Kompensationsanlage mit intelligentem Blindleistungsmanagement. Andererseits bietet KBR Energy Management ein digitales Lastmanagementsystem an, das teure Lastspitzen in den Fabriken vermeidet und somit heute schon Energiekosten bis im hohen fünfstelligen Eurobereich spare. Das sagt Christian Wiedemann (siehe Interview Seite 41 unten), leitender Produktmanager bei dem mittelständischen Zulieferer.

Die Kompensationsanlage regelt zum Aufbau der Magnetfelder in Elektromotoren und Transformatoren entstehenden induktiven Blindstrom wieder aus dem Betriebsnetz. Dabei steuert sie

Zusatzerlöse und Systemverantwortung für Windparks

Der Regelenenergiemarkt ist vielen Windparkbetreibern noch wenig vertraut. Was ist automatische Sekundärregelleistung?

» **Patrick Notzon:** Die „aFRR“ – automatic Frequency Restoration Reserve, früher Sekundärregelleistung, unterstützt die Einhaltung der Netzfrequenz bei 50 Hertz. Übertragungsnetzbetreiber schreiben dafür Leistung aus. Wer einen Zuschlag erhält, hält für einen Zeitraum flexible Leistung als Regelenenergie vor, die bei Bedarf abgerufen werden kann. Es gibt eine Vergütung für diese Vorhaltung, plus eine für wirklich gelieferte Regelarbeit. Windkraft wird so vom vermeintlichen Störfaktor zum Systemakteur für Netzstabilität.

Was unterscheidet das von der klassischen Direktvermarktung?

» **Patrick Notzon:** In der Direktvermarktung wird erzeugter Strom am Markt verkauft; bei negativen Preisen werden Anlagen oft abgeregelt. Regelenenergievermarktung ist kein Ersatz, sondern eine Ergänzung innerhalb der Direktvermarktung. Windparks können für bestimmte Zeitfenster Kapazität anbieten, die bei Bedarf gezielt heruntergeregelt wird. So entsteht eine zusätzliche Erlösquelle, ohne dass Betreiber ihr Vermarktungsmodell verlassen müssen.



„Die Regelenenergievermarktung ist eine Ergänzung innerhalb der Direktvermarktung.“

Patrick Notzon,
Geschäftsführer, gewi



Welche Voraussetzungen sind zu erfüllen?

» **Patrick Notzon:** Die technische Präqualifikation ist anspruchsvoll. Der Park muss auf Abrufsignale binnen 30 Sekunden reagieren und in fünf Minuten die angeforderte Abregelung erreichen. Dazu kommen umfangreiche Datenanforderungen – etwa Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Wirkleistung und insbesondere die mögliche Einspeisung unter aktuellen technischen und meteorologischen Bedingungen. Der Datenpunkt muss oft gemeinsam mit dem Anlagenhersteller verfügbar gemacht werden.

Lohnt sich der Aufwand wirtschaftlich?

» **Patrick Notzon:** Es hängt auch vom Marktpreis ab. Und der Erlös muss mögliche Opportunitätskosten kompensieren, etwa wo ein Park bei negativen Preisen nicht mehr sofort abgeschaltet werden kann. Mögliche Zusatzerlöse lassen sich nicht dauerhaft garantieren, aber das Modell kann im Vergleich zu purer Direktvermarktung einen Mehrertrag ermöglichen. Gewi und GETEC ENERGIE begleiten Präqualifikation, Tests, Abstimmung mit Netzbetreibern und Vermarktungs- und Gebotsstrategie. (NW) ■

» **Web- und Messe-Wegweiser:**
gewi.energy | WindEnergy A1.153

Foto: gewi

Neuer EZA-Regler: Blindleistung soll weniger Wirkstrom kosten

Industriebetriebe müssen künftig zur Spannungsqualität beitragen, wirtschaftlicher Strom nutzen und eigene Wind- und Solarstromerzeugung einbinden. Welche Technik liefert KBR hierfür?

» **Christian Wiedemann:** In ihren Mischanlagen für Energiebezug und Eigenerzeugung müssen Industriebetriebe unterscheiden zwischen Blindleistung, die notwendig ist, und der anderen Blindleistung, die nicht gewollt ist. Nicht gewollt ist Blindleistung, die beim Aufbau der magnetischen Felder in Elektromotoren oder Transformatoren induktiv entsteht. Eine klassische Kompensation regelt kapazitativ jeder Blindleistung entgegen, nimmt sie auf – eine in den Leitungen hin- und herschwirrende nicht nutzbare Elektrizität. Wir optimieren nun mit einem großen Hersteller diesen EZA-Regler. Solche sind vorgeschrieben, damit der Netzbetreiber bei zu viel Einspeisung die EZA, die Erzeugungsanlage, abregeln kann. Mit dem Regler gibt er auch vor, welche Blindleistungskennlinien die EZA fahren muss. Denn der Wechselrichter der EZA soll Blindleistung erzeugen, die das Netz für die Spannungskonstanthaltung braucht. Künftig sagt der EZA-Regler zur Kompensationsanlage: Bevor ich den Wechselrichter mehr Blindleistung erzeugen



„So wenig Energie wie möglich abregeln.“

Christian Wiedemann, Leiter Produktmanagement und Stromqualität, KBR Energy Management



lasse, gib Du sie mir. Also lass mich Dich herunterregeln. Der Vorteil ist, dass ich den Wechselrichter keine Blindleistung auf Kosten des eigentlichen Wirkstroms stellen lassen muss.

Für die künftig belohnte Netzdienlichkeit empfehlen Sie ein Einspeisemanagement ...

» **Christian Wiedemann:** Damit Industriebetriebe ihre Energie schlauer einsetzen: Sie müssen die Börsenstrompreise anschauen, ihre teuren Lastspitzen und Verbraucher. Ein Management-System, unser multimax mit einem intelligenten Gateway, kann die Lastspitzen kappen und netzdienliches Verhalten erzeugen, was die Bundesnetzagentur ab 2028 will. Es sagt, wann Energie günstig ist, um sie dann zu speichern: als Wärme, Kälte und in Batterien.

Was ist das Ziel?

» **Christian Wiedemann:** Möglichst wenig Energie abzuregeln – was Geld sparen lässt. Jetzt schon senken von uns betreute Betriebe die Energiekosten um bis zu hohe fünfstelligen Beträge. Das wird noch Fahrt aufnehmen bei netzdienlichem Verhalten. (TW) ■

» **Web-Wegweiser:**
kbr.de

Foto: KBR Energy Management

EEG-2027-Novelle: Was auf Windparks zukommt

Der Kabinettsentwurf sieht das Ende der Einspeisevergütung vor. Was ändert sich dadurch für Windparks?

» **Ulrich Zahner:** Fast nichts. Windparks verkaufen ihren Strom über Ausschreibungen und Direktvermarktung längst selbst an der Börse und sind dem Marktpreis ausgesetzt. Das Neue liegt eine Ebene tiefer. Erstens durfte ein Windpark bisher alles behalten, was er am Markt verdient. Übersteigt der Jahresmarktwert künftig den anzulegenden Wert, muss der Betreiber den Überschuss abgeben. Zweitens gelten beim Netzanschluss neue Regeln. In kapazitätslimitierten Gebieten bekommt ein Projekt den Anschluss nur, wenn der Betreiber akzeptiert, dass seine Anlage bei Netzengpässen abgeregelt wird und ein Teil dieser Abregelung unentschädigt bleibt. An diesem Punkt entscheidet die Datenqualität über das kaufmännische Ergebnis. Es geht darum, wie kleinteilig ein Windpark seine Erlöse ermitteln, belegen und abrechnen muss.

Sie nennen die Mehrerlösabführung die schärfste Regelung. Warum?

» **Ulrich Zahner:** Bisher floss das Geld nur in eine Richtung: vom Netzbetreiber zum Betreiber. Wird diese geplante Änderung verabschiedet, hängt die Richtung vom Preis ab. Tückisch ist: Die Abrechnung erfolgt erst nach Jahresende. Ein Geldfluss, der vielleicht spät die Richtung wechselt, erfordert Rückstellungen. Wer erst beim Jahresabschluss zu rechnen beginnt, riskiert einen Liquiditätseingpass.

Was bedeutet der Verzicht auf Entschädigung in kapazitätslimitierten Gebieten praktisch?

» **Ulrich Zahner:** Nehmen wir einen Betreiber, der auf Entschädigung verzichtet hat, um überhaupt anschließen zu können — und sein Verzicht wäre bei 15 Prozent der erzeugten Strommenge gedeckelt. Wird mehr abgeregelt, wird die zusätzliche Menge entschädigt. Damit ist die Frage ‚Wie viel von diesem Deckel habe ich im August schon verbraucht?‘ keine Buchhaltungsfrage mehr, sondern ein Frühwarnwert. Er wirkt auf die Ertragsprognose und über sie auf Kreditvereinbarungen mit der Bank. Deshalb wird die kaufmännische Betriebsführung vollends zu einer Aufgabe, die das Geschäft aktiv mitsteuert. Denn sie ist die zentrale Stelle, an der Verträge, Pachten, Abrechnungen, Prognosen und Zahlungsströme zusammenlaufen.

Wie sehr wachsen technische und kaufmännische Betriebsführung zusammen?

» **Ulrich Zahner:** Heute ist die abrechnungsrelevante Zahl im Wesentlichen die eingespeiste Menge. Tritt die EEG-Novelle 2027 wie derzeit vorgesehen in Kraft, kann eine Teilmenge fehlen oder kein Geld bringen. Bei negativen Börsenpreisen entfällt die Förderung ohnehin. Für Redispatch dagegen wird der Betreiber entschädigt. Welcher Fall vorliegt,



„An diesem Punkt entscheidet die Datenqualität über das kaufmännische Ergebnis. Es geht darum, wie kleinteilig ein Windpark seine Erlöse ermitteln, belegen und abrechnen muss.“

Ulrich Zahner,
Geschäftsführer,
Allgeier inovar GmbH

weiß nur die technische Seite — aus der Anlagensteuerung und den Störungsmeldungen. Die Information muss aus der technischen Betriebsführung in die Abrechnung der kaufmännischen Seite gelangen. Automatisieren lässt sich das, indem die IoT-Daten aus der Anlage ohne manuelle Zwischenschritte direkt ins Abrechnungssystem laufen.

Gibt es Effekte, die Kunden unterschätzen?

» **Ulrich Zahner:** Ja, die Rückwirkung auf die Pacht. Sehr viele Pachtverträge vereinbaren die Pacht als Prozentsatz des Einspeiseerlöses. Wenn der Betreiber künftig einen Teil der Erlöse abführen muss, stellt sich sofort die Frage, ob dieser noch zur Bemessungsgrundlage gehört. Betreiber sollten jetzt ihre Vertragsmuster für Neuprojekte anpassen. Unterschätzt wird auch, wie stark der Druck auf durchgängig digitale Prozesse und lückenlose Dokumentenverwaltung wächst. Laut neuer Civey-Umfrage in unserem Auftrag verarbeiten nur 20 Prozent der Unternehmen ihre Rechnungen, Verträge oder Freigaben vollständig digital, jedes sechste – also 17 Prozent – arbeitet noch größtenteils oder komplett manuell. Die Branche hat bei der Digitalisierung viel erreicht, ausgeschöpft ist das Potenzial nicht.

Welche neuen Nachweispflichten kommen möglicherweise auf Betreiber zu?

» **Ulrich Zahner:** Stichwort Bewerbung um Projekte: Innovations- werden durch Resilienzausschreibungen ersetzt. Stichwort Betrieb: Abgeregelte Mengen müssen laufend auf den Jahresdeckel angerechnet werden, damit der Betreiber stets weiß, wie viel Spielraum er noch hat. Und das Netzanschlussverfahren ändert sich grundlegend. Der Reifegrad eines Projekts entscheidet dann über den Vorrang. Ab 2028 müssen Netzbetreiber vierteljährlich auch den Stand des Verfahrens melden und freie Kapazitäten monatlich veröffentlichen. Auch diesen Informationsstrom muss jemand auf Betreiberseite verarbeiten und auswerten.

Wie entwickeln Sie Ihre Lösung weiter?

» **Ulrich Zahner:** Wir haben den AURELO Energiepark Manager, unsere umfassende Branchensoftware mit Schwerpunkt auf der kaufmännischen Betriebsführung, systematisch gegen die Entwürfe der EEG-Novelle und den eigenen Quellcode geprüft: Die ausschreibungsbasierte Vergütung bildet sie im Kern schon ab. Die neuen Gebotshöchstwerte sind damit eine reine Aktualisierung hinterlegter Werte. Bleibt es bei den geplanten Regelungen, müssen wir die Abführung mit der umgekehrten Belegrichtung, den Abregelungsdeckel und die Begrenzung der Anschlussleistung neu einbauen. Das können wir nach dem Bundestagsbeschluss zügig umsetzen. ■

Foto: Allgeier inovar



Web- und Messe-Wegweiser:
allgeier-inovar.de | WindEnergy A4.130



Messestand von
Energy Grid
Service auf der
Husum Wind 2025

Foto: energy grid service

kapazitativ dagegen, wie es im Fachsprech heißt, und nimmt die Blindleistung auf. Denn diese in Leitungen mitschwirrende Elektrizität treibt keine Maschinen an, erhöht aber deren Verschleiß. Zugleich erzeugen Umrichter der Erneuerbare-Energien-Anlagen auf Anforderung der Netzbetreiber gezielt Blindleistung, weil dies die Spannung für den Stromtransport hält. Die KBR-Technik soll die Kompensationsanlage und den vom Netzbetreiber fürs Abrufen der Blindleistung genutzten sogenannten EZA-Regler miteinander reden lassen. Die Regler dienen dem Aussteuern der Grünstromparks. Künftig soll die KBR-Leistungselektronik die EZA-Regler weniger Blindstrom anfordern lassen und dafür vorhandene Blindleistung beisteuern. Weil Umrichter den Blindstrom auf Kosten des nutzbaren Wirkstroms bilden, wird das Wirkstromverluste senken.

Das technische und das kaufmännische Management der Grünstromanlagen werden freilich bei häufig wechselnden, sich ergänzenden Vermarktungsformen und mehreren greifenden Vergütungsregeln in neuen Betriebsformen zusammenfließen. Bildhaft: Wo immer schneller zusammenlaufende verschiedenfarbige Fäden nicht zum sprichwörtlichen Wollknäuel, sondern zum klaren Muster oder gar Bild führen müssen, braucht es eine präzise automatisierte neue Betriebsführung.

Mehrerlösabführung, entschädigungsfreies Redispatch im Netzengpassgebiet, parallel wirkende Fördersysteme infolge von EEG 2027, Netzpaket und Co. dürften dem betrieblichen Management ein Jonglieren mit veränderlichen Zahlen abverlangen. „Die muss jemand je Anlage sauber auseinanderhal-

„Belastbare
Grundlage für
Garantie- und
Malusansprü-
che sowie
Abrechnungs-
prüfungen.“

Nicolas Kluth,
Leiter Technisches
Management,
Deutsche Windguard,
über den Nutzen
einer Betriebsführung,
wenn sie gute Daten
liefert: zur Bewertung
der mit dem Wind-
parkwartungsdienst
vereinbarten techni-
schen Verfügbarkeit

ten und über Jahre belegen und laufend bewerten können“, sagt Ulrich Zahner, Geschäftsführer des IT-Dienstleisters **Allgeier inovar** (siehe Interview links). Das Unternehmen ist auf kaufmännische Betriebsführung in der Erneuerbaren-Branche spezialisiert. Diese solle künftig als Steuerungsin- stanz wirken, sagt Zahner: als „zentrale Stelle, an der Verträge, Pachten, Abrechnungen, Prognosen und Zahlungsströme zusammenlaufen“.

Seit 2010 beliefert das Unternehmen auch Windparkunternehmen mit dem digitalen Energieparkmanager Aurelo. In häufig fünfjährigen Beratungsphasen führen die aktuell rund 30 Aurelo-Experten die Kunden hin zu „integrierten digitalen Lösungen“. Wenn sich die Ertragsausfälle durch die neuen Gesetze häufen, darf kaufmännische Betriebsführung nicht mehr nur Zahlenkolonnen verlorener Kilowattstunden oder fehlender Erzeugungsmi- nuten zusammenzählen. Statt eines bloßen Wieviel muss sie immer auch das Warum einpreisen, weil die Gründe fürs Dimmen der Erzeugung die Ver- gütung bestimmen. Das neue digitale System wird somit Anlagensteuerungs- und Störungsmeldungen aus der technischen Betriebsführung einrechnen.

Auch **Energy Grid Service** bietet eine Innova- tion für komplexere Grünstromerzeugung. Die neue Einheit ist 2023 aus drei Teil- und Tochterunter- nehmen aus der Firmengruppe des Projektierers WPD entstanden. WPD Windmanager Technik, Deutsche Windtechnik Umspannwerke und Regeltechnik-Spe- zialist Oltec Service bündelten Elektrotechnik-Fähig- keiten in einem 130-Menschen-Unternehmen. Nun bietet Energy Grid Service (EGS) elektrotechni-

sche Hilfe für Wind- und Solarparks an. 2025 stellte EGS einen eigenentwickelten EZA-Regler vor. Seit Juli hat dieser das Komponenten-zertifikat.

Als Besonderheit werten die Bremer die herstellerunabhängige Einsatzfähigkeit des Reglers (siehe Interview unten). Er soll Windkraftanlagen unterschiedlichster Bautypen und Hersteller von vielen Betreibern sowie PV-Anlagen oder Speicher als Misch- oder Hybridpark an einem Netzverknüpfungspunkt dirigieren lassen. So kann der Regler einzelne Grünstromanlagen drosseln oder andere ohne Leistungssenkung belassen oder Systemdienstleistungen wie Blindstromanlagenbezogen anfordern. Dabei soll der Regler garantieren, dass die Einspeisung aller Anlagen zusammen zu keinem Zeitpunkt gegen Vorgaben des Netzbetriebs verstoßen.

Stoßrichtung des frisch zertifizierten EZA-Reglers ist damit indirekt ein weiteres im Koalitionsvertrag geeintes Vorhaben: Die sogenannte Überbauung lässt einen oder mehrere Grünstromparks mit mehr Nennleistung an ein Umspannwerk, als der Netzverknüpfungspunkt aufnehmen kann. Bei

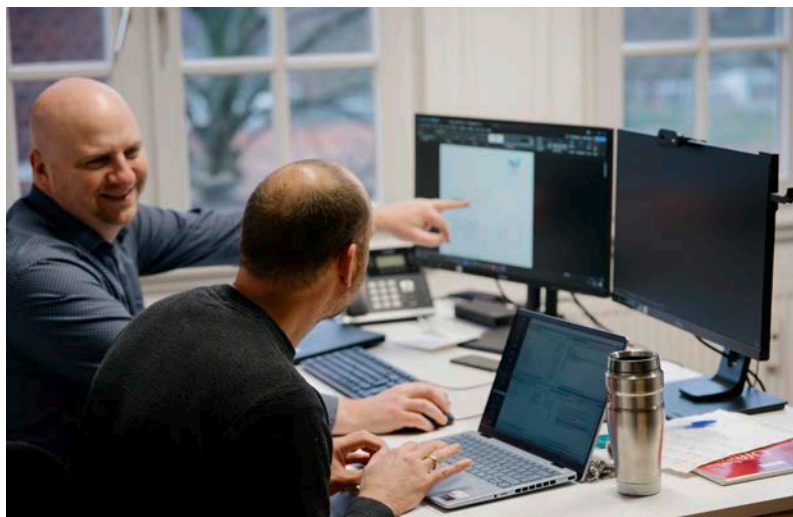


Foto: apera engineers

Apera-Engineers-Chef Matthias Saathoff – das Team ist ein Ableger von PE Concepts.

zu hoher gemeinsamer Einspeisung drosselt der Netzbetreiber die Leistung. Unterm Strich speisen die Beteiligten gemeinsam mehr Grünstrom ein und lasten Netzanschlusspunkte besser aus. Das senkt die Anschlusskosten, und es bleibt ein finanzielles Plus. Für eine künftige Überbauung am Netzanschlusspunkt lasse die Einheit ein Cable-Pooling zu, so nennt Energy Grid Service diese Leistung. ■

ANZEIGE

Zertifizierter EZA-Regler für komplexe Netzanschlüsse

Mit dem P6-EnergyControlSystem 3.1 bringt energy grid service (egs) eine eigenentwickelte Lösung fürs Regeln von Erzeugungsanlagen auf den Markt. Ihr Ansatz: Herstellerunabhängigkeit trifft auf langjährige Erfahrung zu Netzanschluss und Co.

Windparks und andere Erzeugungsanlagen werden technisch komplexer. Verschiedene Anlagen, Anlagenhersteller, Parksteuerungen und Kommunikationsschnittstellen müssen am Netzanschlusspunkt zuverlässig zusammenspielen. Hier setzt der EZA-Regler von egs an. Er regelt Wirk- und Blindleistung und verknüpft die Komponenten in einem gemeinsamen Regelungskonzept.

Herr Klausch, was zeichnet den EZA-Regler von egs besonders aus?

» **Oliver Klausch:** Ein wesentlicher Punkt ist für uns die Herstellerunabhängigkeit. Wir wissen aus der Praxis, wie verschieden die Anforderungen am Netzanschlusspunkt sein können. Wir haben den Regler sofort so entwickelt, dass er unterschiedliche Technologien und Schnittstellen flexibel integriert.



EZA-Regler von egs: „nach VDE-AR-N 4110 und 4120 zertifiziert“

Oliver Klausch,
Geschäftsführer
Technik, egs



Welche Rolle spielt die Eigenentwicklung?

» **Oliver Klausch:** Eine sehr große. Wir haben die Entwicklung vollständig selbst in der Hand – von der Software über den Schaltschrankbau und die Simulation bis zur Prüfung und Inbetriebnahme. So verbinden wir das Produkt mit unserer Erfahrung aus realen Netzanschlussprojekten und können auch auf projektspezifische Anforderungen reagieren.

Welchen konkreten Vorteil bringt die Zertifizierung Ihren Kunden?

» **Oliver Klausch:** Für Projektierer, Betreiber und Anlagenerrichter schafft sie eine zertifizierte Grundlage für die Anlagenzertifizierung. Hier bleiben sie in der technischen Ausgestaltung flexibel, weil unser Regler herstellerunabhängig konzipiert ist. Gerade bei Netzanschlüssen mit unterschiedlichen Erzeugungseinheiten und Schnittstellen ist die Kombination zertifizierte Technik und Flexibilität ein entscheidender Vorteil.

Auf der Windmesse Hamburg wird die Technik auch erlebbar: Am egs-Stand können Besucher an einem Modell selbst regeln und steuern. ■

Web- und Messe-Wegweiser:
energygridservice.de | WindEnergy A1.235