

Windkraft

Automatisierte Langzeitertragsprognosen

Mit 4cast Horizon hat das Unternehmen 4Cast GmbH & Co. KG nun eine neue Lösung auf den Markt gebracht, die einen neuen Ansatz bei der Langzeitertragsprognose verfolgt.

WETTERBEDINGUNGEN sind genauso volatil wie Energiemärkte. Betreiber und Projektierer von Wind- und Solaranlagen stehen daher vor der Herausforderung, die langfristige Rentabilität ihrer Projekte zu bewerten. Abschätzungen für den zu erwartenden Ertrag auf Basis von Wetterdaten sind daher so alt wie die Branche für Regenerative Energien selbst. Für seine neue Lösung 4cast Horizon nutzt der Anbieter umfassende Automationsverfahren, die eine schnellere Bewertung ermöglichen.

Langzeitertragsprognosen

Ein Einsatzschwerpunkt von Prognosedaten ist die Planung von Wind- und Solarprojekten. Hier werden Rentabilität und Machbarkeit bewertet. Üblicherweise beginnt der Planungsprozess mit der Flurbewertung, bei der entschieden wird, ob eine vertiefte Planung für ein bestimmtes Areal sinnvoll ist. Hier werden einfache Überschlagsrechnungen genutzt, die detailliertere Analysen wie etwa Abschätzungen der Windanlagen untereinander oder gesetzliche Auflagen außer Acht lassen.

Ist ein potenzielles Areal identifiziert, steht als nächster Schritt die Langzeitertragsprognose an. Diese liegt in Sachen Anspruch und Aufwand zwischen der initialen Flurbewertung und dem endgültigen Windgutachten, das zur Finanzierung benötigt wird. Die Langzeitertragsprognosen stellen einen schnellen und dennoch genauen Mittelweg dar, der bereits eine fundierte Entscheidung über den weiteren Projektverlauf ermöglicht.

Ein umfassendes Windgutachten gemäß der Technischen Richtlinie (TR) 6 hat hohe Anforderungen und umfasst detaillierte Berechnungen zu Schall, Schatten und Turbulenzen. Es erfordert zudem eine Standortbesichtigung. Solche Gutachten liefern eine hohe Zuverlässigkeit, was insbesondere bei Finanzierungsfragen auch verlangt wird. Langzeitertragsprognosen hingegen sind schneller und weniger detailliert, bieten jedoch eine wertvolle erste Einschätzung und ermöglichen eine schnelle Entscheidungsfindung in den frühen Planungsphasen. Weitere Einsatzschwerpunkte sind die Erweiterung bestehender Parks oder das Repowering, bei dem alte Anlagen durch neue, effizientere ausgetauscht werden. Bei Ersteren werden präzise Ertragsprognosen beispielsweise dafür benötigt, um Investoren zu überzeugen und die Finanzierung zu sichern. Beim Zubau müssen die Wechselwirkungen zwischen den neuen und alten Anlagen sowie die Auswirkungen auf den Gesamtertrag bewertet werden. Beim Repowering ist es wichtig, die neuen Erträge und die damit verbundenen Änderungen in den Abschattungsverhältnissen zu prognostizieren.

„4cast Horizon zeichnet sich durch ein hohes Maß an Automatisierung aus, das zu einer Geschwindigkeit und Präzision führt, die herkömmliche Methoden übertrifft“, sagt Sascha Bauer, CEO von 4cast. Die cloud-basierten Systeme des Unternehmens sind hochskalierbar und ermöglichen die parallele Bearbeitung von Berechnungen, wodurch mehrere Szenarien gleichzeitig durchgerechnet werden können. Dies führt zu einer zügigen wirtschaftlichen Bewertung neuer Projekte oder Änderungen an bestehenden Anlagen. „Während herkömmliche Prognosen oft Wochen benötigen, bieten wir eine Bearbeitungsdauer von nur fünf bis acht Werktagen, wobei wir den Zeitraum zukünftig noch verkürzen wollen“ so Bauer.

Ebenso sorgt die Automatisierung einzelner Prozessschritte dafür, dass Zeit und Ressourcen eingespart werden. Zu den Prognosen gehören unter anderem der Nettoenergieertrag, Informationen zur Windverteilung oder eine Windrose. Die Langzeitertragsprognosen basieren auf einer Kombination aus historischer Wetter- und Produktionsdatenanalyse. Das Unternehmen bietet auch eine detaillierte Standortanalyse, die Faktoren wie Geländebeschaffenheit und umliegende Parks berücksichtigt. Verschiedene Datenquellen

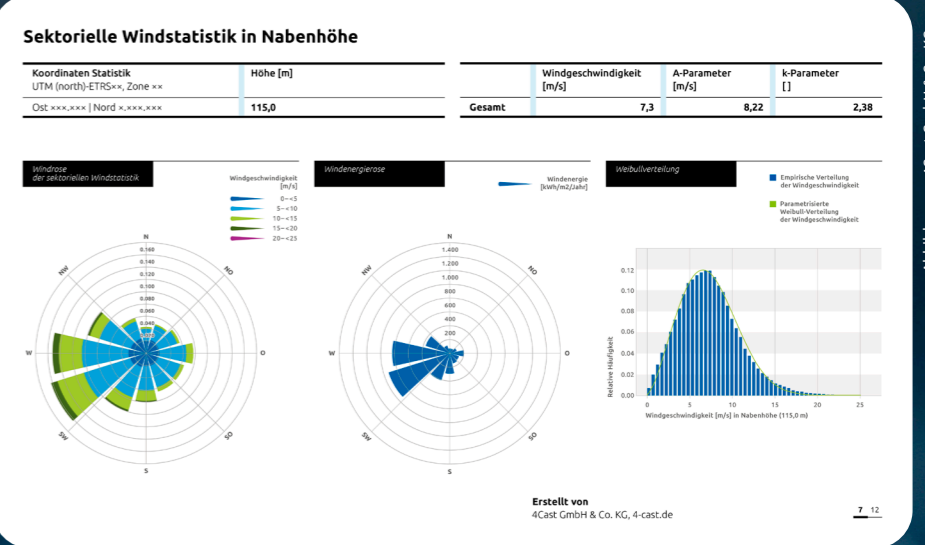
und physikalische Modelle unterstützen die Präzision der Vorhersagen. Technische Verluste und Umweltauflagen werden ebenfalls einbezogen, um präzise Nettoerträge zu ermitteln. „Besonders die Nutzung von probabilistischen Modellen ermöglicht eine genauere Prognose der Energieerträge“, so der Geschäftsführer.

Herausforderungen und Lösungen

Eine der größten Herausforderungen bei Langzeitertragsprognosen ist die Anpassung der Wettermodelle an lokale Windverhältnisse. „Wir nutzen zusätzliche Daten wie den Windatlas und Ertragsdaten von Referenzanlagen zur Kalibrierung“, so Bauer. Die Berechnung der Einflüsse der Windanlagen untereinander sowie die Gegebenheiten des Geländes stellen ebenfalls Herausforderungen dar. Die 4cast-Modelle berücksichtigen diese Faktoren, dafür verlieren sie jedoch bei höherer Geländekomplexität an Zuverlässigkeit. Ebenso berücksichtigt sind Unsicherheiten aus verschiedenen Quellen wie Winddaten, dem Gelände (Terrain) und modellierten Verlusten. Diese probabilistischen Ansätze zeigen eine hohe Bandbreite möglicher Ergebnisse.

Aufgabe für Projektierer und Planer

Projektierer oder Planer müssen verschiedene Informationen und Daten bereitstellen, um eine Ertragsabschätzung des Projekts zu gewährleisten. Notwendig sind Angaben zu den Stammdaten für jede Anlage und dem Turbinentyp, einschließlich der Nennleistung, des Rotordurchmessers und der Nabenhöhe. Falls erforderlich, sind auch Betriebsmodi unter gesetzlichen Auflagen zu berücksichtigen.

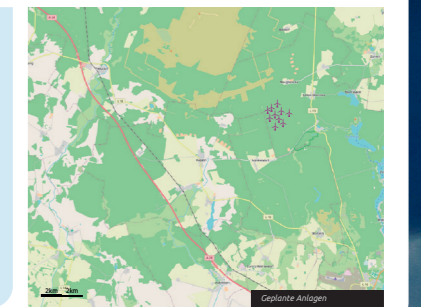


Sektorielle Windstatistik in Nabenhöhe. Teil der Analyse ist die Windrose, bei der die zu erwartende Intensität und die Richtung des Windes aufgezeigt werden.

Zusammenfassung der Ergebnisse

PS0 Nettoenergieertrag [MWh/a]	PS0 Bruttoenergieertrag frei [MWh/a]	PS0 Parkenergieertrag [MWh/a]	PS0 Parkwirkungsgrad [%]	Verlust Schall [%]	Verlust Fledermäuse [%]	Verluste Vereisung [%]	Verluste Wartung [%]	Verluste Technische Verfügbarkeit [%]	Netzerluste [%]	Gesamt genehmigungsrechtliche Verluste [%]	Gesamteffizienz [%]
234.567	345.678	302.678	87,6	1,3	1,0	0,5	2,0	3,0	2,0	5,7	78,8

Der PS0-Nettoenergieertrag für den Windpark xxx beträgt 234.567 MWh pro Jahr für 10 Anlagen des Typs xxx mit einer installierten Leistung von 6,6 MW in 110 m Nabenhöhe. Dieser berechnet sich im ersten Schritt aus dem Bruttoenergieertrag, der aus der abgeschätzten langjährigen mittleren Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe resultiert. Im zweiten Schritt werden Parkwirkungseffekte und weitere betriebliche Verluste berücksichtigt. Es ergibt sich eine Gesamtunsicherheit von 17%.



Eine Zusammenfassung der Ergebnisse. Die Gesamteffizienz des Beispiel-Windparks liegt hier bei rund drei Viertel des Nominalwertes.

Zudem müssen die genauen Koordinaten der Anlagen angegeben werden. Zusätzlich können optionale Angaben bereitgestellt werden, um die Unsicherheit der Berechnungen zu minimieren. Dazu gehören das Layout der Anlage oder eine entsprechende Karte und

Daten von Referenzanlagen, wie zum Beispiel SCADA-Daten. Auch Informationen zur Windmessung können hilfreich sein, um Ungenauigkeiten von verfügbaren Daten in Windatlanten zu verhindern. (sg)

www.4-cast.de