



Beim Windpark Uri von Energie-Uri führt Meteotest auf dem Gütsch Messungen mit 100-m-Mast und Lidar durch.

Bilder: Meteotest

Komplexes Gelände und kaltes Klima bei Windanlagen

Herausforderungen mit technischen
und datenbasierten Lösungen
bewältigen

Mit ihrem hohen Winterstromanteil ist die Windenergie für eine Schlüsselrolle in der schweizerischen Energiestrategie prädestiniert. Der Bundesrat hat in der Energieverordnung ein Windkraftausbauziel von 2,3 TWh/Jahr bis 2030 festgeschrieben. Um dieses Ziel zu erreichen, sind Standorte in den Alpen und auf den Jurahöhen besonders attraktiv, da sie durch ihre starke Exposition oft ein hohes Windpotenzial aufweisen.

Komplexes Gelände

Über flachem Gelände ist die Windströmung horizontal. Das Windgeschwindigkeitsprofil kann vereinfacht mit einer logarithmischen Zunahme beschrieben werden, wenn die atmosphärische Stabilität, also der Einfluss thermischer Prozesse ausgelöst von der Sonneneinstrahlung, nicht berücksichtigt wird.

Komplexes Gelände ist durch eine hügelige oder gebirgige Orografie bzw. eine erhöhte Oberflächenrauigkeit wie Städte oder Wald charakterisiert und beeinflusst Windströmungen stark. Im komplexen Gelände folgt die Strömung der Topografie. Der Windvektor ist also nicht mehr horizontal, sondern je nach Steilheit des Geländes stärker oder weniger stark geneigt.

Bei einer Überströmung eines Bergrückens oder bei einer Durchströmung einer Talenge, wie beispielsweise dem Rhoneknie bei Martigny, wird die Strömung kurzzeitig beschleunigt (Bernoulli-Gesetz). Das Windprofil lässt sich dort nicht mehr mit einer logarithmischen Kurve beschreiben. Auf der windabgewandten Seite des Bergrückens entstehen je nach Windgeschwindigkeit, Stabilität der Atmosphäre und Form des Berges Rotoren (Bild 1). Diese Rotoren sind eine Folge der Strömungsablösung und teils sehr turbulent. Die durch komplexes Gelände beeinflussten kleinskaligen Windbedingungen müssen in unterschiedlichen Phasen eines Windenergieprojektes berücksichtigt werden.

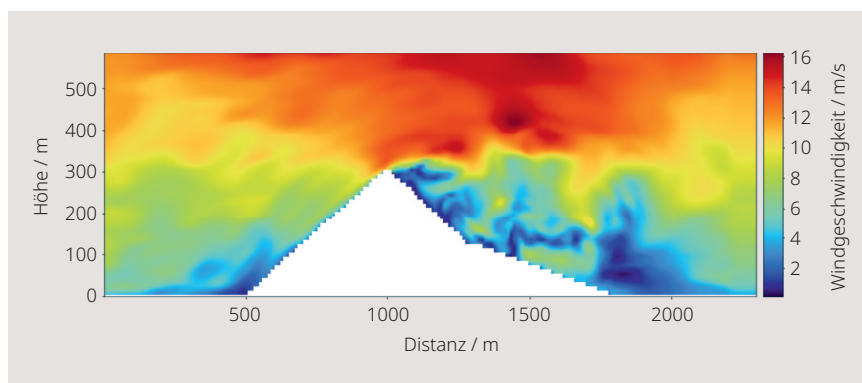


Bild 1 Modellierter Überströmung eines Gebirgsrückens: Auf dem höchsten Punkt ist die Beschleunigung sichtbar mit einem Windgeschwindigkeitsmaximum knapp über Boden. Hinter dem Rücken erfolgt eine Strömungsablösung mit erhöhter Turbulenz.

IN KÜRZE



Kaltes Klima

Eine weitere Herausforderung für die Windenergieentwicklung in der Schweiz betrifft die Vereisung. Diese entsteht, wenn bei Temperaturen unter dem Gefrierpunkt Wolken mit unterkühlten Wassertropfchen auf eine Oberfläche treffen. Wasser kann in sehr reinem Zustand bis zu -38°C flüssig vorkommen. Wenn diese unterkühlten Wassertropfchen auf eine Oberfläche wie beispielsweise ein Rotorblatt oder ein Windmessgerät treffen, frieren sie fest. Die vereisenden Bedingungen sind also Nebel bzw. Wolken und Temperaturen unter dem Nullpunkt. Diese Bedingungen sind im höheren Mittelland und im Jura relativ häufig. Daher ist Vereisung nicht nur im Gebirge, sondern auch in diesen Regionen sehr ernst zu nehmen.

Vereiste Rotorblätter sind beim Betrieb von Windkraftanlagen eine Herausforderung (Bild 2): Durch den veränderten Rotorblattquerschnitt nimmt die Effizienz der Turbine ab, und die Anlage produziert weniger Strom. Bei stärkerer Vereisung drohen Unwuchten und mechanische Schäden. Die Anlage muss gestoppt und kann bis zum vollständigen Abschmelzen des Eises nicht wieder in Betrieb genommen werden. Um einem empfindlichen Produktionsverlust im Winter entgegenzuwirken, hat sich in der Praxis durchgesetzt, Windturbinen für solche Bedingungen mit einer Blattheizung auszurüsten. Entweder werden die Rotorblätter von innen mit warmer Luft oder über integrierte Heizplatten beheizt.

Wenn eine Windkraftanlage trotz vereister Rotorblätter weiter in Betrieb ist, können sich mehrere Hundert Gramm bis Kilogramm schwere Eisstücke ablösen und mehrere Hundert Meter weit weggeschleudert werden. Damit entstehen erhebliche Risiken für Personen und Sachen, die sich in der Nähe befinden. Im Rahmen der Projektierung werden deshalb in einer Eiswurf- und Eisfallmodellierung die entsprechenden Risiken kalkuliert, um gezielte Massnahmen wie Abschaltungen, Sperrungen oder Warnungen zu definieren.

Schon bei der Windmessung während der Planungsphase muss Vereisung berücksichtigt werden: Vereiste Sensoren messen falsch oder gar nicht. Insbesondere Schalenkreuzanemometer sind anfällig, da sie nur ungenü-

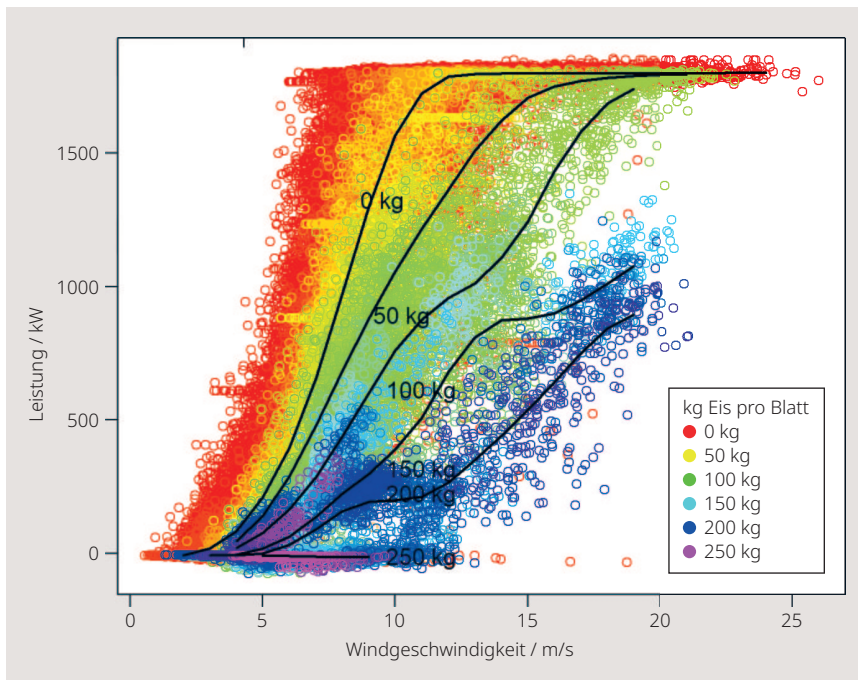


Bild 2 Ertragsverlust in Abhängigkeit des Eisansatzes an Rotorblättern.



Bild 3 Vereisungsschicht an einem Abspannseil eines unter der Last kollabierten Windmessmastes.

gend beheizt werden können. Beheizte 3D-Ultraschallanemometer sind hingegen vereisungsresistent. Gleichzeitig will man die Vereisungshäufigkeit quantifizieren. Dazu wird neben dem beheizten Ultraschallanemometer ein unbeheiztes Anemometer installiert. Durch die Diskrepanzen in den Windgeschwindigkeitsmessungen können Vereisungsperioden bestimmt werden. Die Summe dieser Perioden liefert eine potenzielle Vereisungsdauer und damit eine Angabe, wie häufig mit Produktionsausfall aufgrund von Vereisung gerechnet werden

muss. Im Ertragsgutachten wird der Ertragsausfall der künftigen Turbinen durch Vereisung berücksichtigt. Dies hilft dem Projektentwickler zu entscheiden, ob Turbinen mit Enteisungssystem bestellt werden sollen oder nicht.

Langjährige Windgeschwindigkeit auf der künftigen Nabenhöhe

Die Grundlage für jedes Windenergieprojekt in der Schweiz ist eine Windmessung an einem Masten mit einer Höhe von mindestens zwei Drittel der künftigen Nabenhöhe der geplanten Windturbinen. In der Schweiz ist der Wind sehr saisonal geprägt. So ist die Windgeschwindigkeit im Winter oft viel höher als im Sommer. In Regionen mit thermisch induzierten Winden ist das weniger ausgeprägt. Um den Jahresgang zu vermessen, wird in den internationalen Normen (beispielsweise Measnet, Technische Richtlinien 6 der FGW etc.) vorgeschrieben, mindestens zwölf aufeinanderfolgende Monate zu vermessen.

In der Schweiz werden heute dazu meist Messmasten eingesetzt, die 100 m und höher sind und für starke Vereisung und Extremwind ausgelegt sein müssen (Bild 3). Um diese Messungen auf Nabenhöhe einer zukünftigen Windturbine zu extrapolieren, werden Fernerkundungsmessungen eines Lasers (Lidar) eingesetzt. Diese erfassen die Windbedingungen der künftigen Rotoren über den ganzen Höhenbereich (bis maximal 300 m über Grund). Mit Windrichtungssektor-abhängigen Lidar-Profilen können die Mastmessungen auf Nabenhöhe extrapoliert werden.

Da die Windbedingungen nur während eines einzelnen Jahres vermessen wurden, müssen die Messungen korrigiert werden, damit sie ein klimatologisches, also langjähriges, Mittel wiedergeben. Die Windmessungen werden mit Daten permanenter Messstationen der MeteoSchweiz oder Reanalysedaten (ERA5, MERRA-2) korreliert und langjährig abgeglichen.

Aus diesem Verfahren resultiert am Messstandort eine langjährige Windstatistik auf Nabenhöhe einer zukünftigen Windturbine. Im komplexen Gelände kann nicht davon ausgegangen werden, dass die Windbedingungen im ganzen Projektperimeter gleich sind. Daher muss die Windstatistik horizontal

in das Gelände skaliert werden. In komplexem Gelände ist dies gemäss den Windenergie-Normen in einem Radius von bis zu 2 km um den Messstandort erlaubt, wenn ein geeignetes Modell verwendet wird. Dieses Modell muss die meteorologischen Herausforderungen im komplexen Gelände abbilden können. Statistische Windmodelle, die von logarithmischen vertikalen Windprofilen und laminarer Strömung ausgehen, sind dafür nicht geeignet. Die Lösung liegt hier in einer Computational Fluid Dynamics (CFD)-Windmodellierung. Dabei wird das Gelände aus unterschiedlichen Richtungen angeströmt (wie in einem virtuellen Windkanal) und mit der langjährigen Windstatistik skaliert.

Ertragsprognose

Mögliche Windparkkonfigurationen werden ins Modell integriert, und es werden Ertragsprognosen an den Standorten der Windturbinen berechnet. Dabei werden auch Ertragsverluste durch Abschattungseffekte benachbarter Windturbinen berücksichtigt. Mittels einer Unsicherheits- und Risikoanalyse können Erträge mit bestimmten Überschreitungswahrscheinlichkeiten berechnet werden. Da darauf basierend die Investitionsplanung erfolgt, spricht man von einem bankfähigen Ertragsgutachten.

Windturbinen sind nach IEC-Normen für bestimmte Turbulenzintensitäten ausgelegt. Diese lassen sich auf Basis der Mast- und Lidar-Messungen bestimmen. In sehr komplexem Gelände verlangen Turbinenhersteller darüber hinaus oft die Erfassung der Sekundenwerte der dreidimensionalen Windgeschwindigkeit, um ihre Anlagen für den Standort freigeben und Wartungsverträge mit definierten Verfügbarkeiten anbieten zu können. Solche Daten können mit 3D-Ultraschallanemometern erfasst werden, die den 3D-Windvektor über die Laufzeitdifferenz von Ultraschallimpulsen auswerten.

Was bringt die Zukunft?

Meteotest ist in der International Energy Agency in der praxisnahen Forschung von Windkraft in komplexem Gelände und unter vereisenden Bedingungen involviert. Aktuell sehen wir die folgenden vielversprechenden Entwicklungen:

Datengetriebenes Downscaling mittels Deep Learning: Der Schweizer Windatlas (windatlas.ch) gibt Behörden und Projektentwicklern einen ersten Anhaltspunkt zur Eignung eines Standorts zur Nutzung der Windenergie. Gerade in komplexem Gelände sind herkömmliche Windatlanten auf repräsentative Messungen in einem Umkreis von wenigen Kilometern angewiesen, um die Unsicherheit tief zu halten. Neuere Verfahren basieren auf mesoskaligen Wettermodellen, wie dem Modell

Icon der MeteoSchweiz mit einer horizontalen Auflösung von ca. 1 km. Mit einem Deep-Learning-basierten Downscaling können daraus die Windbedingungen herunterskaliert und auf Nabenhöhe von Windkraftanlagen effizient abgeschätzt werden. Damit lassen sich Standortevaluationen beträchtlich verbessern. Für die Projektplanung und bankfähige Ertragsgutachten werden detaillierte Windmessungen vor Ort jedoch weiterhin unerlässlich bleiben.

KI-basierte Vereisungsprognosen: Vereisungsprognosen für den Betrieb von Windturbinen erlauben es, Ertragseinbussen zu minimieren, indem die Anlage vorausschauend gesteuert (z.B. rechtzeitig beheizt) werden kann. Aktuelle Ansätze verbinden dabei meteorologische Messdaten und Betriebsdaten der Anlage mit einem Machine-Learning-Algorithmus, der mit vergangenen Daten trainiert wurde. Der Ansatz soll in einem kürzlich beantragten Horizon-Forschungsprojekt weiterverfolgt werden.

Lidar-Datenverfügbarkeit: Lidar-Messungen funktionieren durch das Zurückstreuen eines Teils des ausgesandten Laserlichts an Aerosolen. Im Winter ist die Aerosolkonzentration im Gebirge aus verschiedenen Gründen tief, was zu einer tiefen Datenverfügbarkeit führt. Mit verbesserten Algorithmen und Nachbearbeitung der Daten kann die Datenverfügbarkeit substanziell erhöht werden. Aktuell testet Meteotest den effektiven Nutzen entsprechend ausgerüsteter Lidar-Systeme.

Vereisungsmessung mit Lidar: Eine präzise Messung vereisender Bedingungen ermöglicht eine vorausschauende Steuerung von Rotorblattheizungen und verbessert Vereisungsprognosen; auch für andere Anwendungsgebiete wie beispielsweise die Aviatik und den Freileitungsbetrieb. Aktuell wird dazu geforscht, wie man die Lidar-Rohdaten nutzen kann, um neben Windvektoren auch vertikale Vereisungsprofile zu erfassen.

Fazit

Auch in komplexem Gelände und in kalten Klimazonen sind erfolgreiche Windenergieprojekte möglich. Es lohnt sich für Projektentwickler jedoch, erfahrene Ertragsgutachter und Turbinenhersteller frühzeitig miteinzubeziehen, um die spezifischen Bedingungen adäquat abzudecken. So gelingen Projekte, die das Potenzial der Windenergie auch an geeigneten Gebirgsstandorten erschliessen und die Produktion von wertvollem Winterstrom ermöglichen.

Autorin

Sara Koller ist Leiterin Wind & Eis bei Meteotest und Spezialistin für Windmessungen und Windgutachten in komplexem Gelände und unter vereisenden Bedingungen.
> Meteotest AG, 3012 Bern
> sara.koller@meteotest.ch