

# **Wind Speed Simulation and Insurance Products for Wind Farm Investors**

**Zusammenfassung der Masterarbeit an der Technischen Universität München in Kooperation mit der Allianz SE Reinsurance**

Annika Gauß

## **Motivation**

Spätestens seit der Nuklearkatastrophe von Fukushima und der damit verbundenen Energiewende nimmt die Bedeutung von erneuerbaren Energien in Deutschland stetig zu. Bezogen auf die Bruttostromerzeugung hat die Windenergie im Jahr 2012 mit 7,4 % den größten Anteil daran. Allerdings sind Windenergieanlagen für Investoren nicht ohne Risiko und es müssen diverse Faktoren beachtet werden, um konstante Erträge zu generieren. Bereits bei der Standortauswahl müssen in der Nähe von bewohnten Häusern Beeinträchtigungen durch Lärmüberschreitungen oder durch Schattenwurf der Rotorblätter ausgeschlossen werden. Auch sollten die Windkraftanlagen nicht in Gegenden von Fledermauspopulationen oder in Flugbahnen von Zugvögeln gebaut werden. Ignorieren dieser Faktoren könnte durch zeitweise notwendige Abschaltungen oder Drosselungen der Windenergieanlagen zu weit geringeren Erträgen führen als ursprünglich laut Windgutachten geschätzt wurde. Ein zwischenzeitlicher Ertragsausfall der Windkraftanlagen aufgrund technischer Probleme lässt sich weitestgehend durch eine Maschinenbruchversicherung abdecken. Die größte Unsicherheit, welche den Ertrag für einen Investor jedes Jahr beeinflusst und verändert, ist die Volatilität der Windgeschwindigkeiten. Windenergieanlagen laufen erst bei einer Windgeschwindigkeit von etwa 2 m/s bis 3 m/s an und müssen bei sehr hohen Windgeschwindigkeiten (20 m/s - 34 m/s je nach Anlagentyp) abgeschaltet werden, um keinen Schaden zu nehmen. Besonders in den ersten Betriebsjahren einer Windkraftanlage könnte es zu Problemen bei der Finanzierung kommen, wenn die Windgeschwindigkeiten häufig deutlich höher oder niedriger sind als es laut Windgutachten zu erwarten ist. Somit besteht das Ziel dieser Arbeit in der Entwicklung eines neuen Versicherungsproduktes, welches Windparkinvestoren gegen Produktionsausfälle aufgrund zu schwacher oder zu starker

Windgeschwindigkeiten absichert. Dabei werden pro Vertrag individuell der Standort der Windenergieanlage sowie ihre Bauart in die Preisfindung und das Auszahlungsprofil des Versicherungsproduktes einbezogen.

Die Masterarbeit wurde im Rahmen eines Stipendiums von der Allianz SE Reinsurance gefördert, da sie dort zur Bewertung eines potentiellen neuen Produktes herangezogen wird. Betreut wurde die Arbeit von Prof. Dr. Matthias Scherer (TU München), Dr. Martin Gansneder und Dr. Markus Stowasser (beide Allianz SE Reinsurance).

## **Zusammenfassung der Arbeit**

Wie in der Motivation dargelegt, befasst sich diese Arbeit mit der Entwicklung, Preisfindung und Bewertung eines Versicherungsproduktes zur Absicherung gegen Produktionsausfälle bei Windkraftanlagen aufgrund zu schwacher oder zu starker Windgeschwindigkeiten. Für die Implementierung dieser Arbeit wurde die Programmiersprache „R“ gewählt.

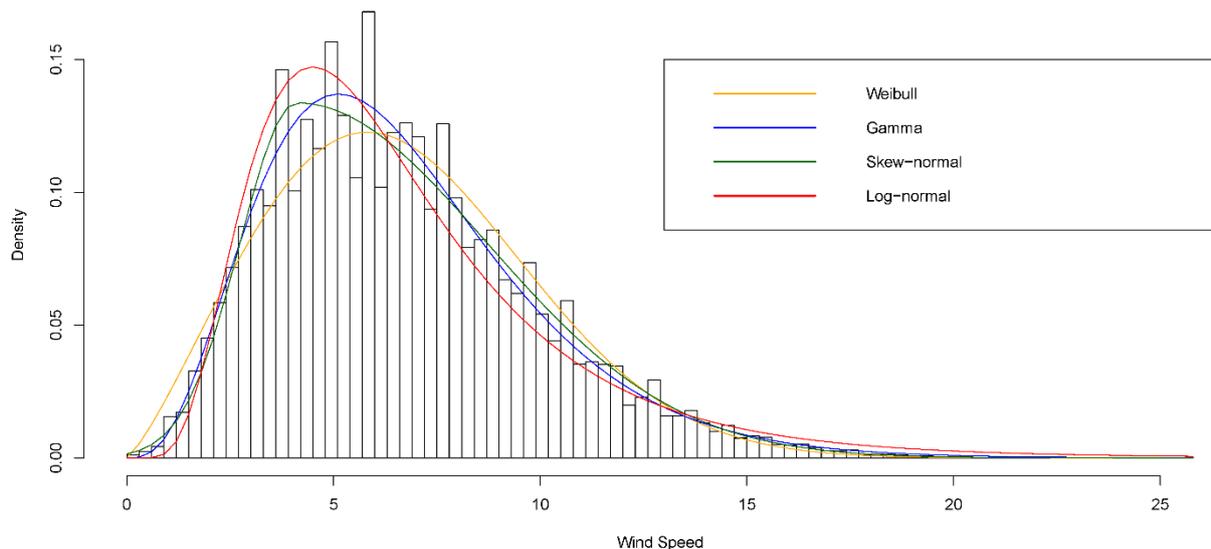
Als Einführung wird zuerst ein Überblick über den aktuellen Stand der Erzeugung von elektrischer Energie durch Wind in Deutschland gegeben, wobei speziell auf die Technologie von Onshore-Windenergieanlagen eingegangen wird. Weiterhin wird die Struktur des zu entwickelnden Versicherungsproduktes beschrieben und zwei mögliche Auszahlungsprofile für den Versicherungsfall werden vorgestellt. Diese sind so aufgesetzt, dass jeweils dann eine Auszahlung generiert wird, wenn die durchschnittliche Windgeschwindigkeit eines Tages bzw. einer Stunde die Anlaufgeschwindigkeit der Windenergieanlage unterschreitet bzw. die Abschaltgeschwindigkeit überschreitet. Bei dem ersten Auszahlungsprofil wird im Versicherungsfall eine Entschädigung gemäß der Produktionsrate bei Anlauf- bzw. Abschaltgeschwindigkeit bezahlt, bei dem zweiten Profil orientiert sich die Auszahlung an der mittleren Produktionsrate des Windrades und diese wird sowohl bei zu geringer als auch bei zu hoher Windgeschwindigkeit gezahlt. Die Vertragsdauer beträgt jeweils ein Jahr.

Im folgenden Kapitel werden Zeitreihen der Tagesdurchschnitts-Windgeschwindigkeiten verschiedener deutscher Städte betrachtet.

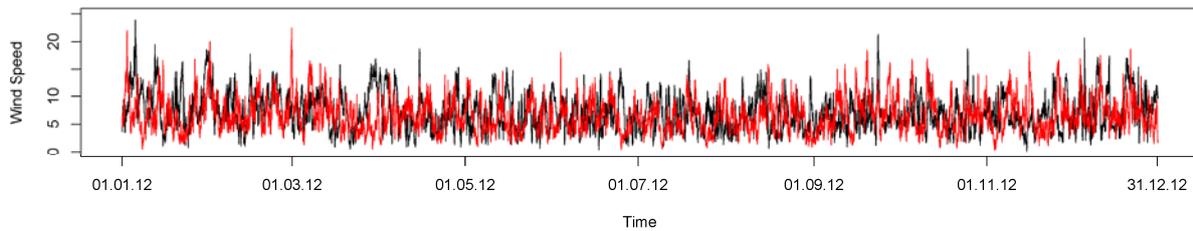
Hierzu stellte der Deutsche Wetterdienst einen Datenpool an historischen Zeitreihen täglicher und stündlicher Windgeschwindigkeiten verschiedener Messstationen zur Verfügung. Auf diesen Daten basierend werden vier Standorte im Kontext einer hohen Dichte von Windenergieanlagen im Umkreis der Messpunkte ausgewählt. Mithilfe linearer Regressionen werden fehlende Datenpunkte ergänzt, so dass vollständige Zeitreihen für verschiedene Analysen zur Verfügung stehen. Die Abhängigkeiten zwischen den verschiedenen Standorten werden durch Copulas visualisiert und interpretiert. Zudem werden die Zeitreihen gemäß des logarithmischen Windprofils von der ursprünglichen Messhöhe auf die Rotorhöhe einer exemplarisch ausgewählten, aktuell auf dem Markt erhältlichen Windkraftanlage transformiert, so dass man die Daten zur Risikopreisberechnung des Versicherungsproduktes heranziehen kann.

Um einen fairen Risikopreis für die Versicherungsprodukte zu berechnen, werden in den beiden zentralen Kapiteln zunächst die Tagesdurchschnitts-Windgeschwindigkeiten und anschließend die stündlichen Windgeschwindigkeiten analysiert und modelliert. Zur Modellierung werden zwei Methoden herangezogen: Bei der ersten Methode werden Verteilungsfunktionen an die Daten angepasst, bei der zweiten wird ein statistisches Modell entwickelt und an den Zeitreihen geschätzt.

Die erste Methode ist geeignet, da für die Berechnung des Risikopreises nur wichtig ist, wie häufig die Anschlaggeschwindigkeit pro Jahr unterschritten und die Abschaltgeschwindigkeit überschritten wird, aber nicht relevant ist, zu welchen Zeitpunkten dies geschieht. Somit ist es zunächst ausreichend, mehrere Verteilungsfunktionen an die historischen Windgeschwindigkeiten anzupassen. Mithilfe diverser Modellwahlkriterien, z. B. dem Kolmogorov-Smirnov-Test, wird für jeden Standort die beste Verteilungsfunktion ausgewählt. Aus diesen lassen sich die zu erwartenden Häufigkeiten zu niedriger und zu hoher Windgeschwindigkeiten berechnen und damit die Risikopreise gemäß der angepassten Verteilungsfunktionen bestimmen. Exemplarisch zeigt die folgende Grafik die untersuchten und an die stündlichen Windgeschwindigkeiten von Cuxhaven angepassten Verteilungen.



Um einen detaillierteren Blick auf die Windgeschwindigkeiten zu werfen, wird bei der zweiten Methode für jeden Standort ein individuelles „Autoregressives Moving Average (ARMA) Modell“ an die Zeitreihen angepasst. Diese Modellierung erfolgt in mehreren Schritten. Zuerst werden die Daten unter Anwendung einer Box-Cox-Transformation transformiert, um normalverteilte Daten zu erhalten. Anschließend werden jahreszeitliche Zyklen der Windgeschwindigkeiten sowie Zyklen in ihrer Schwankungsbreite durch abgebrochene Fourier-Reihen modelliert. Zudem wird der typische Tagesverlauf stündlicher Winddaten mittels eines „Moving Average Filters“ in der Modellierung berücksichtigt. Abschließend werden die Windgeschwindigkeiten der vorangegangenen Tage mithilfe des autoregressiven sowie des moving average Terms je nach Standort unterschiedlich stark in die Modelle einbezogen. Die Validierung der einzelnen ARMA Modelle erfolgt mit „In-Sample Tests“ und „Out-of-Sample Tests“. Als Ergebnis zeigt sich, dass die simulierten Zeitreihen die Charakteristiken der analysierten Windgeschwindigkeiten sehr gut wiedergeben. Mittels Monte-Carlo Simulationen wird nun die Anzahl an Tagen respektive Stunden pro Jahr bestimmt, an denen zu geringe bzw. zu starke Windgeschwindigkeiten erwartet werden, um die exemplarisch ausgewählte Windenergieanlage zu betreiben. Anschließend werden die Risikopreise auf Basis der bei dieser Methode entwickelten ARMA Modelle bestimmt. Folgende Grafik zeigt einen out-of-sample Simulationspfad der stündlichen Windgeschwindigkeiten Cuxhavens (rot) für das Jahr 2012 zusammen mit den historischen Daten (schwarz).



Im Anschluss an die Risikopreisberechnungen werden die unterschiedlichen Modellierungsansätze gegenübergestellt und bewertet. Es zeigt sich, dass zwischen den Risikopreisen der Produkte basierend auf den angepassten Verteilungsfunktionen und denen auf Basis des ARMA Modells kaum ein Unterschied besteht. Beide Methoden sind somit zur Bestimmung der Risikopreise geeignet, wobei das Anpassen von Verteilungsfunktionen aufgrund des deutlich geringeren Aufwandes zu bevorzugen ist. Beim Vergleich der Risikopreise der Produkte mit täglichem und mit stündlichem Auszahlungsprofil wird ersichtlich, dass die Tagesdurchschnitts-Windgeschwindigkeiten bei weitem nicht alle Stillstände der Windkraftanlagen darstellen. Die Versicherungsprodukte sind somit für Investoren und Versicherungsunternehmen nur mit einem Auszahlungsprofil auf Grundlage von stündlichen Datenreihen interessant. Einen Umrechnungsfaktor zwischen den Risikopreisen mit täglichem und mit stündlichem Auszahlungsprofil zu finden, ist aufgrund der unterschiedlichen Standorte und des Einflusses der Eigenschaften der Windkraftanlage auf den Risikopreis nicht möglich.

In der abschließenden Analyse wird auf die Umsetzung des Versicherungsproduktes in der Realität eingegangen. Hierbei werden Methoden vorgeschlagen, wie versicherten Windenergieanlagen Messstationen des Deutschen Wetterdienstes zugeordnet werden können, um unabhängige Messungen zu erhalten, die entscheiden, wann es zu einer Auszahlung kommt. Zudem werden mögliche Probleme bei der Implementierung, zum Beispiel im Zusammenhang mit der Box-Cox-Transformation angesprochen. Ebenso wird erläutert, wie sich der Marktpreis der Produkte zusammensetzt. Zuletzt wird die Profitabilität des Versicherungsproduktes untersucht, indem anhand der historischen Winddaten der letzten drei Jahre die generierten Auszahlungen dieser Jahre ins Verhältnis zum Risikopreis gesetzt werden. Dabei zeigt sich, dass Investoren in windärmeren Regionen stärker von diesem Versicherungsprodukt profitieren als an küstennahen Standorten, welche in der Regel eine recht solide Windstärke aufweisen.