FLUKTUATIONEN DER WINDENERGIE UND DEREN VORHERSAGBARKEIT BEI EINEM VERSTÄRKTEN AUSBAU DES OFFSHORE ANTEILS IN DEUTSCHLAND BIS 2020

Frank SENSFUSS, Mario RAGWITZ und Martin WIETSCHEL

Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung ISI, Breslauer Straße 48,
D-76139 Karlsruhe, Tel. ++49-721-6809-157, Fax ++49-721-6809-272,
E-mail: mario.ragwitz@isi.fhg.de

1 Einleitung

Der verstärkte Ausbau der Windenergie ist ein zentrales Ziel der europäischen Energiepolitik. Aufgrund begrenzter Ausbaumöglichkeiten an Land liegt dabei ein besonderes Augenmerk auf der Erschließung der Offshore-Potenziale. Ausgehend von einer im Juni 2002 vom Deutschen Windenergieinstitut (DEWI) veröffentlichten Prognose zur Marktentwicklung der Windenergie (vgl. WindEnergy 2002) und entsprechend den Plänen der deutschen Bundesregierung wird der Anteil der Windenergie in Deutschland im Jahr 2020 auf über 20 % prognostiziert wobei etwa zwei Drittel der Elektrizitätserzeugung aus Offshore-Standorten stammt.

Das zentrale Anliegen dieses Artikels ist die Vorhersage und Analyse der zu erwarteten Fluktuationen der eingespeisten Leistung. Für eine Einschätzung der Auswirkungen der Fluktuationen auf den Regelenergiebedarf kommt der Vorhersagbarkeit der Windenergieeinspeisung eine besondere Bedeutung zu. Aus diesem Grund wird in einem Ausblick die Vorhersagbarkeit der multivariaten Winddaten untersucht, wobei lineare und nichtlineare Vorhersagemethoden an den Daten getestet werden und deren Leistungsfähigkeit verglichen wird.

2 Vorgehensweise

Für die Vorhersage und Analyse des Lastgangs der Windenergie wurde ein eigenes Modell entwickelt. Als zentrale Eingangsgröße wird die vom DEWI im Juni 2002 veröffentlichte Prognose zur Entwicklung der installierten Leistung der Windenergie verwendet (vgl. WindEnergy 2002). Die Modellierung erfolgt in fünf Jahreschritten bis zum Jahr 2020. Die wichtigsten Eingangsdaten des Modells und seine Struktur sollen im Folgenden erläutert werden.

2.1 Daten

Das jährliche Windenergieangebot unterliegt deutlichen Schwankungen. Eine Darstellung der Schwankungen des Energieangebotes findet sich im Windindex des Internationalen Wirtschaftsforums für Regenerative Energien, der in Abbildung 1 dargestellt ist.

Die Darstellung zeigt, dass die Abweichungen vom langjährigen Mittel bis zu 20 % erreichen können. Um diese Schwankungen im Windmodell zu berücksichtigen, wurden drei Referenzjahre ausgewählt. Dabei dient das Jahr 1990 als Repräsentant für ein sehr gutes Windjahr, während 1995 ein Jahr mit mittlerem Windenergieangebot repräsentiert und 1996 als Beispiel für ein Jahr mit sehr geringem Windenergieangebot dient. Für diese drei Beispieljahre wurden Daten zur stundenmittleren Windgeschwindigkeit für 22 Standorte aus dem FF-Messnetz des Deutschen Wetterdienstes (DWD) bezogen. Die Auswahl der Standorte richtet sich nach der Verfügbarkeit von Winddaten für die gewählten Beispieljahre und einer Einteilung Deutschlands in Windkategorien, die sich in den Arbeiten von Quaschning findet (vgl. Quaschning 2002). Der Offshore-Bereich wird dabei durch Inselstandorte repräsentiert. Die für die Berechnung der mittleren Luftdichte notwendigen Daten zur Temperatur wurden durch Monatsmittelwerte aus dem frei zugänglichen Datenbestand des DWD angenähert.

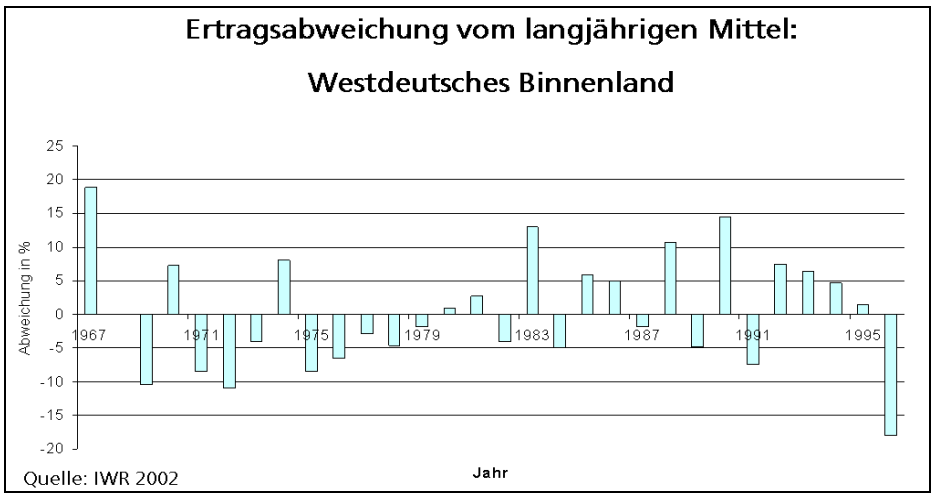

Abbildung 1: IWR-Windindex

Um das reale Verhalten der Windenergieanlagen möglichst realitätsgetreu abzubilden, werden im Modell Kennlinien von sechs Referenzanlagen benutzt, die jeweils einen bestimmten Typ von Windenergieanlagen repräsentieren. Mit der Enercon E40 und der Enercon E66 wurden zwei der meistverkauften Anlagen in Deutschland ausgewählt (vgl. Institut für Solare Energieversorgungstechnik, 2002). Die Anlage Nordex N90 repräsentiert eine typische Repowering-Anlage, speziell für windschwächere Regionen. Die AN Bonus 33,4 MK II-Anlage ist in Deutschland eher selten installiert, als typische stall-geregelte Anlage dient sie jedoch als Repräsentant für diesen Anlagentyp. Für den Offshore-Bereich werden die Kennlinien der Vestas V66 Offshore und der Enercon E112 verwendet. Da die Kennlinie der Enercon E112 als erste große 4,5 MW-Offshore-Anlage noch nicht verfügbar ist, wird die Kennlinie über die Leistungsbeiwerte der Enercon E66 18,7 mit 1,8 MW Nennleistung angenähert. Zur Ermittlung der Anlagendaten wurden Herstellerangaben und veröffentlichte Messergebnisse herangezogen. Die Kennlinien der Windenergienanlagen liegen in unterschiedlichen Messabständen vor. Um eine einheitliche Datenbasis zu schaffen, werden diese Kennlinien mit Klassierung der Windgeschwindigkeit von 0,1 m/s linear interpoliert.

2.2 Struktur des Windmodells

Auf der oben geschilderten Datenbasis aufbauend wurde ein Modell zur Vorhersage des Lastgangs der Windenergie entwickelt. Die Struktur des ISI-Windmodells ist in Abbildung 2 dargestellt. Im Zentrum des Modells steht die Formel für die Leistungsabgabe der Windenergie. Die im Szenario des DEWI prognostizierte Entwicklung der installierten Leistung wird auf die Referenzstandorte und -anlagen heruntergebrochen und mit Hilfe der Rotorfläche der Referenzanlagen und der technischen Verfügbarkeit in eine verfügbare Rotorfläche umgerechnet.

Die Luftdichte wird näherungsweise berechnet. Die verwendeten Näherungsformeln finden sich bei Quaschning (vgl. Quaschning 2002).

Die Höhenkorrektur der in 10 m Höhe gemessenen Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe erfolgt nach dem logarithmischen Höhenprofil (vgl. DWEA 2002). Die so errechnete Windgeschwindigkeit wird mit den Anlagenkennlinien abgeglichen und so der Leistungsbeiwert der Referenzanlagen ermittelt. Bei leistungsgeregelten Anlagen erfolgt eine Korrektur der Leistungsbeiwerte mit der berechneten Luftdichte nach einem von Molly (vgl. Molly 1990, S.205) veröffentlichten Näherungsverfahren.

Die im zentralen Modul errechnete stundenmittlere Leistungsabgabe des deutschen Windparks wird für die Erstellung weiterer Auswertungen herangezogen.

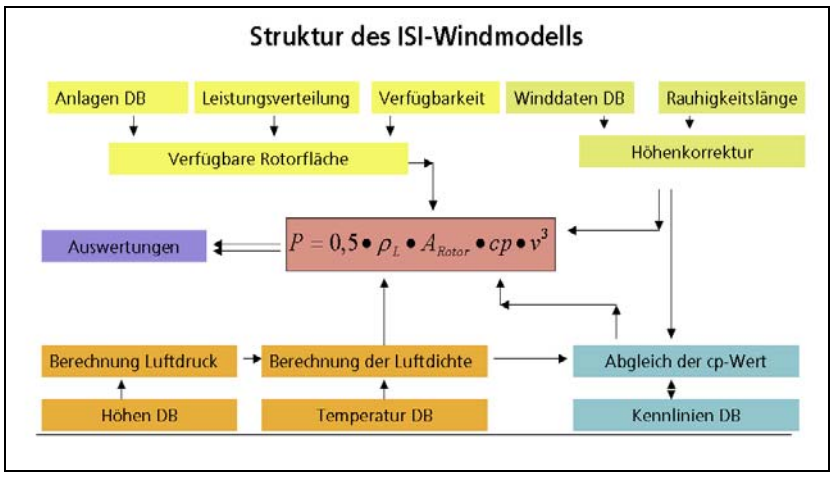

Abbildung 2: Struktur des ISI-Windmodells

3 Charakteristik der Einspeisungen aus Windenergie

3.1 Jahresgang

In diesem Abschnitt sollen die Auswertungen des ISI-Windmodells genauer untersucht werden. Ausgangspunkt für alle weiteren Auswertungen ist der erzeugte Jahresgang der stundenmittleren Leistung der Windenergie. Dieser Jahresgang wird für drei ausgewählte Referenzjahre mit gutem, mittlerem und geringem Windenergieangebot erstellt. In Abbildung 3 ist der Jahresgang der Windenergie für das Jahr 2020 bei Verwendung des Datensatzes für ein gutes Windjahr dargestellt.

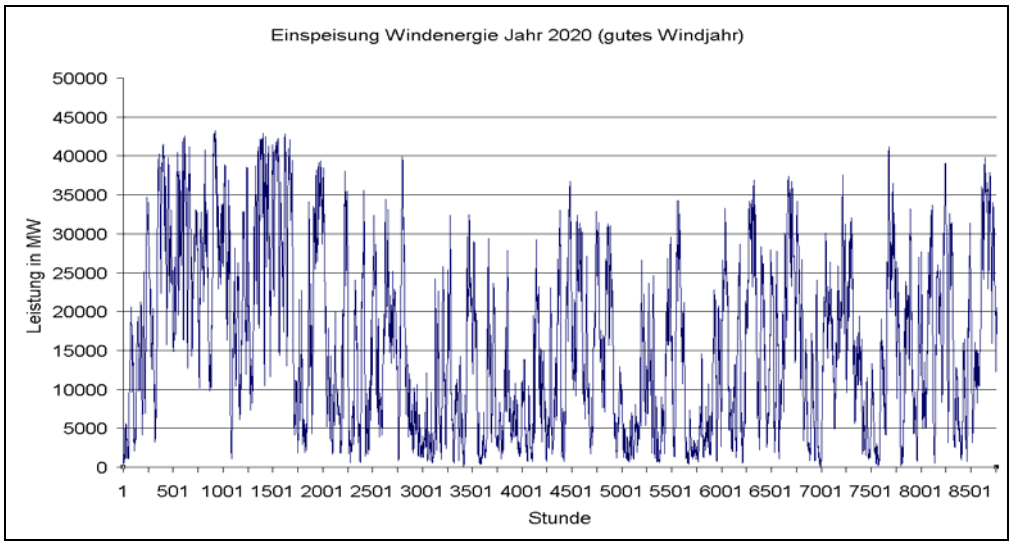

Abbildung 3: Jahresgang der Windenergie (Stundenmittelwerte)

Die erzeugte Energiemenge im Jahr 2020 erreicht in einem Jahr mit gutem Windenergieangebot 137,9 TWh. Bei einer installierten Leistung von 43 GW entspricht dies einer durchschnittlichen Volllaststundenzahl von 3207 h. Im Offshore-Bereich wird eine Energiemenge von 92 TWh erzeugt. Dies entspricht einer durchschnittlichen Volllaststundenzahl von ca. 4181 h. Im Onshore-Bereich wird mit 2190 Volllaststunden eine Energiemenge von ca. 46 TWh erzeugt. Die erzeugte Energiemenge schwankt jedoch je nach Windenergieangebot des verwendeten Winddatensatzes deutlich. In Abbildung 4 sind die Auswirkungen des Windangebotes auf die erzeugte Energiemenge für alle Stützjahre des entwickelten Szenarios dargestellt.

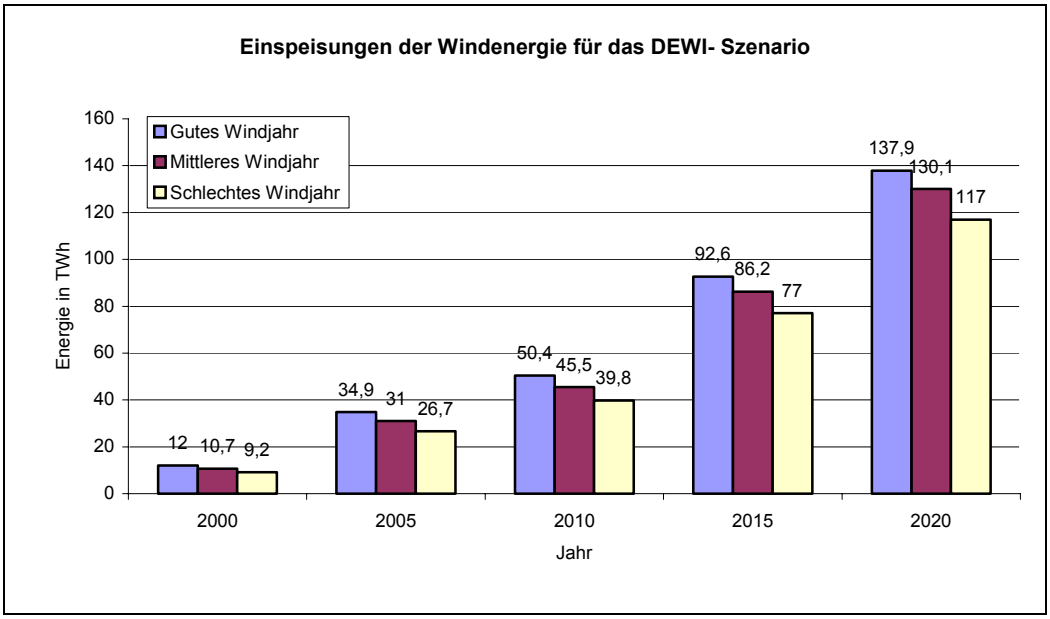

Abbildung 4: Fluktuationen in der jährlichen Stromerzeugung der Windenergie

Im Jahr 2020 beträgt die Differenz der erzeugten Energiemenge zwischen gutem und schlechten Windjahr ca. 21 TWh. Die absolute Höhe der Energiedifferenz zwischen gutem und schlechtem Windjahr nimmt durch den zunehmenden Ausbau zu. Im Verhältnis zur Energieerzeugung im guten Windjahr nimmt die Energiedifferenz jedoch von 23,3 % im Jahr 2000 auf 15,2 % im Jahr 2020 ab. Der Grund für diesen Effekt ist, dass die Schwankungen im jährlichen Energieangebot im Offshore-Bereich bei den gewählten Referenzjahren geringer sind als im Onshore-Bereich.

So verringert sich die jährliche Energieerzeugung im Offshore-Bereich gegenüber dem Referenzjahr mit gutem Windenergieangebot im schwachen Windjahr nur um 11 %, während die Schwankung im Onshore-Bereich ca. 23 % beträgt. Die errechnete Volllaststundenzahl für das Jahr 2020 sinkt im Offshore-Bereich von 4181 h im guten Windjahr auf 3718 h im Jahr mit geringem Windenergieangebot, während sich die Volllaststundenzahl im Onshore-Bereich von 2190 h auf 1676 h verringert.

Die Frage, ob sich der geschilderte Effekt verallgemeinern lässt, ist anhand der Datenbasis von nur drei Referenzjahren nicht zu klären. Hierfür wäre eine Untersuchung langjähriger Zeitreihen erforderlich.

3.2 Analyse der Leistungsdauerlinien der Windenergie

Für die weitere Analyse des Lastgangs der Windenergie erzeugt das ISI-Windmodell Leistungsdauerlinien für die Einspeisungen der Windenergie. Bei der Berechnung der Leistungsdauerlinie wird die kumulierte Häufigkeit der verfügbaren Leistung im Verhältnis zur installierten Leistung ermittelt. In Abbildung 5 ist die Leistungsdauerlinie für das Jahr 2020 bei gutem jährlichen Energieangebot dargestellt.

Es zeigt sich, dass die Leistungsdauerlinie für den Offshore-Bereich bedingt durch das höhere Energieangebot deutlich über der Leistungsdauerlinie des Onshore-Bereichs liegt. So beträgt die kumulierte Häufigkeit für die Verfügbarkeit von mehr als 50 % der installierten Leistung im Offshore-Bereich 46 %, während sie im Onshore-Bereich nur 14,7 % erreicht. Ein weiterer deutlicher Unterschied ergibt sich für die Verfügbarkeit von 100 % der installierten Nennleistung, die im Offshore-Bereich 4,3 % beträgt, während der maximal erreichte Wert im Onshore-Bereich bei 94,3 % der installierten Leistung liegt.

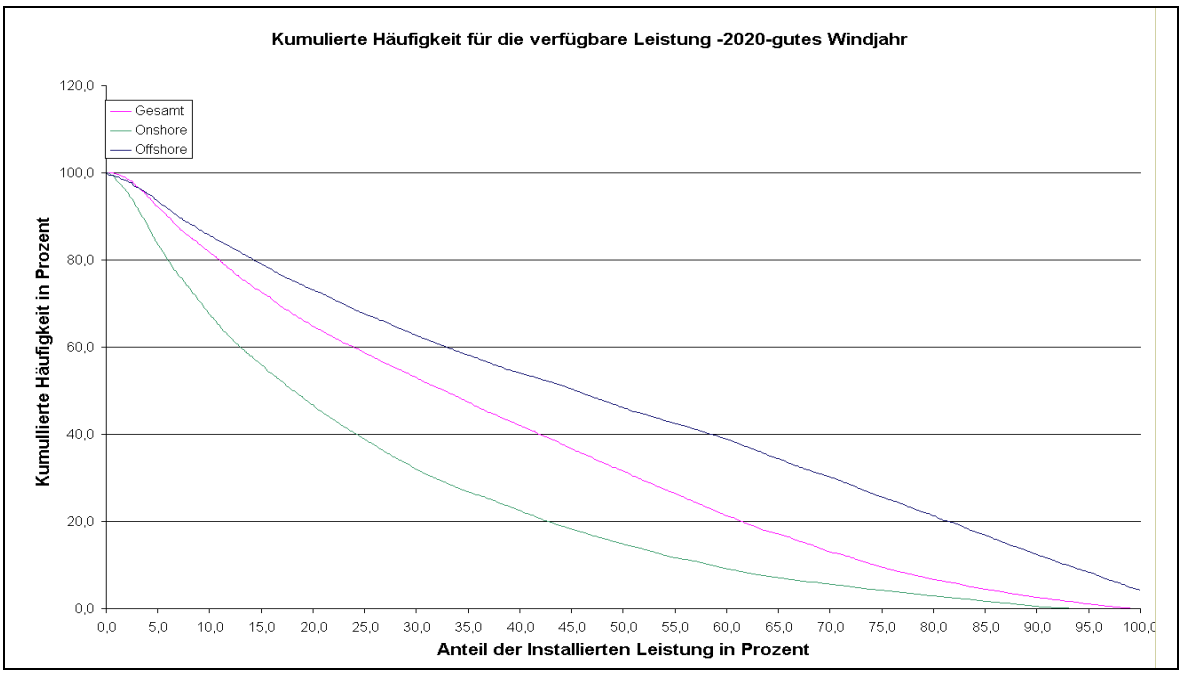

Abbildung 5: Leistungsdauerlinie für das Jahr 2020 bei gutem Windenergieangebot

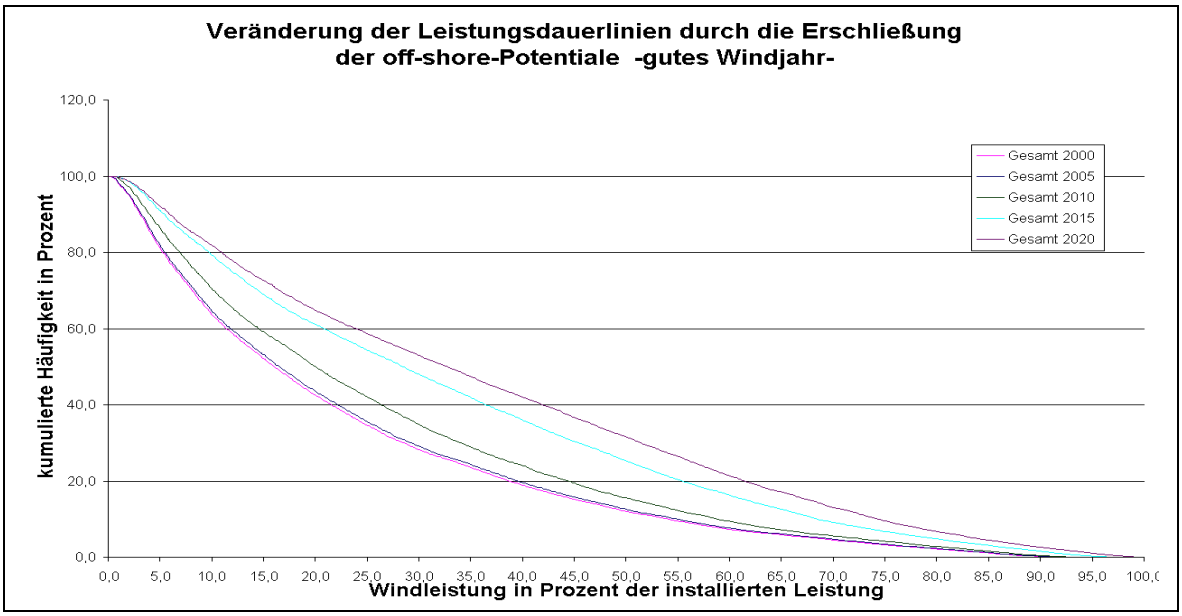

Abbildung 6: Vergleich der Leistungsdauerlinien des deutschen Windparks

Die maximal erreichte Leistung steigt von 91,4 % der installierten Leistung im Jahr 2000 auf 99,6 % im Jahr 2020. Bei einem Vergleich der erzeugten Leistungsdauerlinien für die verwendeten Referenzjahre des Windenergieangebotes zeigt sich der im vorangegangen Abschnitt schon beschriebene Effekt, dass das jährliche Energieangebot der gewählten Referenzjahre im Onshore-Bereich (in Relation zur erzeugten Energiemenge) deutlich stärker schwankt als im Offshore-Bereich. In den Leistungsdauerlinien zeigt sich dieser Effekt in ähnlich großen Abständen zwischen den Kennlinien, die sich jedoch auf unterschiedlichem Niveau bewegen.

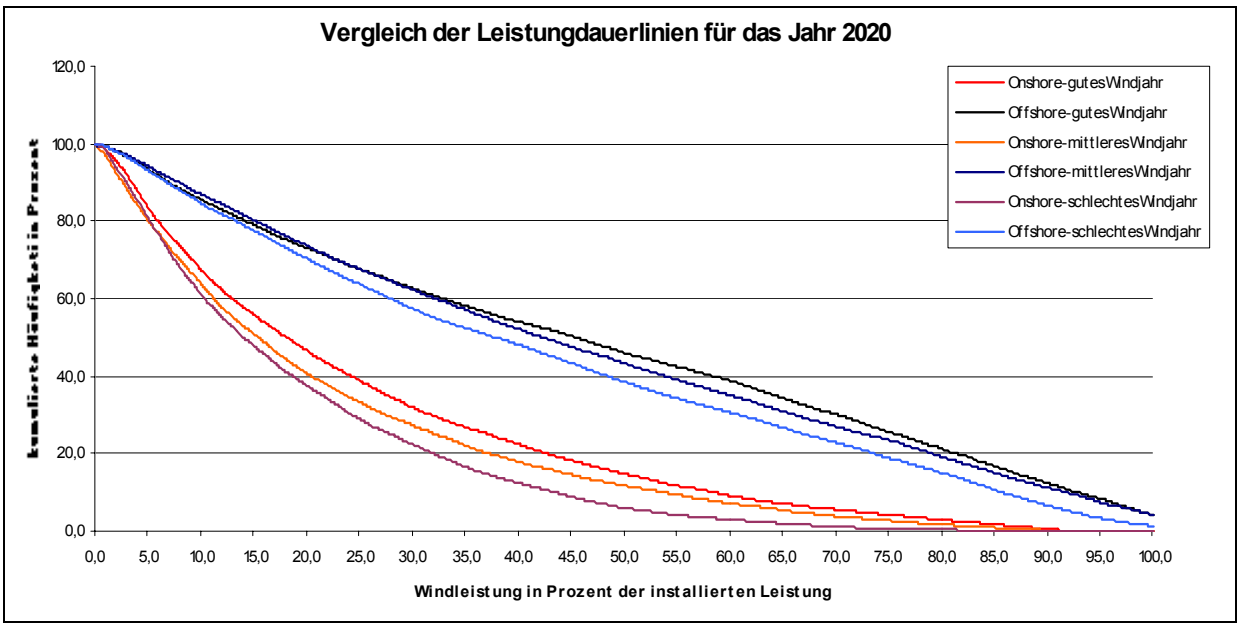

Abbildung 7: Auswirkungen des jährlichen Windenergieangebotes auf die Leistungsdauerlinien

3.3 Sichere Leistung der Windenergie

Für die Ermittlung der sicheren Leistung wird im Folgenden auf die von Wiese (vgl. Wiese 1994, S. 120) verwendete Definition der sicheren Leistung zurückgegriffen. Nach dieser Definition gilt der Anteil der installierten Leistung als gesichert, der mit einer Wahrscheinlichkeit von mindestens 97 % zur Verfügung steht. Wird dieser Ansatz auf den ermittelten Jahresgang der stundenmittleren Leistung angewandt, ergibt sich für die drei Referenzjahre das folgende Ergebnis.

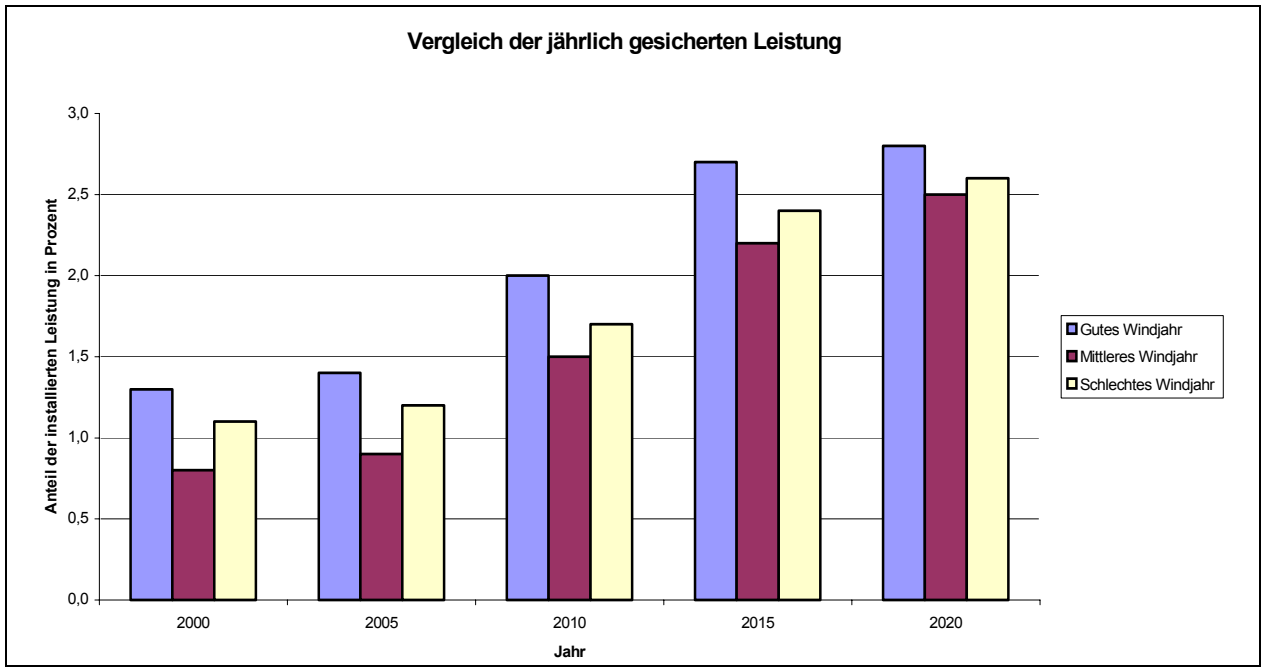

Abbildung 8: Vergleich der jährlich gesicherten Leistung

Aus Abbildung 8 wird deutlich, dass die gesicherte Leistung durch die zunehmende Erschließung von Offshore-Standorten im entwickelten Szenario ansteigt. Im Jahr 2020 liegt die gesicherte Leistung je nach Winddatensatz zwischen 2,5 % und 2,8 % der installierten Leistung. Bei einer instal-

lierten Gesamtleistung von 43 GW entspricht dies einer Leistung von 1075 MW bzw. 1204 MW. Zwischen den einzelnen Winddatensätzen ergeben sich zum Teil deutliche Unterschiede in der gesicherten Leistung. Auffällig ist, dass das Referenzjahr mit dem niedrigsten Gesamtenergieangebot in der gesicherten Leistung etwas über dem Referenzjahr mit mittlerem Energieangebot liegt. Dies zeigt, dass eine Betrachtung des jährlichen Gesamtenergieangebotes keinen direkten Rückschluss auf die Verteilung dieses Energieangebotes zulässt.

Für eine genauere Analyse der Verteilung des jährlichen Energieangebotes werden im ISI-Windmodell Auswertungen über das monatliche Energieangebot erstellt. In Abbildung 9 ist ein Vergleich dieser Auswertungen für das Jahr 2020 dargestellt. Es wird deutlich, dass das Windenergieangebot in den Sommermonaten im Allgemeinen niedriger ist als in den Rest des Jahres. Es zeigt sich allerdings auch, dass die monatliche Energieerzeugung in den Referenzjahren deutlich schwankt. So erreicht das Referenzjahr mit dem niedrigsten jährlichen Energieangebot im Jahr im November mit einer Einspeisung von 14,2 TWh den höchsten Wert.

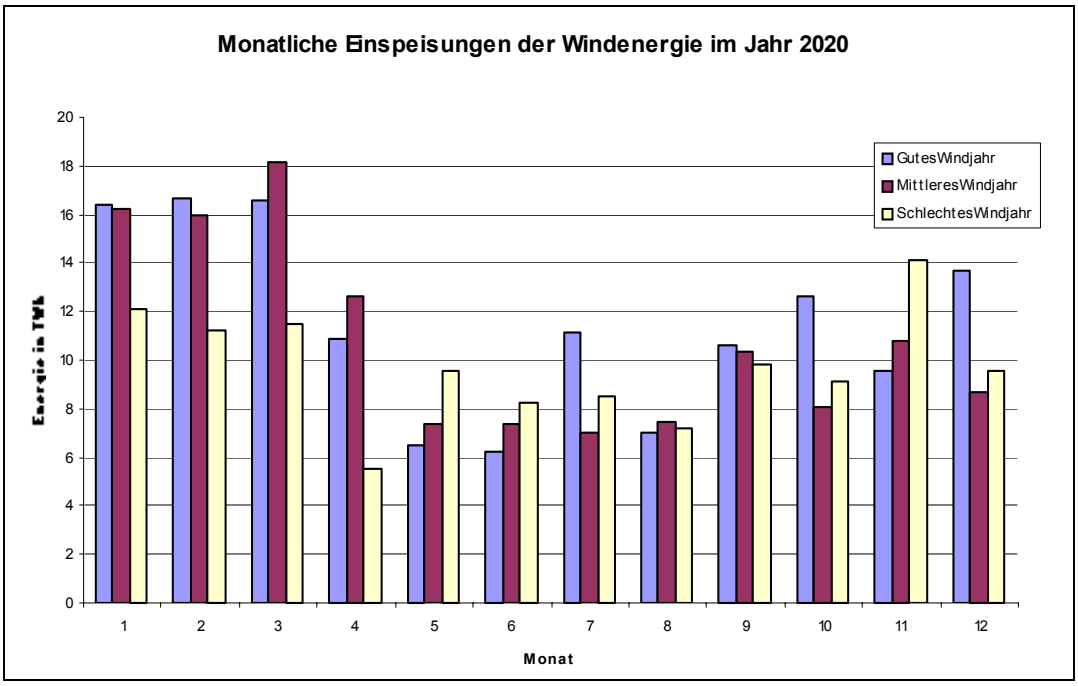

Abbildung 9: Monatliche Einspeisungen der Windenergie im Jahr 2020

3.4 Analyse der Fluktuationen im Windenergieangebot

Für die Analyse der Fluktuationen der Energieerzeugung aus Windenergie werden im ISI-Windmodell verschiedene Auswertungen erzeugt. Ein erster Schritt ist die Auswertung der Fluktuationen in der 1 h-Periode im erzeugten Jahresgang. In Abbildung 10 ist eine Zeitreihe der stündlichen Fluktuationen des gesamten deutschen Windparks im Jahr 2020 dargestellt.

Es wird deutlich, dass sich ein Großteil der Fluktuationen im Bereich zwischen -5 GW und 5 GW bewegt. Einzelne Fluktuationen gehen über den Bereich von +/-10 GW hinaus. Ein Vergleich der in Abbildung 11 bzw. Abbildung 12 dargestellten Fluktuationen im Onshore-Bereich und Offshore-Bereich zeigt, dass die Fluktuationen im Offshore-Windpark deutlich stärker ausfallen. Da die installierte Leistung im Onshore-Bereich und Offshore-Bereich mit 21 GW bzw. 22 GW vergleichbar ist, kann dies nicht als Ursache für den Unterschied in der absoluten Höhe der Fluktuationen herangezogen werden.

Die Gründe für die deutlich ausgeprägteren Fluktuationen im Offshore-Windpark sind die höhere Energieproduktion und die starke Konzentration der installierten Leistung auf engem Raum, der

zudem keine geografischen Hindernisse ausweist. Ausgleichseffekte der Fluktuationen an verschiedenen Standorten sind aus diesem Grund in der 1 h-Periode nicht so stark ausgeprägt.

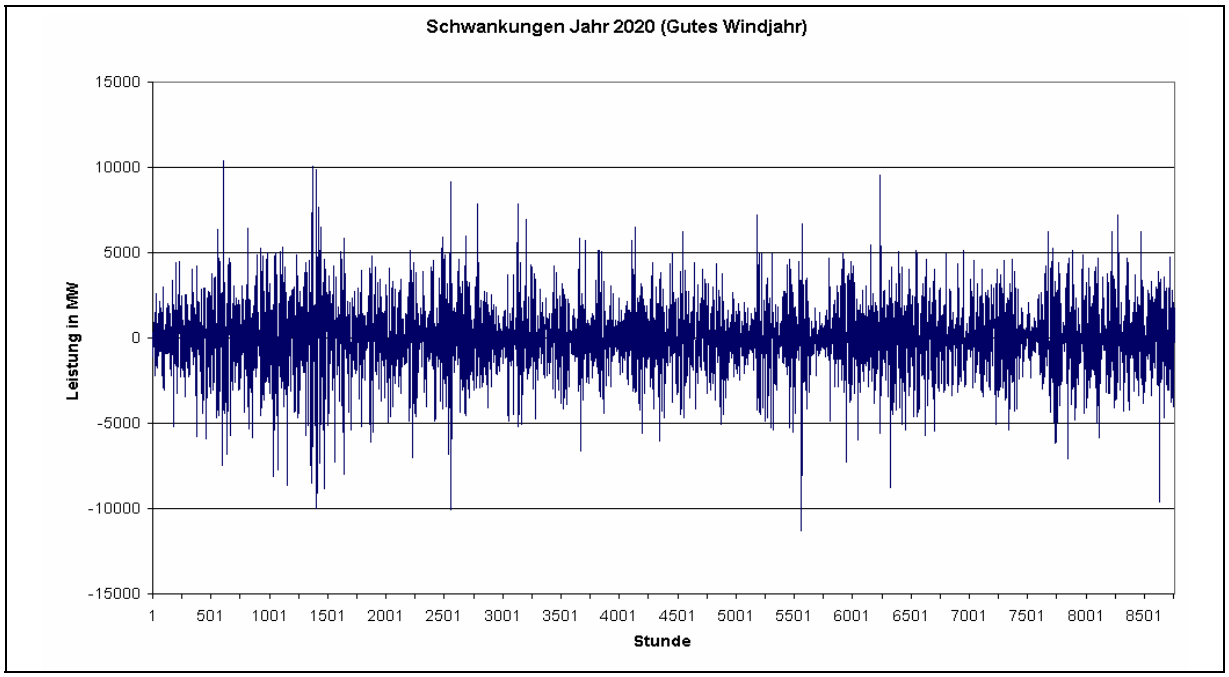

Abbildung 10: Fluktuationen des gesamten Windparks des Jahres 2020 in der 1 h-Periode

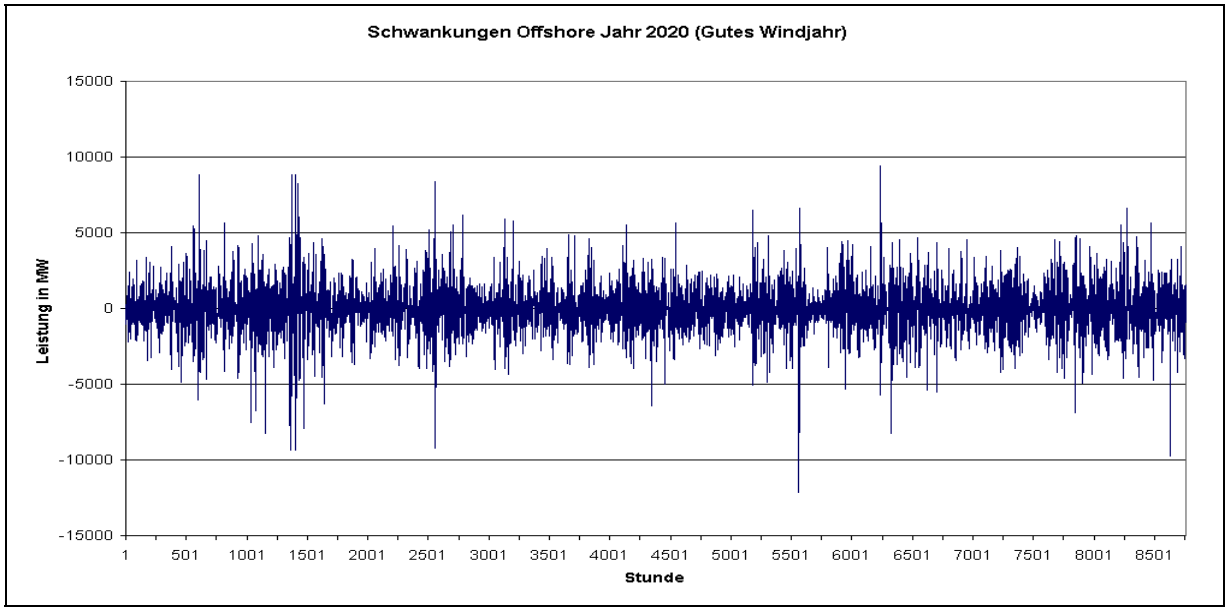

Abbildung 11: Fluktuationen des deutschen Offshore-Windparks des Jahres 2020 in der 1 h-Periode

Für eine genauere Analyse der Fluktuationen werden im ISI-Windmodell die Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Fluktuationen in der 1 h-Periode, 4 h-Periode und der 12 h-Periode erstellt. In Abbildung 13 ist die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Fluktuationen für das Jahr 2020 dargestellt. Es wird deutlich, dass mit zunehmender Periodenlänge die Wahrscheinlichkeit von Fluktuationen größer wird, da über längere Zeiträume Änderungen der Großwetterlage und damit auch der Windgeschwindigkeit wahrscheinlicher werden.

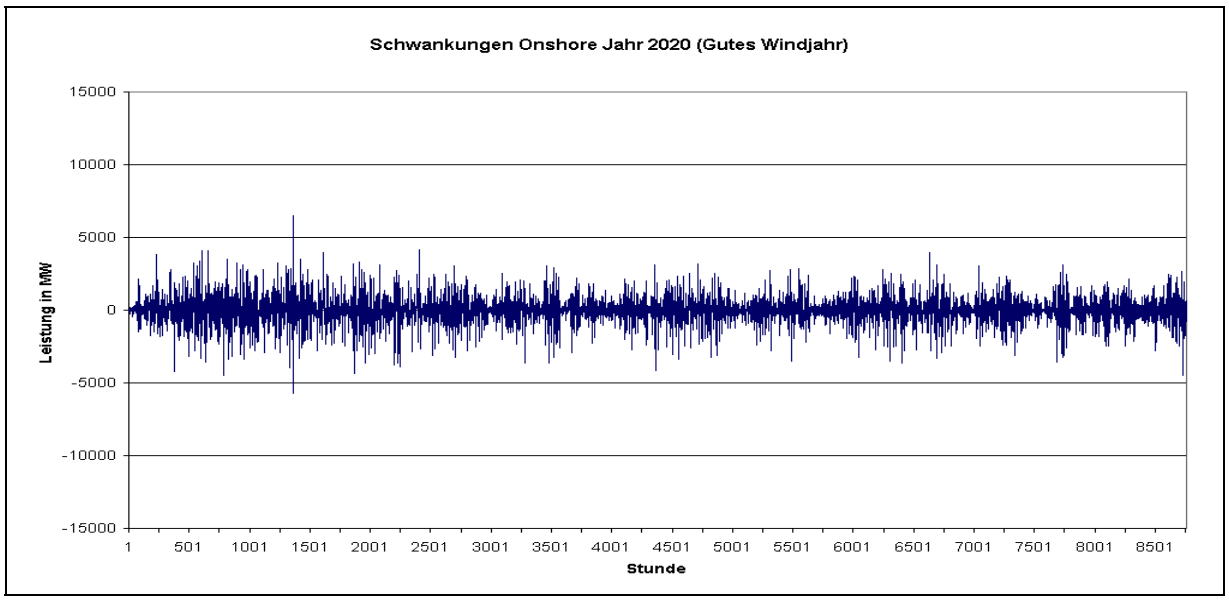

Abbildung 12: Fluktuationen des deutschen Onshore-Windparks des Jahres 2020 in der 1 h-Periode

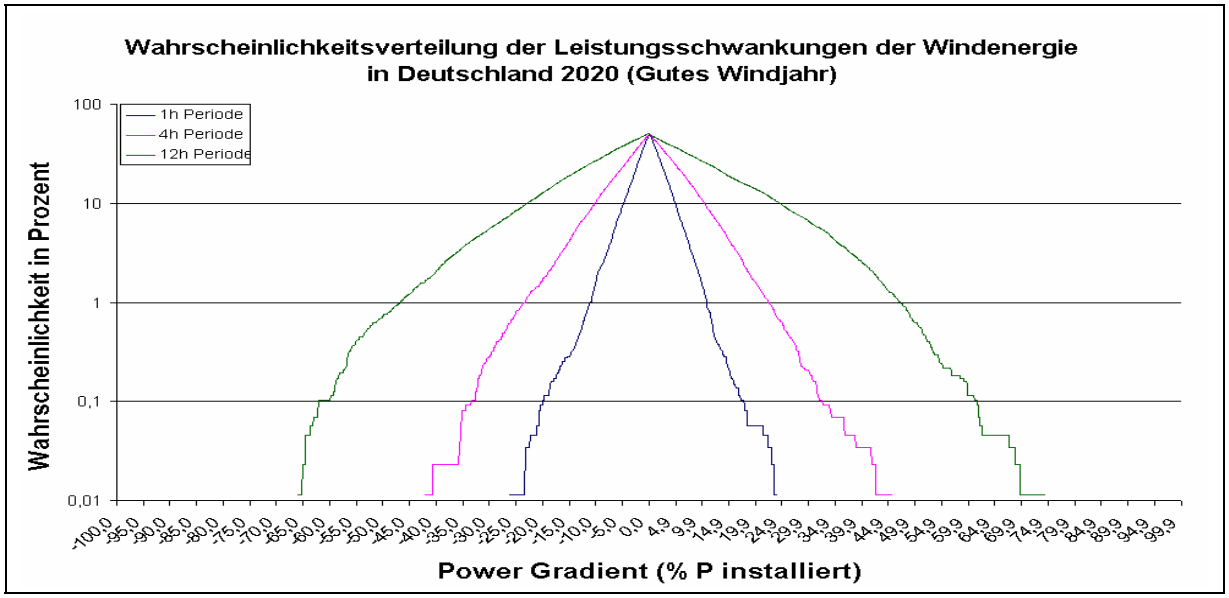

Abbildung 13: Wahrscheinlichkeitsverteilung der Fluktuationen im Jahr 2020

So nimmt z. B. die Wahrscheinlichkeit von Fluktuationen im Bereich von mehr als 10 % der installierten Leistung von 1,6 % in der 1 h-Periode auf 26 % in der 12 h Periode zu. Ein Vergleich der erstellten Wahrscheinlichkeitsverteilungen für die verschiedenen Referenzwindjahre zeigt, dass die Wahrscheinlichkeit größerer Fluktuationen mit zunehmendem Energieangebot des Windjahres leicht ansteigt. So beträgt z. B. die Wahrscheinlichkeit von Fluktuationen im Bereich von mehr als 10 % der installierten Leistung in der 12 h-Periode für das Referenzjahr mit niedrigem Windenergieangebot nur 24,2 %.

In einem weiteren Schritt werden die Auswirkungen des Ausbaus der Windenergie im Offshore-Bereich analysiert. Zu diesem Zweck werden im ISI-Windmodell die Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Fluktuationen im Onshore- und Offshore-Bereich getrennt erfasst. In Abbildung 14 ist ein Vergleich der Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Fluktuationen in der 4 h-Periode dargestellt.

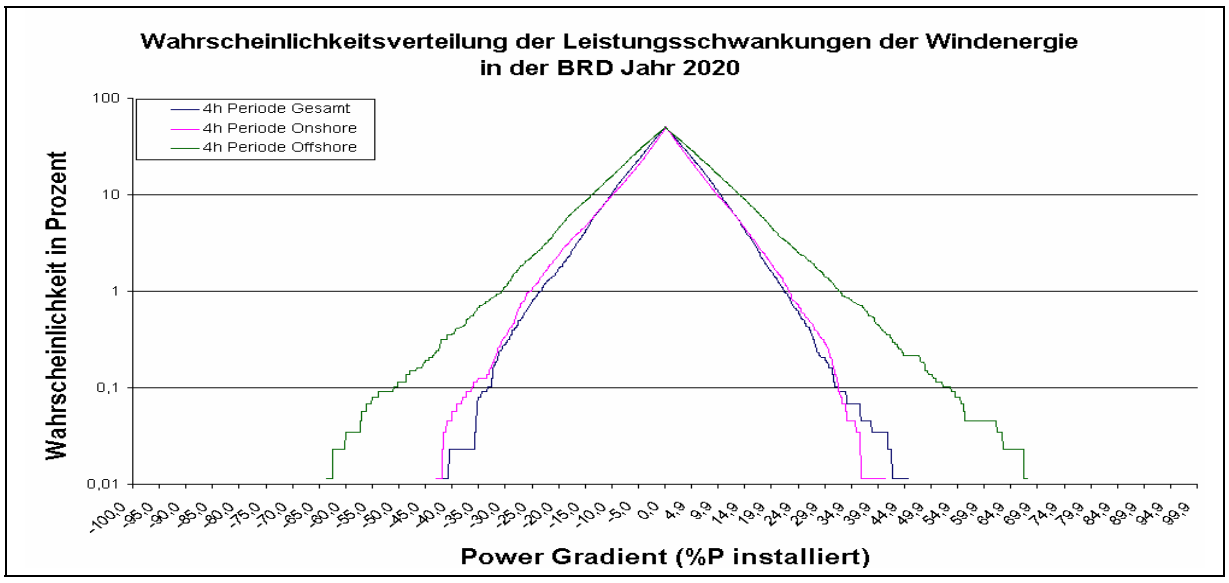

Abbildung 14: Vergleich der Wahrscheinlichkeitsverteilungen im Onshore- und Offshore-Bereich

In allen drei untersuchten Zeitperioden zeigt sich ein ähnliches Bild. Die Wahrscheinlichkeit für größere Fluktuationen liegt im Offshore-Bereich deutlich über den Onshore-Werten. Die Fluktuationscharakteristik des gesamten deutschen Windparks bleibt durch den Ausbau der Windenergie im Offshore-Bereich jedoch weitgehend unverändert.

3.3 Analyse der Vorhersagbarkeit

Die oben dargestellten Fluktuationen der Windenergie geben Anlass zu erheblichem Regelbedarf der konventionellen Kraftwerke. Zur Optimierung der entsprechenden Steuerung werden präzise Vorhersagen der eingespeisten Windleistung benötigt. Generell kommen zur Prognose der Winddaten meteorologische Verfahren und datengetriebene Methoden in Frage. Während die Vorhersagen numerischer Wettermodelle auf Zeithorizonten von über fünf Stunden gute Ergebnisse liefern, sind datengetriebene Verfahren auf kürzeren Horizonten überlegen. Bei den datengetriebenen Verfahren unterscheidet man Autoregressive (AR) Modelle, Neuronale Netze und lokale Phasenraumverfahren. Bei einem Phasenraumverfahren der Ordnung n werden aus n räumlich verteilten Messungen Vektoren gebildet und Ähnlichkeitsmasse zwischen diesen Vektoren zur Bestimmung der Vorhersage ausgewertet. Lokal bedeutet, dass jeweils in einer Umgebung des aktuell beobachteten Vektors ein eigenes linearers Modell angepasst wird. In Abbildung 15 ist der Vorhersagefehler eines fünfdimensionalen skalaren AR-Modells mit dem eines multivariaten Phasenraumverfahrens mit Eingabedimension 4 und Eingabedimension 8 verglichen. Eingabedimension n bedeutet, dass nach ähnlichen Mustern in n-dimensionalen Räumen gesucht wird, d. h. nach in der Vergangenheit beobachteten Mustern auf der Grundlage von Messwerten an vier bzw. acht Standorten gesucht wird. Man erkennt, dass durch die Verwendung entsprechender räumlicher Korrelationen eine Verbesserung von etwa 10 % im Vergleich zu linearen Modellen erreicht werden kann und dass die Berücksichtigung einer hinreichenden Zahl relevanter Standorte wesentlichen Einfluss auf die Güte der Vorhersage hat. Eine Verdopplung der Dimension des Phasenraumverfahrens bringt eine weitere Verbesserung von etwa 3 %.

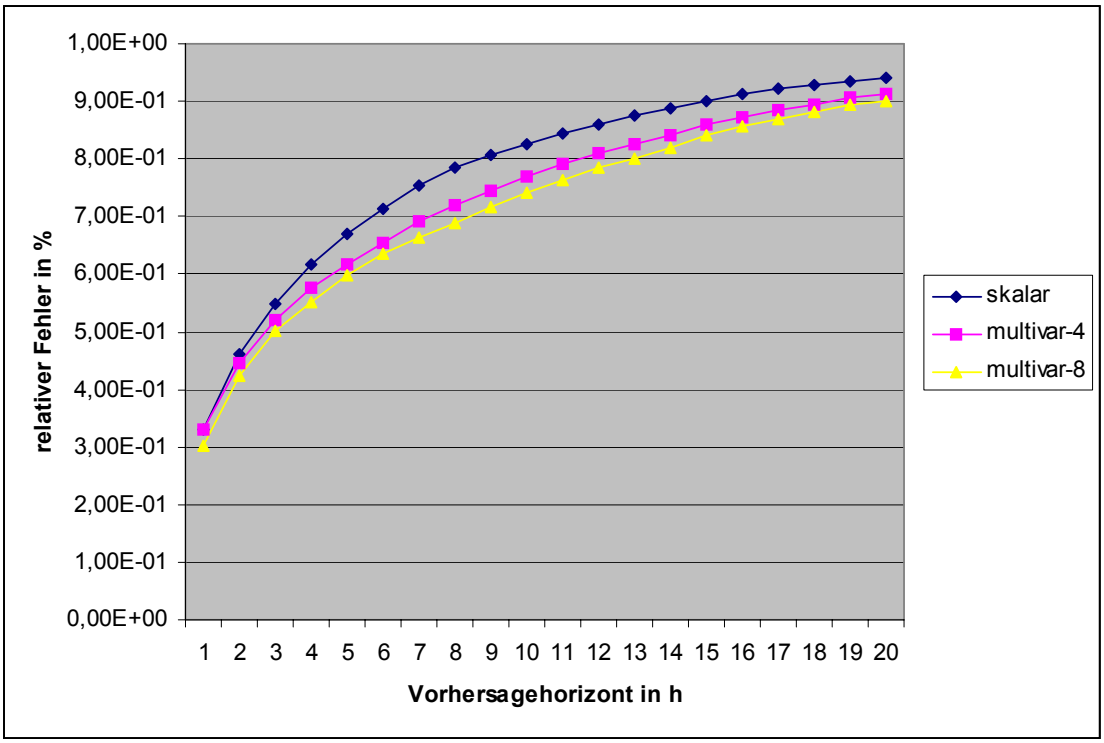

Abbildung 15: Relativer Vorhersagefehler als Funktion des Vorhersagehorizontes

4 Fazit

Ein wichtiges Ergebnis dieser Arbeit ist, dass die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Fluktuationen der Einspeisungen aus Windenergie durch die Erschließung der Potenziale im Offshore-Bereich nicht wesentlich verändert wird. Die Leistungsdauerlinie zeigt jedoch ein deutlich ausgeglicheneres Verhalten bei Hinzunahme des Offshore-Potenzials, so beträgt die kumulierte Häufigkeit für die Verfügbarkeit von mehr als 50 % der installierten Leistung im Offshore-Bereich 46 %, während sie im Onshore-Bereich nur 14,7 % erreicht. Für eine Bestimmung der notwendigen Regelenergie und der vorzuhaltenden Kraftwerksleistungen kommt der Vorhersage der Fluktuationen in der Leistungsabgabe der Windenergie eine besondere Bedeutung zu. Es wurde gezeigt, dass auf Vorhersagehorizonten von einigen Stunden durch nichtlineare räumliche Phasenraumverfahren Verbesserungen von etwa 10 % im Vergleich zu linearen skalaren Verfahren erzielt werden können.

Literatur

Danish Windenergy Association (DWEA) (2002): Rauhigkeit und Windscherung. http://www.windpower.org/de/tour/wres/shear.htm vom 17.12.2002

Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) (2002): Technische Entwicklung. http://reisi.iset.uni-kassel.de/wind/reisi_dw.html vom 28.12.02

Internationales Wirtschafsforum Regenerative Energien (IWR) (2002): IWR Windindex. http://www.iwr.de/wind/wind/windindex/witab67.html vom 09.12.2002

Molly, Jens Peter (1990): Windenergie. 2. Auflage, Karlsruhe: Verlag C. F. Müller GmbH

Quaschning, Volker (2000): Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert. http://www.volker-quaschning.de/klima2000/index.html vom 17.12.02

Quaschning, Volker (2002): Windpark-Ertragsanalyse. http://www.volker-quaschning.de/software/windertrag/index.html vom 17.12.02

WindEnergy (2002): Market Development Expected by the Industry until 2010. Hamburg Messe- und Congress GmbH

Wiese, Andreas (1994): Simulation und Analyse einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung