

Identifizierung kritischer Wettersituationen im Hinblick auf die Stromerzeugung in Westeuropa

Katja FRANKE (*), Frank SENSFUSS, Benjamin PFLUGER

Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Breslauer Straße 48,

Tel.: +49 721 6809-331, katja.franke@isi.fraunhofer.de;

Tel.: +49 721 6809-133, frank.sensfuss@isi.fraunhofer.de;

Tel.: +49 721 6809-163, benjamin.pfluger@isi.fraunhofer.de;

Kurzfassung:

Dieses Papier analysiert auf der Basis umfangreicher Wetterdaten unterschiedlicher Wetterjahre verschiedene Parameter zur Bewertung von Wetterdaten in Bezug auf kritische Wettersituationen für die Auslegung des Stromversorgungsystems. Aus dem Vergleich verschiedenen Wetterjahre zeigt sich, dass insbesondere das Jahr 2010 für die computergestützte Modellierung von Extremwetterlagen für das Stromversorgungssystem sehr geeignet ist.

Keywords: Extreme Wetterereignisse, Wetterjahr

1 Einführung

Die Auswirkungen des Klimawandels sind in Europa durch höhere Durchschnittstemperaturen und geringere Niederschläge in den südlichen Regionen, sowie durch höhere Niederschläge im Norden Europas zu erkennen (Europäische Umweltagentur 2016). Die Emission von Treibhausgasen ist zentraler Treiber des Klimawandels (Ittershagen 2016). Deshalb haben die Staats- und Regierungschefs der Europäischen Union im Jahr 2009 beschlossen, die Treibhausgase bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95% gegenüber 1990 zu senken (Klus o.D.). Der energetische Einsatz fossiler Brennstoffe ist für einen Großteil der Emissionen verantwortlich. Zur Erreichung der Klimaschutzziele muss die Energieversorgung der EU deshalb weitestgehend auf klimaneutrale Energieträger, insbesondere erneuerbare Energien, umgestellt werden (Rosenkranz et al. 2015). Gerade das Stromsystem wird dabei mindestens langfristig vor große technische Herausforderungen gestellt, da es auf einen kurzfristigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage angewiesen ist. Für ein Stromsystem, welches im hohen Maße von der Einspeisung von Energie aus Windkraftanlagen und Photovoltaik abhängt, wird das Wetter zu einem wichtigen Faktor. Aufgrund dieser Problematik ergeben sich folgende Forschungsfragen:

1. Welche Parameter können zur Beschreibung schwieriger Wettersituationen für das Stromsystem identifiziert werden?

2. Welches Wetterjahr kann aufgrund der Parameter als schwieriges Wetterjahr für die Modellierung des Stromsystems klassifiziert werden?

2 Zielsetzung und Methodik

Bei der Auslegung eines Stromversorgungssystems mit hoher Kosteneffizienz spielt die optimale Dimensionierung der verschiedenen Erzeugungstechnologien und -flexibilitäten eine zentrale Rolle. Für die Auswahl der unterschiedlichen Technologien ist die Höhe der Kapitalkosten und variablen Kosten ein wichtiges Kriterium. Die Höhe der variablen Kosten der fossilen Stromerzeugungstechnologien ist dabei neben den Brennstoffkosten maßgeblich durch das Treibhausgasemissionsbudget des Stromsektors bzw. die CO₂ Preise bestimmt.

In einem Stromsystem ohne hohen Anteil erneuerbarer Energien und geringem Ambitionsniveau der Dekarbonisierung ist der Einfluss des Wetters auf die Auslegung des Stromsystems nur durch den Einfluss auf die Höhe der Stromnachfrage gegeben. In einem System mit einem hohen Anspruch an die Senkung der Treibhausgasemissionen steigt der Einfluss des Wetters deutlich an. Die Windenergie und die PV bilden in vielen Szenarien eine zentrale Säule der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Nitsch et al. 2012; Pfluger et al. 2017). Das vorliegende Papier fokussiert sich aufgrund der hohen Bedeutung für das Stromsystem sowie der hohen Variabilität auf die Analyse der Windkraftanlagen und der Photovoltaik.

Der Einfluss des Wetters lässt sich in unterschiedlichen zeitlichen und räumlichen Dimensionen betrachten. **Das jährliche Energieangebot** aus Windkraftanlagen und PV hat dabei einen Einfluss auf die Energiemenge, die in einem Stromversorgungssystem durch andere Energieträger bereitgestellt werden muss. So ist durchaus denkbar, dass eine geringe jährliche Stromerzeugung in einer Region durch eine erhöhte Produktion in einer über Netze verbundenen Region kompensiert werden kann.

In der Betrachtung einer langfristigen Dekarbonisierung spielen jährliche Fluktuationen nur eine begrenzte Rolle, da davon ausgegangen werden kann, dass sich jährliche Schwankungen um das langjährige Mittel ausgleichen. So kann es z.B. sein, dass in einem Jahr mehr Gas zum Ausgleich eines geringeren Energieangebotes fluktuierender Energien eingesetzt werden muss. Dieser Mehrverbrauch kann jedoch durch den geringeren Verbrauch an Erdgas in einem Jahr mit entsprechend günstigeren Bedingungen kompensiert werden. Bei der computergestützten Modellierung des Stromversorgungssystems kann die Wahl des Wetterjahres jedoch einen deutlichen Einfluss auf die Ergebnisse haben. Aus diesem Grund kommt in diesem Zusammenhang der fundierten Auswahl eines Wetterdatensatzes eine besondere Bedeutung zu. Eine Darstellung der Analyse des jährlichen Energieangebotes findet sich in Abschnitt 3.

Neben dem vor allem für die Modellierung von Systemen wichtigen jährlichen Energieangebot spielen in der öffentlichen Diskussion insbesondere kurzfristige Wetterphänomene wie Flauten eine Rolle. Dabei stellt sich für die Planung des Stromversorgungssystems die Frage welche **extremen Wetterlagen** in einem Stromversorgungssystem entstehen können und wie sie gegebenenfalls kostengünstig im Stromversorgungssystem ausgeglichen werden können. Für die Modellierung des Stromversorgungssystems als Planungsinstrument ist dabei besonders wichtig, dass ein Wetterdatensatz ausgewählt wird, der realistische Extremwetterlagen enthält.

Der Frage welche Extremsituationen existieren können, und wie sich einzelne Wetterjahre dabei unterscheiden widmet sich Abschnitt 4.

Den Schwerpunkt der Datengrundlage für die Analyse bilden Wetterdaten von 50.882 virtuellen Wettergitterdaten in Westeuropa für die Jahre 2008 bis 2012. Diese Daten werden vom Modell COSMO des Deutschen Wetterdienstes in stundenscharfer Auflösung bereitgestellt (Deutscher Wetterdienst o.D.). Diese Wetterdaten umfassen zum einen die Windgeschwindigkeit und zum anderen die Temperatur und werden mit einem 10x10 km Raster, welches über Europa gelegt wurde, vereint. Dieses Raster besteht für die betrachtete Region aus 266.417 Rasterkacheln. Dies ermöglicht die Analyse der räumlichen Ausdehnung von Flauten. In dem vorliegenden Papier wird eine Flaute definiert als eine Windgeschwindigkeit von unter 4 m/s. Unterhalb dieser Windgeschwindigkeit wird von den meisten Windenergieanlagen nur wenig Strom erzeugt. Dieser Umstand wird bei Betrachtung der Leistungskurve gängiger Windkraftanlagen deutlich (siehe Abbildung 1). Bei einer Windgeschwindigkeit unter 4 m/s werden von allen betrachteten Windturbinentypen weniger als 6% der Nennleistung erzeugt. Diese vereinfachte Flautendefinition erhöht die Verarbeitbarkeit der vorhandenen Daten¹ und kann als konservative Abschätzung betrachtet werden, da sie die Windstromerzeugung eher unterschätzt.

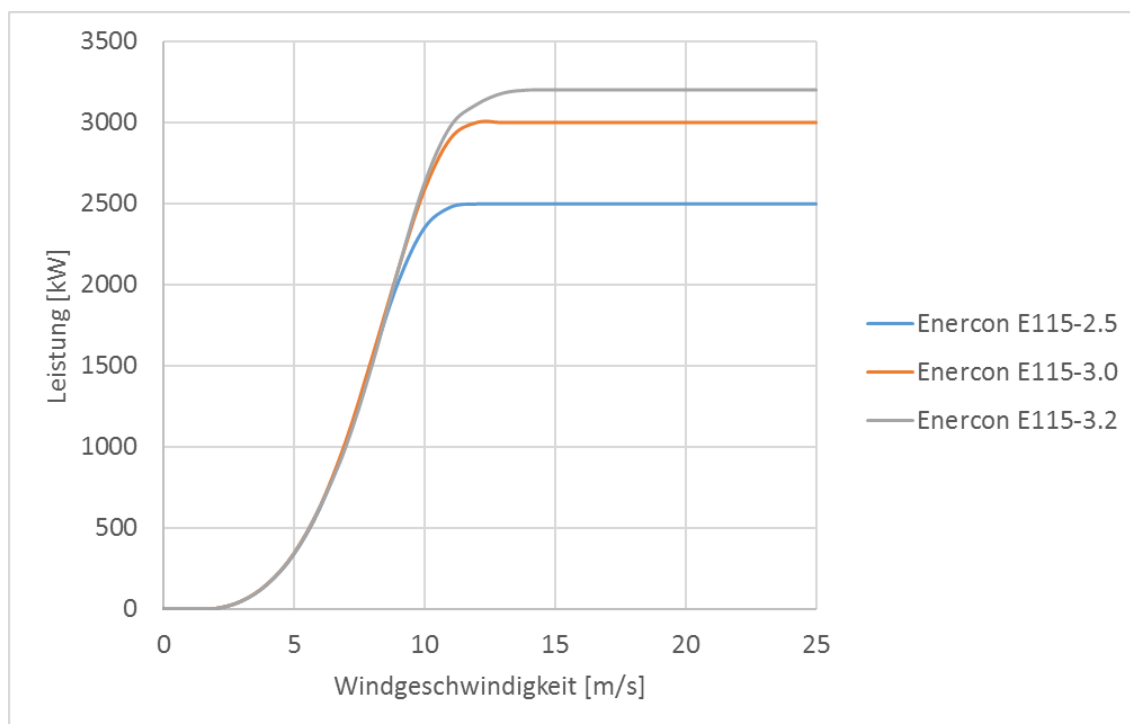


Abbildung 1: Leistungskurven gängiger Onshore-Windkraftanlagen; Daten aus (Kopp o.D.)

Die zugrunde gelegten Wetterdaten wurden für jeweils ein Jahr analysiert. Dazu wurde für jede Wetterstation zu jeder Stunde des Jahres sowohl die Windgeschwindigkeit als auch die Temperatur betrachtet.

¹ Für die betrachtete Region ergibt sich für die Analyse eines Jahres in stundenscharfer Auflösung eine Datenmenge von über 2 Milliarden Datenreihen.

Flauten in einer Region ohne oder nur mit wenigen Windkraftanlagen, führen nicht zu einem hohen Leistungsausfall und damit auch zu keiner kritischen Situation im Stromsystem. Dementsprechend werden zusätzlich zu den Wetterdaten Daten zur Leistungsverteilung von Windkraftanlagen untersucht. Für jede betrachtete Rasterkachel liegen die Leistungen der dort installierten Windkraftanlagen vor. Diese Daten stammen aus der Studie "Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland" (Pfluger et al. 2017) und beziehen sich auf das Jahr 2050. Das für die Berechnung zugrunde gelegte Wetterjahr ist das Jahr 2010. Die Verschneidung der Daten ermöglicht die Untersuchung, welche Auswirkungen die Wettersituationen auf die hypothetischen Windenergieanlagen des Szenarios hätte. Für jede Stunde der betrachteten Jahre wird die ausgefallene Leistung der Windkraftanlagen berechnet. Dazu wird für jede Stunde für jede Rasterkachel die Windgeschwindigkeit abgefragt. Liegt die Windgeschwindigkeit im Bereich der festgelegten Flautendefinition, wird die komplette installierte Leistung auf dieser Kachel als ausgefallen betrachtet. Diese ausgefallene Leistung wird für jede einzelne Kachel registriert und anschließend ein Summenwert über die gesamte betrachtete Region gebildet. Zusätzlich wird die Anzahl an Kacheln, auf denen Flaute herrscht, summiert. Dementsprechend liegt für jedes betrachtete Jahr zu jeder Stunde die Summe der ausgefallenen Leistung, sowie die Anzahl an betroffenen Kacheln vor.

3 Analyse des jährlichen Energieangebotes

Das jährliche Energieangebot der erneuerbaren Energien unterliegt deutlichen Schwankungen. Im vorherigen Kapitel wurde bereits dargestellt, dass insbesondere im Rahmen der Modellierung des Stromversorgungssystems der Auswahl des Wetterjahres eine besondere Bedeutung zukommt. Anhand des jährlichen Energieangebotes entscheidet sich beispielsweise häufig die Vorteilhaftigkeit der Erzeugungstechnologien und der Bedarf an gegebenenfalls fossilen Erzeugungsoptionen.

Für Vergleiche des jährlichen Windenergieangebots werden sogenannte Windindizes als Indikatoren entwickelt und angewandt. Eine wichtige Einschränkung des Einsatzes besteht darin, dass es keinen Windindex für ganz Europa, sondern nur für einzelne Länder oder Regionen gibt. Für eine erste Einordnung der unterschiedlichen Wetterjahre können diese Indices jedoch Anhaltspunkte liefern. So ist die prozentuale Abweichung der Windjahre 2008 bis 2016 im Vergleich zu den letzten zehn Jahren in Deutschland in Abbildung 2 für den IWR Windindex dargestellt. Es zeigt sich, dass prozentuale Abweichungen des Windenergieangebotes von bis zu 20% zum Durchschnitt durchaus möglich sind. So ist das Jahr 2010 mit einer negativen Abweichung von über 18% deutlich windärmer als die anderen betrachteten Jahre. Das Jahr 2008 ist mit einer positiven Abweichung von 7,7% das beste Windjahr in diesem Vergleich.

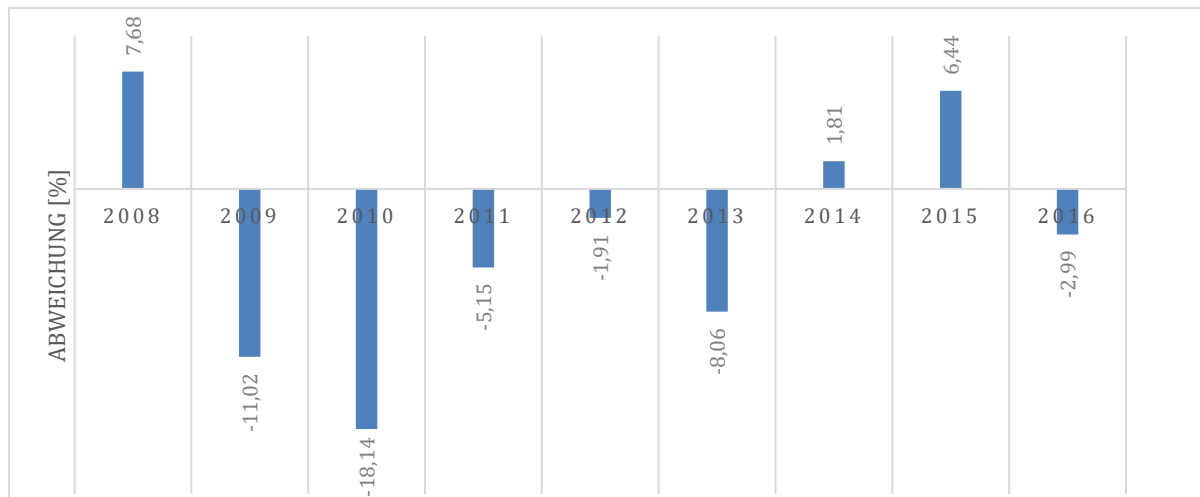


Abbildung 2: Windjahr x im Vergleich zu den letzten 10 Jahren in Deutschland (Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien [IWR])

Abbildung 2 bezieht sich auf Daten für die Windgeschwindigkeit in Deutschland. Um kritische Wettersituationen für das Stromsystem zu identifizieren, ist jedoch langfristig eine nationale Betrachtung ungenügend und die Betrachtung größerer Regionen erforderlich. Durch eine zunehmende Vernetzung des europäischen Stromsystems im Binnenmarkt und den fortschreitenden Ausbau der erneuerbaren Energie, gewinnt die Frage nach dem überregionalen Dargebot durch erneuerbare Energien zunehmend an Bedeutung. Ein schlechtes Windjahr in Deutschland könnte beispielsweise durch gleichzeitig hohe Windgeschwindigkeiten in anderen Teilen Europas kompensiert werden. Es stellt sich daher die Frage, ob Wetterjahre, welche in Deutschland als gut oder schlecht registriert wurden, auch in Europa eher gute oder schlechte Wetterjahre waren.

In Abbildung 3 ist die mittlere Windgeschwindigkeit für das in Deutschland gute Wetterjahr 2008 dargestellt. Es wird deutlich, dass die Windgeschwindigkeit in England, Dänemark sowie an der Nordseeküste von den Niederlanden bis Frankreich bei über 7 m/s und damit in einem für Windkraftanlagen guten Bereich liegen. Im Gegensatz dazu ist in Abbildung 4 die mittlere Windgeschwindigkeit für das Jahr 2010 dargestellt. Der direkte Vergleich mit der Karte für 2008 zeigt eine deutlich geringere mittlere Windgeschwindigkeit für ganz Europa. Dieser Vergleich bietet einen wichtigen Anhaltspunkt, dass sich für die Jahre 2008 und 2010 die deutschen Verhältnisse des Energieangebotes der Windenergie tendenziell auch auf europäischer Ebene widerspiegeln.

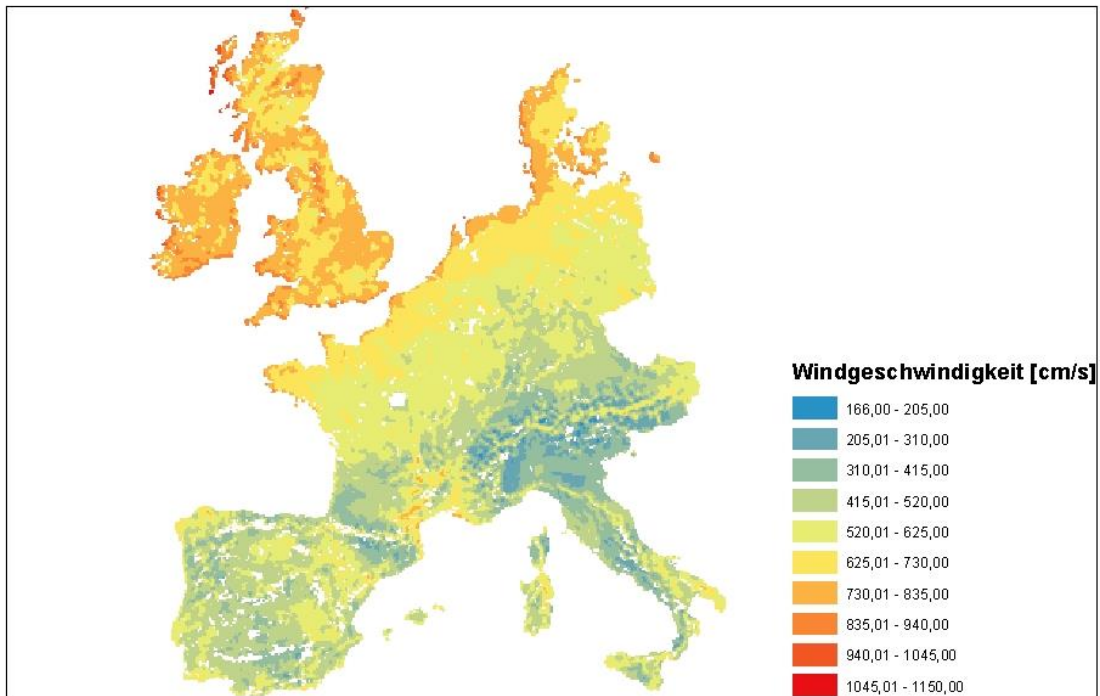


Abbildung 3: Mittlere Windgeschwindigkeit in Westeuropa 2008

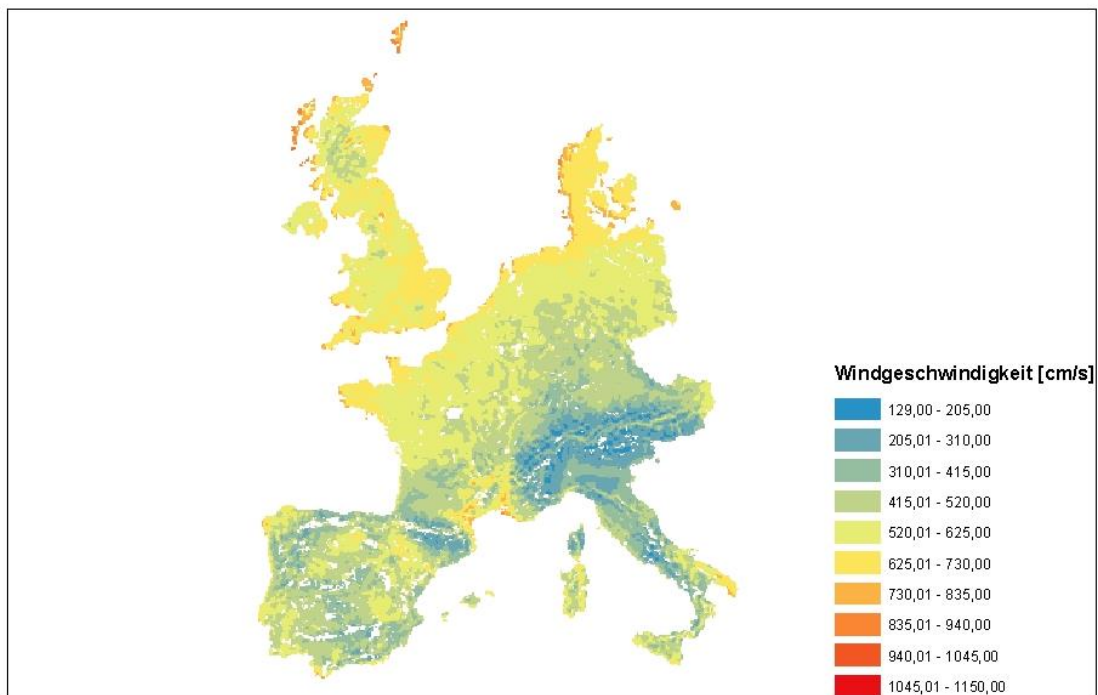


Abbildung 4: Mittlere Windgeschwindigkeit in Westeuropa 2010

Die beiden Wetterjahre 2008 und 2010 eignen sich demnach im Rahmen der Modellierung des europäischen Stromversorgungssystems um Extrema des jährlichen Energieangebotes in Bezug auf die Windenergie zu berücksichtigen.

4 Analyse von Extremwittersituationen

Für die Auslegung eines Stromversorgungssystems mit hoher Kosteneffizienz bildet die optimale Dimensionierung der verschiedenen Erzeugungstechnologien und -flexibilitäten einen wichtigen Faktor. Bei der Auswahl der unterschiedlichen Technologien werden sowohl die Kapitalkosten als auch die variablen Kosten berücksichtigt. Aus diesem Grund sind neben dem Leistungsbedarf, Häufigkeit und Dauer von Situationen mit geringer Einspeisung erneuerbarer Energien zentrale Faktoren für die Dimensionierung von Leistungen im Stromversorgungssystem. Diese Aspekte sollen in den folgenden Abschnitten analysiert werden.

4.1 Leistungsbedarf

Der Leistungsbedarf des Energiesystems jenseits der PV und Windenergie richtet sich nach dem höchsten Punkt der Residuallast, das heißt der verbleibenden Last nach Abzug der Einspeisung aus Wind und PV bzw. von weiteren erneuerbaren Energien. Der Ermittlung eines zeitlich und räumlich hoch aufgelösten Lastgangs der Stromnachfrage ist jedoch im Rahmen dieses Papiers nicht möglich. Aus diesem Grund wird im Folgenden die Stromnachfrage weitestgehend vernachlässigt. In Nord- und Mitteleuropa kann jedoch davon ausgegangen werden, dass der Strombedarf im Winter aufgrund des Bedarfes an Heizenergie höher ausfällt als im Sommer. Der Aspekt der Saisonalität soll im Folgenden anhand der monatlichen Einspeisung aus Windkraftanlagen und PV betrachtet werden.

4.1.1 Saisonalität

In Abbildung 5 ist die monatliche Energieeinspeisung der Photovoltaikanlagen in Deutschland bei einer installierten Leistung von 69,3 GW mit der regionalen Verteilung aus (Pfluger et al. 2017) mit den Wetterdaten des Jahres 2010 dargestellt. Diese Graphik verdeutlicht die charakteristischen saisonalen Unterschiede der Energieeinspeisung zwischen Sommer und Winter. Die maximale Energieeinspeisung von knapp 9.700 GWh im Juli übertrifft die Energieeinspeisung im Dezember um fast 9.000 GWh.

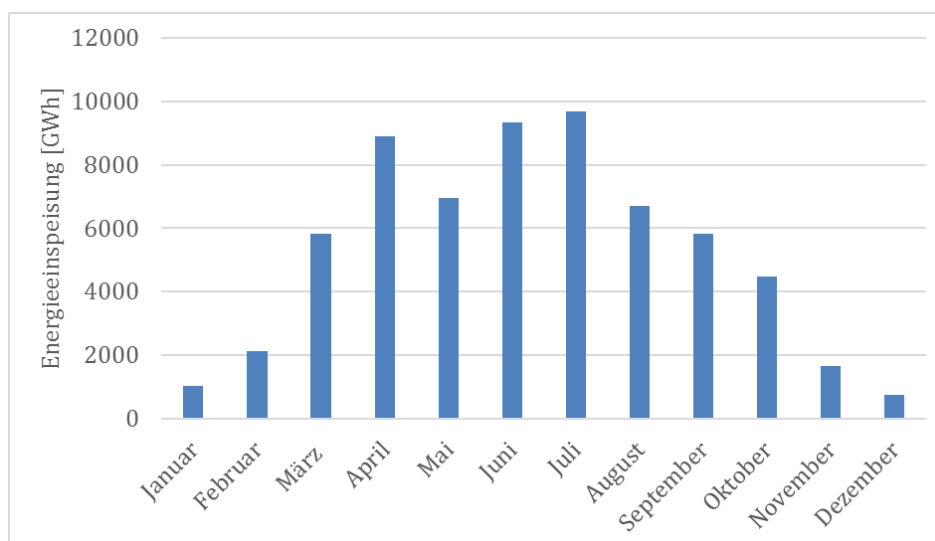


Abbildung 5: Monatliche Energieeinspeisung durch Photovoltaikanlagen in Deutschland, Daten aus (Pfluger et al. 2017)

Die Daten zeigen, dass die PV in Nordeuropa im Winter nur sehr geringe Beiträge zur Stromerzeugung leistet. Photovoltaikanlagen speisen in den Wintermonaten November bis Februar nur 9% ihrer Jahresenergie ein und können damit nur begrenzt Leistungsausfälle der Windenergie zu dieser Jahreszeit abfangen.

Im Vergleich zur Saisonalität der PV zeigt sich jedoch bei der Windenergie ein deutlich anderes Bild. In Abbildung 6 ist die Energieeinspeisung sowohl aus Photovoltaik- als auch aus Windkraftanlagen im Jahresverlauf für ein Energieszenario im Jahr 2050 anhand des Wetterjahres 2010 dargestellt (Pfluger et al. 2017). Hier zeigt sich in den Wintermonaten eine deutlich höhere Einspeisung.

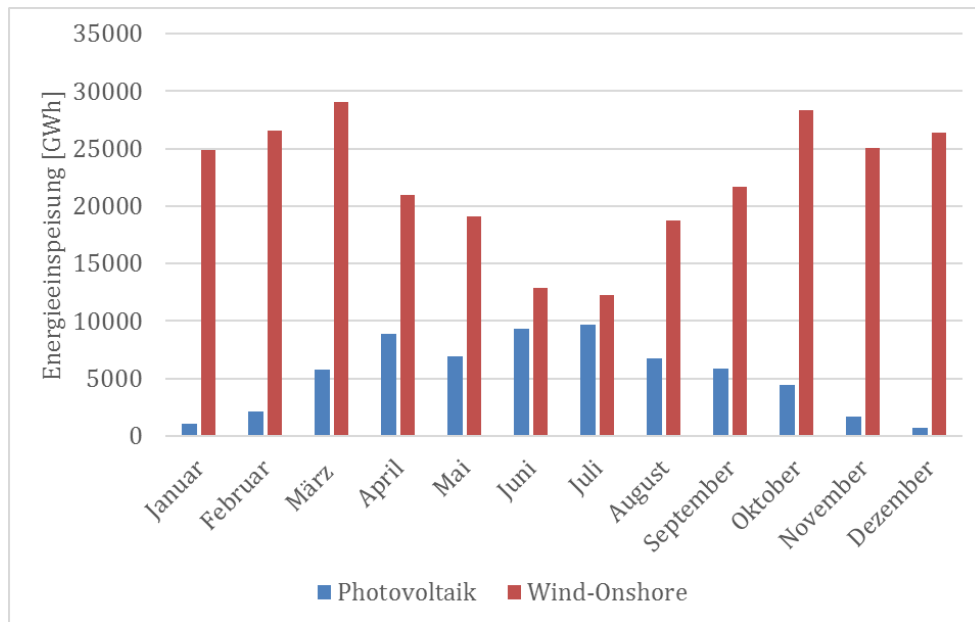


Abbildung 6: Energieeinspeisung durch Photovoltaikanlagen im Vergleich zu der Energieeinspeisung durch Windkraftanlagen an Land in Deutschland, Daten aus (Pfluger et al. 2017)

In einer stundenscharfen Auflösung (Abbildung 7) zeigt sich jedoch, dass die Unterschiede der minimalen und der maximalen Einspeisung in Sommer und Winter deutlich geringer ausfallen, als die summierten Energiemengen pro Monat.

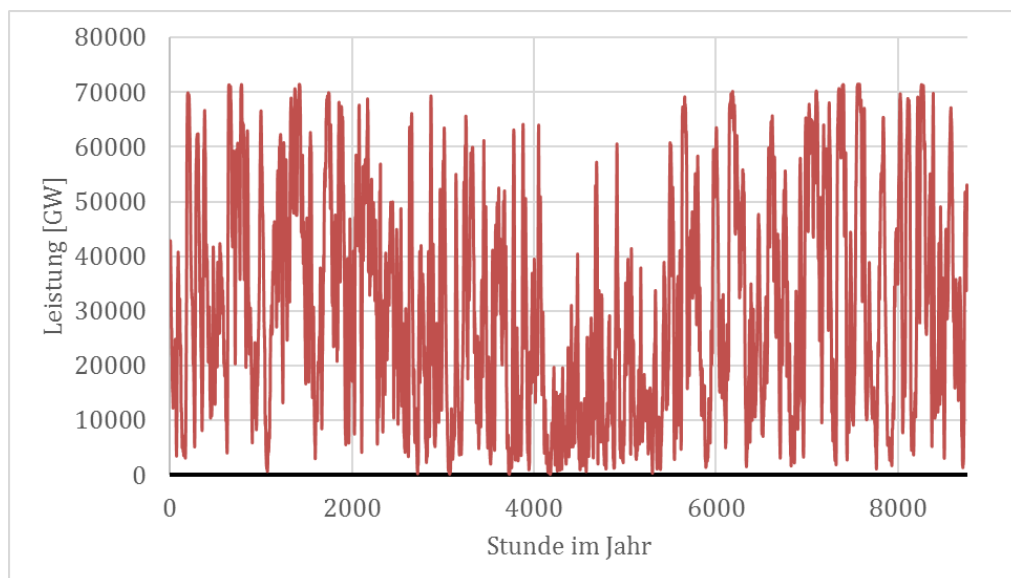


Abbildung 7: Leistungsbereitstellung aus Onshore-Windkraftanlagen über das Jahr, Daten aus (Pfluger et al. 2017)

Es wird ersichtlich, dass die Stromproduktion aus Windenergie in Bezug auf die minimale jährliche Einspeisung einer geringeren jahreszeitlichen Schwankung unterliegt als die der Photovoltaikanlagen. Aus diesem Grund fokussieren sich die folgenden Abschnitte auf die Analyse des Leistungsausfalls der Windenergie.

4.1.2 Maximaler Leistungsausfall der Windenergie

Das folgende Kapitel befasst sich mit dem ersten definierten Indikator, da dieser für die Dimensionierung der gesicherten Leistung anderer Stromerzeuger in Verbindung mit der Stromnachfrage zentral ist. Zunächst wird der maximale Leistungsausfall betrachtet. Da der Leistungsausfall der PV in der Nacht bei 100% der installierten Leistung liegt, fokussiert sich die Analyse für diesen Indikator auf die Windenergie. Der maximale Leistungsausfall ist für die Dimensionierung von vorzuhaltender Reserveleistung durch andere Kraftwerke notwendig. Anschließend wird die zeitliche Komponente der Leistungsausfälle geprüft.

In Abbildung 8 ist der minimale und maximale Leistungsausfall im jeweils betrachteten Jahr dargestellt. In der betrachteten Region sind in dem unterstellten Szenario Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 422 GW installiert. Die Anlagen sind dabei vor allem an guten Standorten, insbesondere an Nord- und Ostsee konzentriert.

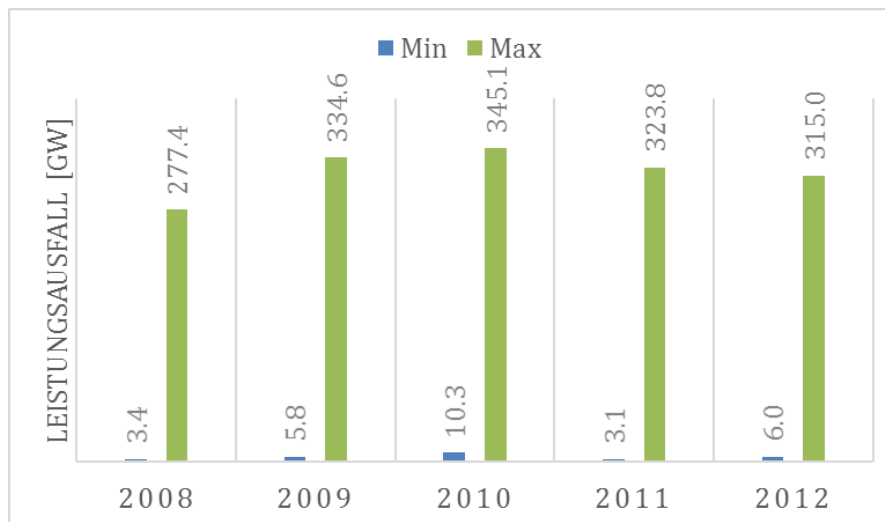


Abbildung 8: Minimaler und maximaler Leistungsausfall pro Jahr

Im Jahr 2010 ergibt sich der höchste Leistungsausfall mit über 345 GW. Das Jahr 2008 weist den kleinsten maximalen Leistungsausfall mit 277,4 GW auf. Damit liegen knapp 70 GW zwischen dem größten gemessenen Leistungsausfall und dem kleinsten. Im Hinblick auf das Stromsystem zeigt dies, dass zwar nie der gesamte europäische Windpark komplett stillsteht, ein Leistungsausfall von über 80 % jedoch möglich ist.

Um zumindest in vereinfachter Form die Korrelation zu geringer PV Einspeisung und hoher Stromnachfrage abzubilden, werden in Abbildung 9 die Leistungsausfälle nach unterschiedlichen zusätzlichen Kriterien gefiltert. Dabei werden die Leistungsausfälle sowohl nach Sommer und Winter, als auch nach Tag und Nacht unterschieden. Aufgrund der fehlenden PV Erzeugung und der höheren Stromnachfrage für Heizungen, kann davon ausgegangen werden, dass in der Winternacht die Situationen mit der höchsten Residuallast entstehen.

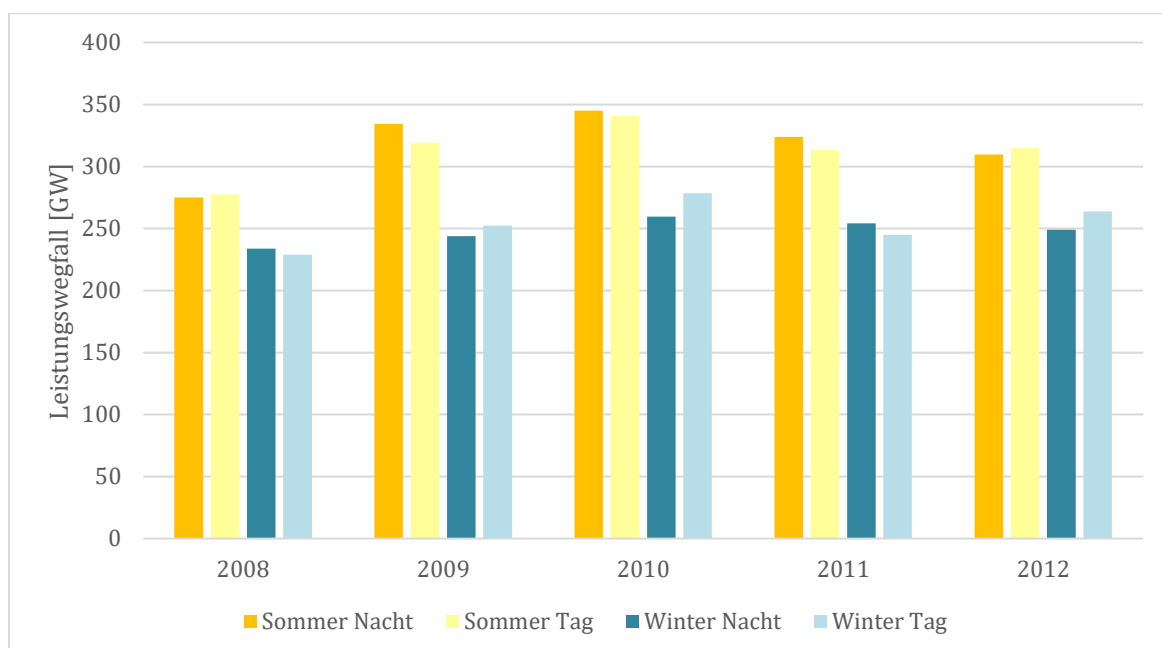


Abbildung 9: Maximaler Leistungsausfall zu unterschiedlichen Jahres- und Tageszeiten

Der Vergleich zeigt, dass die maximalen Leistungsausfälle im Sommer bei allen betrachteten Jahren deutlich höher liegen, als die Ausfälle im Winter. Es kann davon ausgegangen werden, dass dieser Effekt sich eher kostensenkend auf die Integration der Windenergie ins Stromsystem auswirkt, da die notwendige Leistungsvorhaltung gegenüber dem theoretischen Maximum etwas reduziert ist. In der folgenden Darstellung ist die Häufigkeit der Leistungsausfälle dargestellt. Es zeigt sich, dass hohe Leistungsausfälle von über 250 GW vergleichsweise selten auftreten.



Abbildung 10: Anzahl der Stunden im Jahr zu denen eine bestimmte Leistung wegfällt

In Bezug auf die Auswahl eines geeigneten Wetterjahres für die Modellierung von Extremwetterereignissen zeigt sich im Hinblick auf den höchsten Leistungsausfall der Windenergie in Europa insgesamt und in der Winternacht das Jahr 2010 als geeignetes Jahr mit den ungünstigsten Windbedingungen.

4.2 Flautenausdehnung und -länge

Für ein Stromsystem, welches im hohen Maße von erneuerbaren Energien abhängt, muss zusätzlich zur Höhe des Leistungsausfalls auch deren regionale Ausdehnung sowie die Dauer der Flaute betrachtet werden. Eine kritische Situation für das Stromsystem entsteht in dem Fall, in dem ein hoher Leistungsausfall eine hohe zeitliche Dauer besitzt, sodass viele Flexibilitätäten wie typische Pumpspeicher, Lastmanagement oder Batterien nicht über die gesamte Flautendauer zur Kompensation des Leistungsausfalls beitragen können; dauert eine Flaute über eine Woche an, sind alle Batterien und die meisten Pumpspeicherkraftwerke entleert (Heuck et al. 2013).

Deshalb muss zur regionalen Ausdehnung von Flauten auch die Dauer einer Flaute betrachtet werden, da eine regional große Flaute mit einer geringen zeitlichen Dauer, eine weniger kritische Situation für das Stromsystem darstellen kann. In Abbildung 11 sind die maximalen Flautendauern, die pro Wetterstation gemessen wurden, im Zusammenhang mit der regionalen Ausbreitung aufgezeigt. Flautendauern von über 100 Stunden werden bei 15% der Wetterstationen im Jahr 2010 erreicht. Bei einer Flautendauer von 150 Stunden sinkt der Flächenanteil der Regionen bereits auf ca. 5% im Jahr 2010.

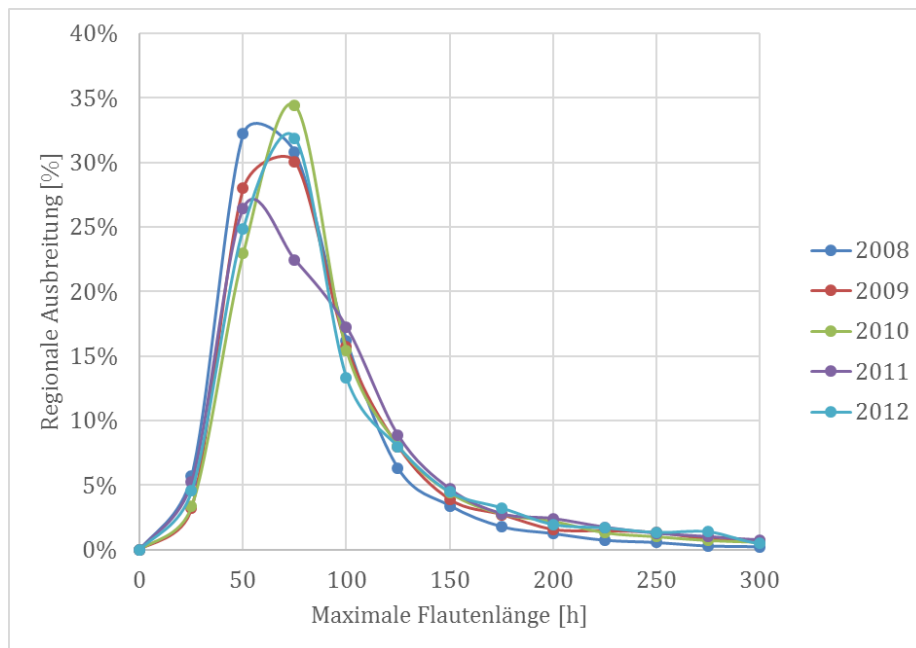


Abbildung 11: Maximale Flautendauer im Hinblick auf die regionale Ausbreitung

Flautendauern von über 150 Stunden haben in allen Wetterjahren eine regionale Ausbreitung von unter 5%. Es kann demnach davon ausgegangen werden, dass eine lange Flaute aufgrund der geringen räumlichen Ausdehnung, eine geringe Auswirkung auf die Stabilität des Stromsystems hat. Lange Flauten, die für das Stromsystem zu einem Problem werden könnten, da sie zu einem hohen Leistungsausfall bei Windkraftanlagen führen, haben zumeist nur eine geringe Ausbreitung. Demnach ist es wahrscheinlich, dass der mögliche Leistungsausfall in der Flautenregion zumindest teilweise durch Windkraftanlagen oder andere Kraftwerkskapazitäten in anderen Regionen aufgefangen werden kann. Der Aspekt der regionalen Verteilung soll im folgenden Abschnitt genauer untersucht werden.

In Abbildung 12 ist die regionale Verteilung der maximalen Flautendauer für das Jahr 2008 dargestellt. Die Kategorie mit den geringsten Flautendauern umfasst eine Flaute von bis zu 12 Stunden. Diese Kategorie zeigt sich vor allem in den Küstenregionen. An den Küsten liegen die Flautendauern bei unter 30 Stunden, wohingegen in den Alpen Flautendauern von bis zu 943 Stunden vorkommen können. Es wird deutlich, dass an Windkraftstandorten an Nord- und Ostsee nur geringe Flautendauern existieren und in Regionen mit wenigen Windkraftanlagen wie in den Alpen sehr hohe Flautendauern möglich sind.

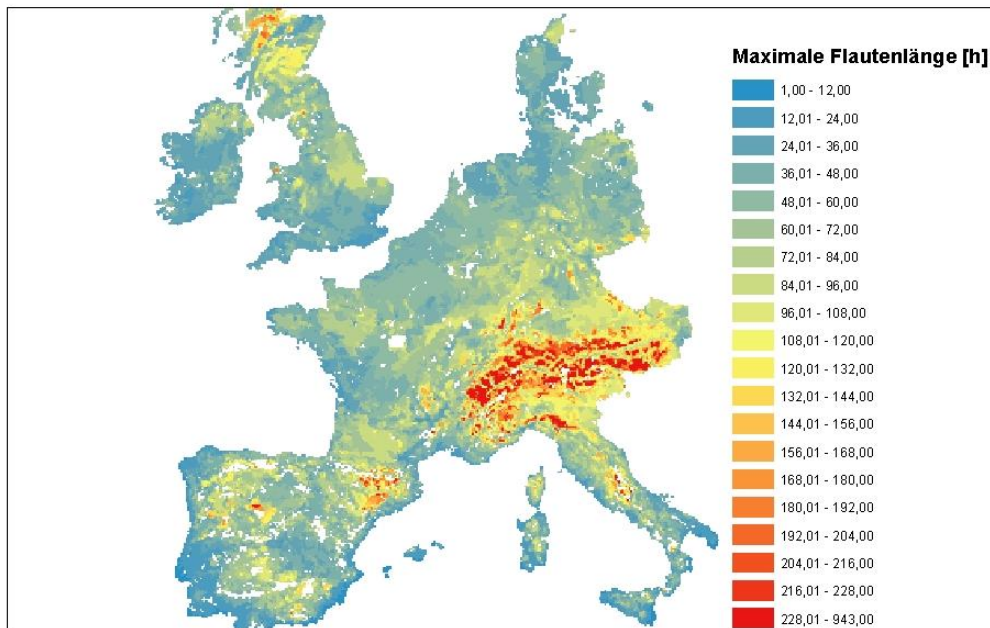


Abbildung 12: Maximale Flautendauer in Westeuropa im Jahr 2008

Abbildung 13 zeigt die regionale Verteilung der maximalen Flautendauer für das Jahr 2010. Die geringste Kategorie umfasst Flautendauern von fünf Stunden bis zu 12 Stunden. Wiederum werden kurze Flauten vor allem an Küstenregionen gemessen, jedoch wird im Vergleich zum Jahr 2008 ein Unterschied im Bereich Schottlands wie auch der Region Dänemark deutlich. Der Mittelwert der maximalen Flautendauern in Dänemark liegt im Jahr 2010 bei 57 Stunden; im Jahr 2008 ist der Mittelwert 43 Stunden. In Großbritannien ergibt sich ein Unterschied von 20 Stunden beim Vergleich der Mittelwerte. Im Jahr 2010 wird ein Mittelwert für die maximale Flautendauer von 80 Stunden gemessen; das Jahr 2008 kommt in dieser Region auf 60 Stunden.

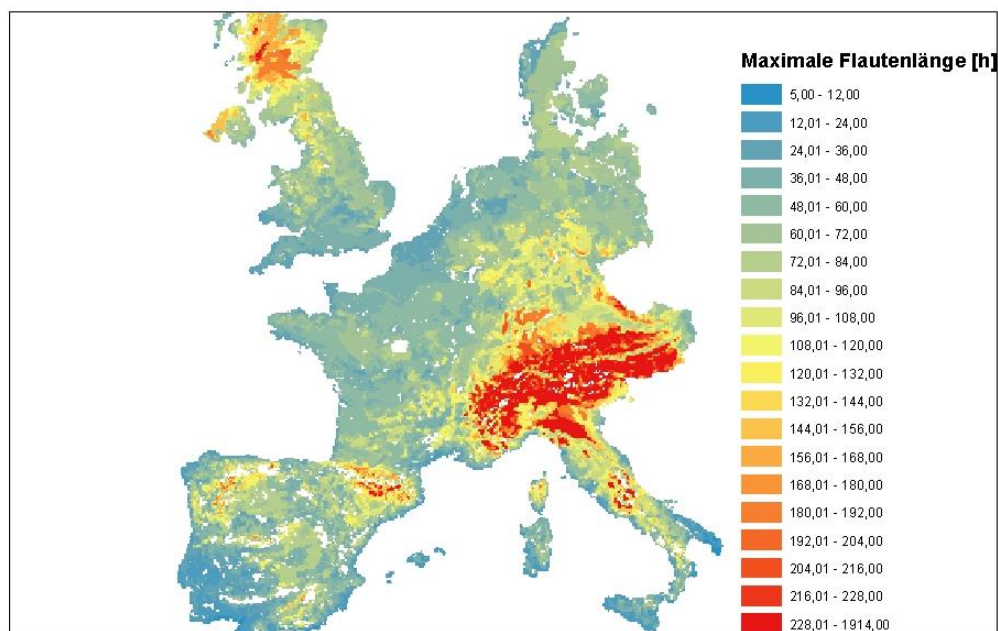


Abbildung 13: Maximale Flautendauer in Westeuropa im Jahr 2010

Abbildung 12 und Abbildung 13 zeigen den Unterschied verschiedener Wetterjahre für unterschiedliche Regionen auf. Es wird deutlich, dass lange Flauteperioden in Regionen mit einer hohen Anzahl an Windkraftanlagen, wie die Nord- und Ostseeküste, nur zu einer geringen Stundenanzahl im Jahr auftreten. Der Zusammenhang aus der regionalen Ausdehnung einer Flaute und dem Leistungsausfall bei Flaute, ergibt sich nur in dem Fall, in dem in der Flauteperiode Windkraftanlagen stehen. Im Vergleich der Wetterjahre zeigt sich auch bei dieser regionalen Analyse der Flauteperiode, dass das Wetterjahr 2010 für die Modellierung von ungünstigen Wetterlagen für das Stromsystem sehr geeignet ist.

5 Fazit und Ausblick

Die erste Forschungsfrage befasst sich mit der Identifizierung von Parametern zur Beschreibung schwieriger Wettersituationen. Der Fokus liegt dabei auf der Analyse der Windenergie. In der Analyse werden dabei neben dem jährlichen und saisonalen Energieangebot Parameter wie Leistungsausfall und Flauteperiode sowie regionale Ausbreitung einer Flaute definiert und für die Jahre 2008 bis 2012 analysiert.

Im Hinblick auf die zweite Forschungsfrage, welches Wetterjahr aufgrund dieser Parameter als schwieriges Wetterjahr klassifiziert werden und für modellgestützte Analysen genutzt werden kann, erweist sich das Wetterjahr 2010 in den meisten Indikatoren als das kritischste Jahr für die Windenergie in Westeuropa. Im Hinblick auf den ersten Aspekt entfällt auf das Jahr 2010 der größte Leistungsausfall. Auch in der regionalen Verteilung und längerer Flauteperioden zeigt sich das Jahr 2010 als vergleichsweise ungünstig.

Für eine vertiefende Analyse bieten sich die Überlagerung der hier durchgeführten Analysen mit Daten zu Last und der stundenscharfen Einspeisung weiterer erneuerbarer Energien an. Weiterhin könnten die verschiedenen Wetterdatensätze in ein detailliertes Stromsystemmodell eingespeist werden, um mögliche Auswirkungen auf die Modellergebnisse zu analysieren.

6 Literaturverzeichnis

Deutscher Wetterdienst (Hg.) (o.D.): Regionalmodell COSMO-EU. Online verfügbar unter https://www.dwd.de/DE/forschung/wettervorhersage/num_modellierung/01_num_vorhersage/modelle/regionalmodell_cosmo_eu.html.

Europäische Umweltagentur (2016): Klimawandel in Europa ist offensichtlich und bestätigt dringende Notwendigkeit zur Anpassung. Online verfügbar unter <https://www.eea.europa.eu/de/pressroom/newsreleases/der-klimawandel-in-europa-ist>.

Heuck, Klaus; Dettmann, Klaus-Dieter; Schulz, Detlef (2013): Elektrische Energieversorgung. Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis. 9., aktualisierte und korrigierte Aufl. Wiesbaden: Springer Vieweg (Lehrbuch).

Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien [IWR]: IWR-Windertragsindex. Online verfügbar unter <http://www.iwr.de/wind/wind/windindex/index.html>.

Ittershagen, Martin (Hg.) (2016): Die Treibhausgase. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/treibhausgas-emissionen/die-treibhausgase>.

Klus, Alexander (Hg.) (o.D.): EU-Klimapolitik. Klima- und Energiepolitik der Europäischen Union. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Online verfügbar unter <https://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/eu-klimapolitik/>.

Kopp, Stefan (o.D.): Leistungskurven von modernen Binnenland-Windenergieanlagen. Online verfügbar unter <http://www.windenergie-im-binnenland.de/powercurve.php>.

Nitsch, Joachim; Pregger, Thomas; Naegler, Tobias; Heide, Dominik; Tena, Diego Luca de; Trieb, Franz et al. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Online verfügbar unter http://elib.dlr.de/76043/1/leitstudie2011_bf.pdf.

Pfluger, Benjamin; Tersteegen, Bernd; Franke, Bernd (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-1-hintergrund-szenarioarchitektur-und-uebergeordnete-rahmenparameter.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

Rosenkranz, Gerd; Praetorius, Barbara; Litz, Philipp (2015): Der Klimaschutzbeitrag des Stromsektors bis 2040. Entwicklungspfade für die deutschen Kohlekraftwerke und deren wirtschaftliche Auswirkungen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Hg. v. enervis energy advisors.