

Studie
Einfluss der
Sonnenfinsternis
im März 2015 auf die
Solarstromerzeugung in
Deutschland



**Hochschule für Technik
und Wirtschaft Berlin**

University of Applied Sciences

Studie

Einfluss der Sonnenfinsternis im März 2015 auf die Solarstromerzeugung in Deutschland

Autoren

Johannes Weniger

Joseph Bergner

Tjarko Tjaden

Prof. Dr. Volker Quaschnig

Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin
Fachbereich 1 – Ingenieurwissenschaften Energie und Information
Wilhelminenhofstr. 75a
12459 Berlin



Veröffentlichung

Oktober 2014

Internet

<http://pvspeicher.htw-berlin.de/sonnenfinsternis>

DOI: 10.13140/2.1.5190.4963

Förderung

Diese Studie entstand im Vorhaben PVprog, das im Umweltentlastungsprogramm II aus Mitteln des Europäischen Fonds für Regionale Entwicklung und des Landes Berlin gefördert wird. (Förderkennzeichen 11410 UEP II/2)



Kurzfassung

Diese Studie untersucht die Auswirkungen der Sonnenfinsternis am **20. März 2015** auf die Stromerzeugung von Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen). Da in Deutschland an diesem Tag zwischen **9:30 Uhr** und **12:00 Uhr** die Sonne teilweise durch den Mond verdeckt ist, kommt es während der Sonnenfinsternis zur Reduktion der solaren Bestrahlungsstärke. Im Fokus der Studie steht die Analyse der daraus resultierenden Schwankungen in der Solarstromerzeugung. Hierzu wurde durch Simulationsrechnungen der Tagesgang der gesamten PV-Erzeugung unter Berücksichtigung der räumlichen Verteilung der PV-Anlagen innerhalb Deutschlands ermittelt. Da die Leistungsabgabe der PV-Anlagen entscheidend von der Bewölkungssituation beeinflusst wird, wurde zwischen einem **wolkenlosen und bedeckten Szenario** unterschieden.

Die standortaufgelösten Untersuchungen zeigen, dass während der Sonnenfinsternis der Bedeckungsgrad der Sonne durch den Mond im Norden Deutschlands größer als im südlichen Bundesgebiet ausfällt. Um mögliche regionale Unterschiede in der PV-Erzeugung innerhalb Deutschlands aufzuzeigen, wurde die gesamte Erzeugungsleistung für jede Regelzone bestimmt. Die Reduktion der PV-Leistung in den vier Regelzonen ist dabei von einer **hohen Gleichzeitigkeit** geprägt, wodurch nur mit geringen regionalen Ausgleichseffekten während der Sonnenfinsternis zu rechnen ist. Dies geht auch aus dem Summenprofil der gesamten PV-Erzeugung in Deutschland hervor. Bei wolkenlosem Himmel kann im Zeitraum der Sonnenfinsternis eine Abnahme der gesamten PV-Erzeugung von bis zu -272 MW/min und eine Zunahme von maximal 348 MW/min erwartet werden. Dies entspricht dem **3,5-fachen der üblichen PV-Leistungsänderungen** an sonnigen Tagen.

Der Ausgleich dieser Schwankungen kann durch **verschiedene Maßnahmen** auf der Erzeugungs- und Nachfrageseite erfolgen. Aufgrund ihres Speicher- und Leistungsvermögens sind Pumpspeicherverwerke dafür besonders geeignet. Durch deren Einsatz im Pump- und Turbinenbetrieb könnten aus technischer Sicht allein durch die in Deutschland vorhandenen **Pumpspeicher** die Schwankungen der Solarstromerzeugung auch bei wolkenlosem Himmel vollständig ausgeglichen werden. Ergänzend könnten **flexible Kraftwerke** wie schnell regelbare Gaskraftwerke zum Ausgleich beitragen. Voraussetzung hierfür ist, dass die Sonnenfinsternis in der Kraftwerkeinsatzplanung vorausschauend berücksichtigt wird. Somit stehen verschiedene Optionen zur Verfügung, um den nötigen Ausgleichsbedarf während der Sonnenfinsternis zu decken.

Die Ergebnisse der Studie lassen sich mit folgenden Kernaussagen zusammenfassen:

- 1** Die Auswirkungen der Sonnenfinsternis auf die Solarstromerzeugung und auf das Stromversorgungssystem in Deutschland hängen stark von der Wetterlage ab, sind aber kalkulierbar und beherrschbar.
- 2** Die in Deutschland vorhandenen Pumpspeicherwerke haben aus technischer Sicht das Potenzial die resultierenden Schwankungen in der Solarstromerzeugung zu glätten.
- 3** Um die Flexibilität des konventionellen Kraftwerksparks durch schnell regelbare Gaskraftwerke als alternative Ausgleichsoption zu nutzen, ist der Grundlastanteil an der Stromerzeugung zu reduzieren.
- 4** Damit auch zukünftig bei zunehmenden Leistungsschwankungen im Stromversorgungssystem der Ausgleichsbedarf gedeckt werden kann, sollte ein Zubau von Speicherkapazitäten verfolgt werden.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	3
Inhaltsverzeichnis	5
1 Sonnenfinsternis am 20. März 2015.....	6
2 Berechnung der Solarstromerzeugung.....	7
2.1 Bedeckungsgrad der Sonne durch den Mond	8
2.2 Reduktion der solaren Bestrahlungsstärke	11
2.3 Simulation der Solarstromerzeugung in Deutschland	13
3 Einfluss der Sonnenfinsternis auf die Solarstromerzeugung	17
3.1 Räumliche Unterschiede in Deutschland.....	17
3.2 Solarstromerzeugung in den Regelzonen.....	21
3.3 Solarstromerzeugung in Deutschland.....	23
4 Ausblick	30
5 Zusammenfassung.....	32
Literaturverzeichnis	33
Anhang.....	34

1 Sonnenfinsternis am 20. März 2015

Zu einer Sonnenfinsternis auf der Erde kommt es, wenn der Mond zwischen Erde und Sonne steht. Aufgrund der Bedeckung der Sonne durch den Mond trifft bei einer Sonnenfinsternis der Schatten des Mondes auf die Erdoberfläche (Bild 1). Von der Erde aus betrachtet kann die Sonne durch den Mond teilweise oder vollständig verdeckt werden. Bei einer vollständigen Sonnenbedeckung durch den Mond trifft der Kernschatten des Mondes auf einen Teil der Erdoberfläche. Hier tritt daraufhin eine sogenannte **totale Sonnenfinsternis** auf. In Gebieten um den Kernschattenkegel wird die Sonne durch den Mond nur teilweise verdeckt. Auf der Erdoberfläche lässt sich im Halbschatten des Mondes eine **partielle Sonnenfinsternis** beobachten.



Bild 1 Konstellation der Position der Sonne und Erde sowie des Mondes bei einer Sonnenfinsternis (Größenverhältnisse nicht maßstabsgerecht).

Die Überlagerung der Erdrotation und Mondbewegung führt dazu, dass der Mondschatten sich über die Erdoberfläche bewegt. Ob es zu einer partiellen oder totalen Verfinsternis kommt, hängt somit auch vom Beobachtungsort auf der Erde ab. Bild 2 veranschaulicht, wo sich in Europa am 20.03.2015 eine totale oder partielle Sonnenfinsternis beobachten lässt. Gebiete, die zeitweise vom Kernschatten des Mondes überzogen werden, befinden sich in der **Totalitätszone**. An diesem Tag verläuft die Totalitätszone vom Nordatlantik über das europäische Nordmeer bis nahe dem Nordpol. Gebiete außerhalb dieser Zone liegen im Halbschatten des Mondes. In Mitteleuropa ist daher an diesem Tag nur eine partielle Finsternis sichtbar.

In Europa und speziell in Deutschland wird bereits ein bedeutender Anteil der Stromerzeugung durch Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) bereitgestellt. Ziel dieser Studie ist es, mögliche Auswirkungen der Sonnenfinsternis im März 2015 auf die Solarstromerzeugung in Deutschland durch Simulationsrechnungen aufzuzeigen. Zunächst erläutert dazu das folgende Kapitel die verwendeten Simulationsmodelle sowie die Datengrundlage. Die Simulationsergebnisse werden für ausgewählte Standorte sowie für die verschiedenen Regelzonen und das gesamte Gebiet Deutschlands vorgestellt. Abschließend werden Maßnahmen zur Reduzierung der durch die Sonnenfinsternis verursachten Leistungsschwankungen im Stromversorgungssystem erörtert.



Bild 2 Von der totalen und partiellen Sonnenfinsternis beeinflusste Gebiete in Europa am 20.03.2015 (Daten: NASA [1]).

2 Berechnung der Solarstromerzeugung

Um den Einfluss der Sonnenfinsternis auf die Stromerzeugung von PV-Anlagen zu analysieren, wurde die mögliche photovoltaische Stromerzeugung am 20.03.2015 in Deutschland durch Simulationsrechnungen zeitlich und räumlich hochaufgelöst ermittelt. Bild 3 veranschaulicht die Vorgehensweise dieser Studie zur Bestimmung der Zeitreihe der in Gesamtdeutschland auftretenden PV-Erzeugung während der Sonnenfinsternis. Die Grundlage der Berechnungen stellen Informationen zur räumlichen Verteilung der über 1,4 Mio. installierten PV-Anlagen in Deutschland dar. Für jeden Anlagenstandort wird in einem ersten Schritt der zeitliche Verlauf der Sonnen- und Mondposition ermittelt, woraus sich der **Bedeckungsgrad der Sonne durch den Mond** ableiten lässt. Anschließend gilt es die standortabhängige solare Bestrahlungsstärke während der Sonnenfinsternis zu bestimmen. Daraus lässt sich die solare Bestrahlungsstärke für unterschiedlich geneigte und ausgerichtete PV-Generatoren an jedem Standort berechnen. Dies stellt die Basis für die anschließende Simulation des Betriebsverhaltens der PV-Anlagen dar. Um die Häufigkeit einzelner PV-Generatororientierungen zu berücksichtigen, erfolgt im Anschluss eine Gewichtung der PV-Erzeugungsprofile in Abhängigkeit der Neigung und Ausrichtung. Abschließend werden die Erzeugungsprofile aller Anlagenstandorte je nach installierter PV-Leistung gewichtet und aufsummiert. Der daraus resultierende Tagesverlauf der **gesamten PV-Erzeugungsleistung** in Deutschland wird mit einer zeitlichen Auflösung von 1 min ermittelt. Auf die verwendeten Simulationsmodelle und zugrunde liegenden Annahmen wird im Folgenden näher eingegangen.

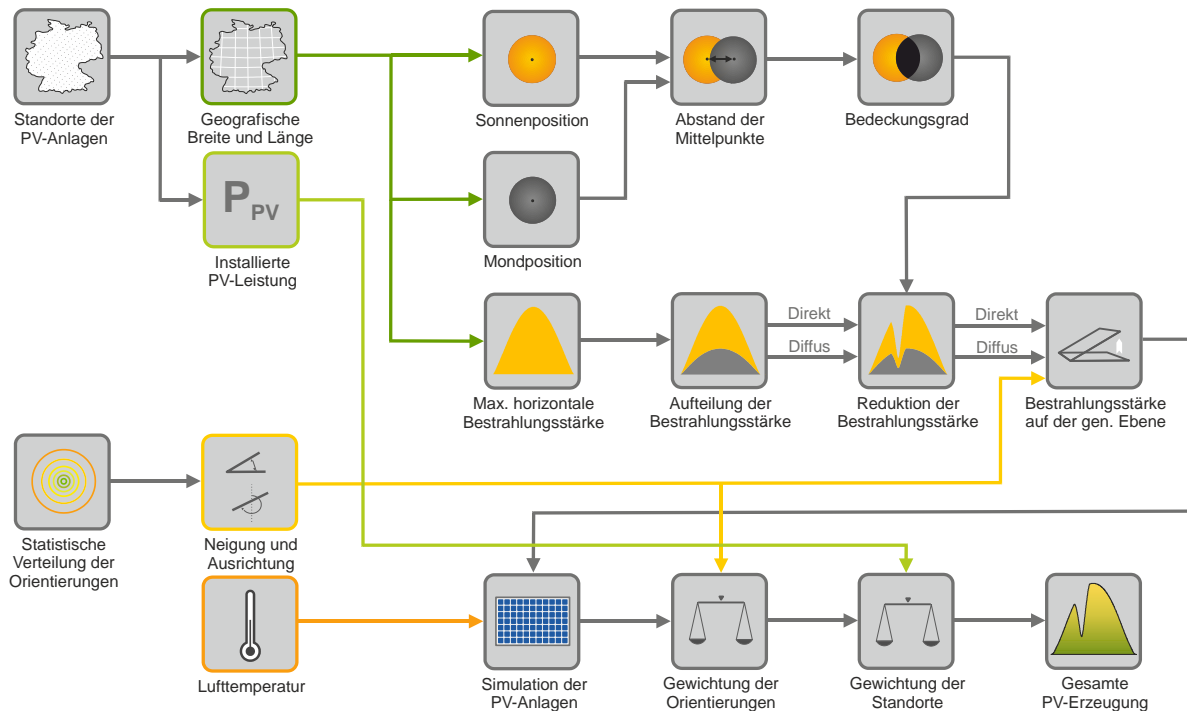


Bild 3 Vorgehensweise zur Bestimmung der PV-Leistung in Deutschland während der Sonnenfinsternis.

2.1 Bedeckungsgrad der Sonne durch den Mond

Um die Reduktion der Solarstrahlung während der Verfinsterung der Sonne zu ermitteln, wurde zunächst für jeden Anlagenstandort der Verlauf des Bedeckungsgrads der Sonne durch den Mond bestimmt. Dieser lässt sich aus der **Mond- und Sonnenposition** berechnen. Bild 4 zeigt für den Standort Berlin am 20.03.2015 die relative Position des Mondes zur Sonne für den Zeitraum der Sonnenfinsternis. Die erste Berührung der von der Erde aus betrachteten scheinbaren Sonnen- und Mondscheibe stellt den Beginn der Sonnenfinsternis dar. Anschließend nähert sich der Mittelpunkt der Mondscheibe der Sonnenmitte. Dadurch vergrößert sich bis zum Zeitpunkt der maximalen Bedeckung der durch den Mond verdeckte Anteil der Sonnenscheibe. Da sich im Anschluss die Mittelpunkte der Mond- und Sonnenscheibe wieder voneinander entfernen, nimmt auch die Bedeckung ab. Mit dem letzten Kontakt zwischen dem Rand der Mondscheibe und dem der Sonnenscheibe endet die Sonnenfinsternis.

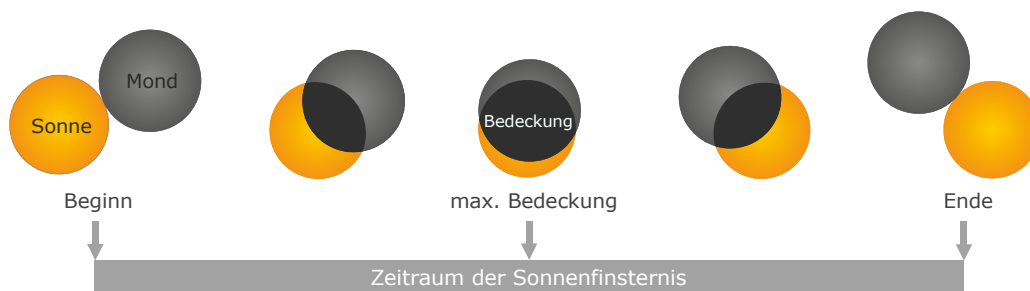


Bild 4 Relative Position des Mondes zur Sonne während der Sonnenfinsternis am Standort Berlin.

Aus den Koordinaten der Mittelpunkte von Sonne und Mond können demzufolge der Zeitraum der Sonnenfinsternis und der zeitliche Verlauf der Bedeckung abgeleitet werden. Hierzu wird auf vorhandene Modelle zur Sonnen- und Mondpositionsbestimmung zurückgegriffen [2,3]. Die Positionsbestimmung erfolgt dabei in Abhängigkeit von der geografischen Länge und Breite des Standorts. Von einem beliebigen Ort aus betrachtet lässt sich die Position beider Himmelskörper durch den **Azimuth- und Höhenwinkel** beschreiben. In Bild 5 (links) ist der zeitliche Verlauf der Position von Sonne und Mond am Himmel über Berlin während der Sonnenfinsternis dargestellt. Aus der daraus resultierenden Sonnen- und Mondbahn lässt sich qualitativ ablesen, wann beide Objekte am Himmel die annähernd gleiche Position einnehmen und es zur Bedeckung der Sonne durch den Mond kommt. Aus den Koordinaten kann auch der **Winkelabstand** zwischen dem Mond- und Sonnenmittelpunkt berechnet werden, dessen zeitlicher Verlauf in Bild 5 (rechts) veranschaulicht ist. Der Zeitraum der Sonnenfinsternis wird dabei durch den Winkelabstand zum Zeitpunkt des ersten und letzten Kontakts der Sonnen- und Mondscheibe begrenzt. Aus geometrischen Zusammenhängen lässt sich ableiten, dass dieser der Summe aus den scheinbaren Radien der Sonne und des Mondes entspricht. Am Standort Berlin beginnt die Sonnenfinsternis um 9:38 Uhr und endet um 11:58 Uhr. Der Zeitpunkt des geringsten Winkelabstands und somit der maximalen Bedeckung wird um 10:48 Uhr erreicht. Zur Validierung der Berechnungsmodelle wurden für 25 Standorte innerhalb Deutschlands die Berechnungsergebnisse mit Referenzwerten der NASA verglichen [1]. Um die Modellgenauigkeit gegenüber den Referenzwerten zu erhöhen, wurde zusätzlich der zuvor ermittelte Winkelabstand in Abhängigkeit vom Längen- und Breitengrad angepasst.

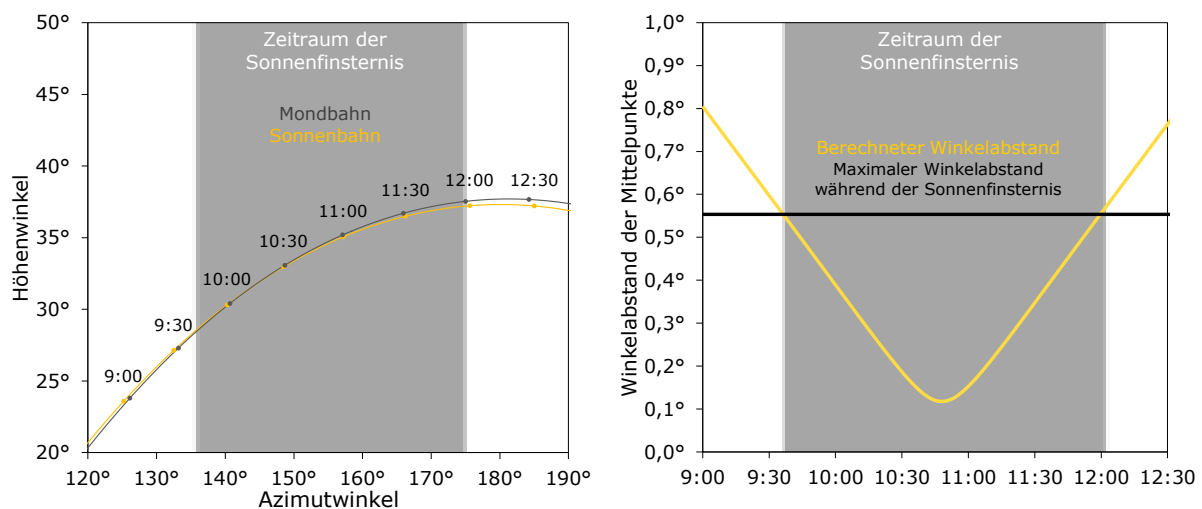


Bild 5 Links: Sonnen- und Mondbahn während der Sonnenfinsternis am Standort Berlin. Rechts: Abstand zwischen dem Sonnen- und Mondmittelpunkt für Berlin am 20.03.2015.

Aus dem Winkelabstand zwischen den Mittelpunkten beider Himmelskörper lässt sich der Grad der Bedeckung der Sonne durch den Mond berechnen, der die Intensität der Verfinsternung angibt. Der **Bedeckungsgrad** entspricht dabei dem Anteil der Sonnenscheibe, der durch den Mond bedeckt ist. Bei einer totalen Sonnenfinsternis ergibt sich folglich ein Bedeckungsgrad von 100%. Da am 20.03.2015 in Deutschland nur eine partielle Sonnenfinsternis auftritt, ist auch der Bedeckungsgrad kleiner als 100%. Wie sich aus Bild 6 (links) ablesen lässt, kommt es am Standort Berlin zu einer ma-

ximalen Bedeckung von 74%. Auch aus dem dargestellten Verlauf des Bedeckungsgrads geht hervor, dass die Sonnenfinsternis in Berlin um 9:38 Uhr beginnt und um 11:58 Uhr endet. In diesem Zeitraum nimmt der Bedeckungsgrad bis zum Punkt des geringsten Winkelabstands zunächst zu und fällt anschließend wieder.

Da die Mond- und Sonnenposition am Himmel vom Standpunkt abhängig ist, variiert auch der Bedeckungsgrad je nach geografischer Lage. Um die Unterschiede im Bedeckungsgrad innerhalb Deutschlands aufzuzeigen, wurde in einem Raster von 1x1 km für insgesamt 359.586 Standorte der zeitliche Verlauf des Bedeckungsgrads bestimmt. Der daraus resultierende **mittlere Bedeckungsgrad** ist für den Zeitraum der Sonnenfinsternis in Bild 6 (rechts) dargestellt. Des Weiteren kann für jeden Zeitpunkt der minimale und maximale Bedeckungsgrad innerhalb Deutschlands entnommen werden. Der Maximalwert der mittleren Bedeckung in Deutschland wird um 10:43 Uhr erreicht und beträgt 73%. Je nach Standort liegt der maximale Bedeckungsgrad zwischen 65% und 83%. Auffällig ist, dass im Vergleich zum mittleren Bedeckungsgrad der Verlauf der maximalen Bedeckung stärker variiert. Dies kann mit der räumlichen Änderung der Bedeckung während der Finsternis innerhalb Deutschlands erklärt werden. Dadurch ändert sich im Verlauf der Sonnenfinsternis auch der Standort des höchsten Bedeckungsgrads, der zeitweise auf räumlich isolierten Inseln in der Nordsee verharrt (vgl. Bild 7).

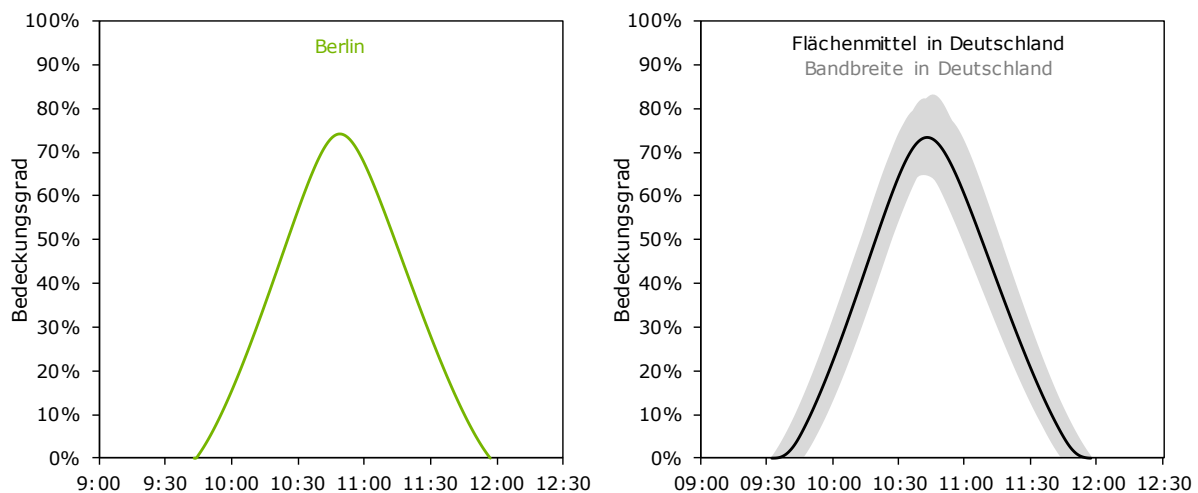


Bild 6 Zeitlicher Verlauf des Bedeckungsgrads am Standort Berlin (links) sowie des mittleren Bedeckungsgrads und der Bandbreite des Bedeckungsgrads in Deutschland am 20.03.2015 (rechts).

Der Grad der Bedeckung der Sonne durch den Mond ist generell vom Abstand des Beobachtungsorts zur Totalitätszone (vgl. Bild 2) abhängig. In Bild 7 ist die **räumliche Variabilität des Bedeckungsgrads** in Deutschland für vier Zeitpunkte um die maximale Bedeckung abgebildet. Am Verlauf der Isolinien des Bedeckungsgrads kann man erkennen, dass der Mondschatten von Deutschland aus betrachtet vom Westen kommend sich nach Norden bewegt. Die höchsten Werte für den Bedeckungsgrad werden daher im Nordwesten Deutschlands erreicht, wohingegen im südlichen Bundesgebiet die Bedeckung tendenziell geringer ausfällt. Dabei wird auch ersichtlich, wie schnell der Mondschatten die Erde überstreift.

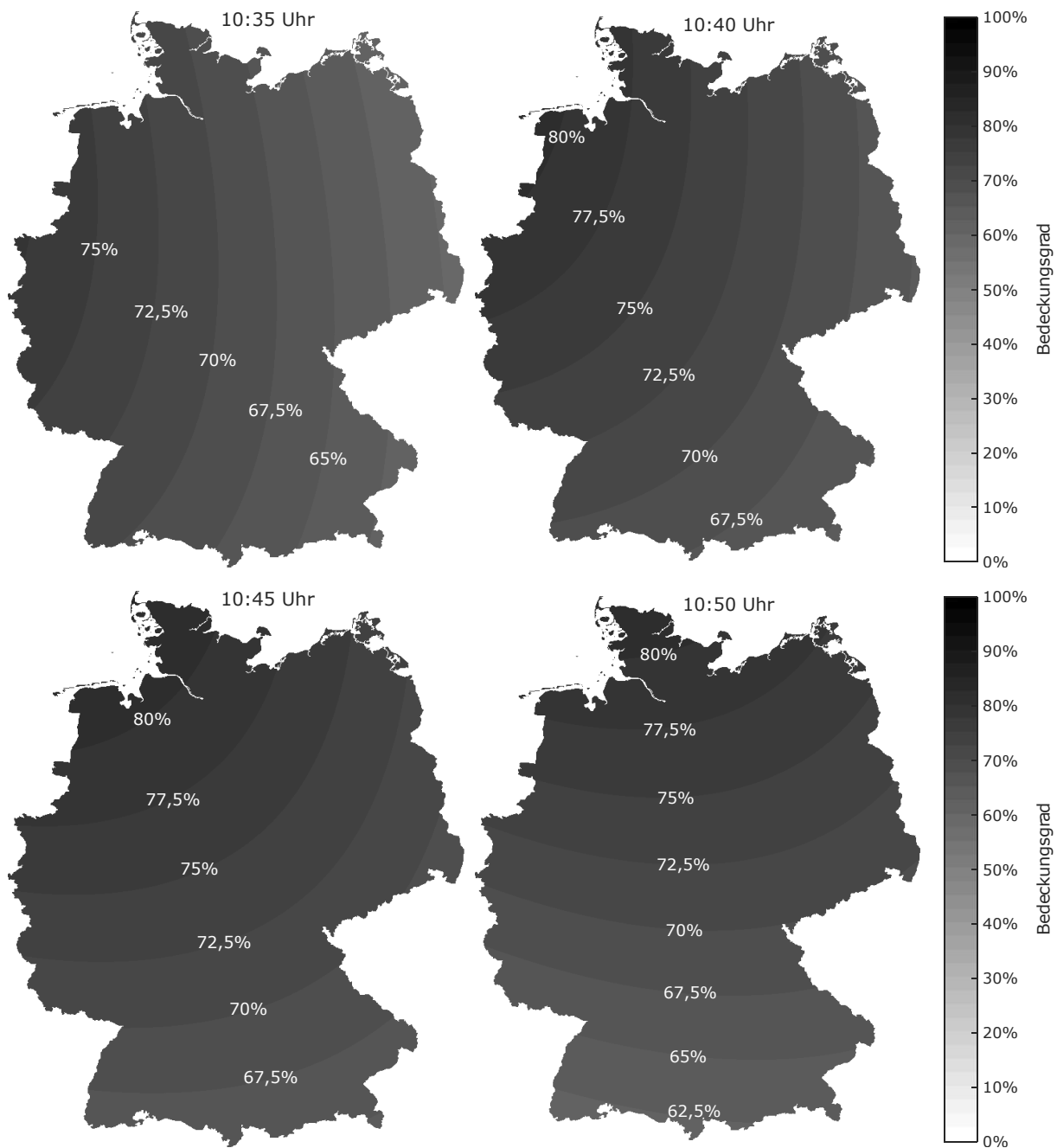


Bild 7 Bedeckungsgrad in Deutschland am 20.03.2015 um 10:35 Uhr (oben links), 10:40 Uhr (oben rechts), 10:45 Uhr (unten links) und 10:50 Uhr (unten rechts).

2.2 Reduktion der solaren Bestrahlungsstärke

Nach dem zuvor auf die zeitliche und räumliche Variabilität des Bedeckungsgrads eingegangen wurde, wird in diesem Abschnitt der Einfluss der anteiligen Bedeckung der Sonne durch den Mond auf die solare Bestrahlungsstärke erörtert. Da die Sonnenposition je nach Standort variiert, ist auch die maximal erreichbare Bestrahlungsstärke auf der Horizontalen bei wolkenlosem Himmel standortabhängig. Berechnet wurde deren Tagesverlauf in Abhängigkeit der geografischen Länge und Breite nach dem in [4] aufgeführten Modell. Bild 8 (links) zeigt das charakteristische Tagesprofil der **solaren Globalbestrahlungsstärke** auf der Horizontalen bei wolkenlosem Himmel für Berlin am 20.03. Nach

Sonnenaufgang steigt die solare Globalbestrahlungsstärke bis zum höchsten Sonnenstand an und fällt darauffolgend bis zum Sonnenuntergang ab. Bei der solaren Globalbestrahlungsstärke auf der Horizontalen wird zwischen einem Diffus- und Direktanteil unterschieden. Während die Direktstrahlung nur von der Sonne ausgeht, trifft die Diffusstrahlung durch Streuung in der Atmosphäre aus dem gesamten Himmelshalbraum ein. Die Aufteilung der solaren Globalbestrahlungsstärke in den Diffus- und Direktanteil wurde nach dem in [5] beschriebenen Modell durchgeführt.

Während der Sonnenfinsternis wurde eine lineare **Reduktion der diffusen und direkten solaren Bestrahlungsstärke** durch den Bedeckungsgrad vorgenommen, die sich aus der Annahme einer homogenen Verteilung der Strahldichte in der Sonnenscheibe ergibt. Unbeachtet bleibt dadurch die ungleichmäßige Strahlungsemission über der Sonnenscheibe, wobei die Strahldichte von der Mitte zum Rand abnimmt [6].

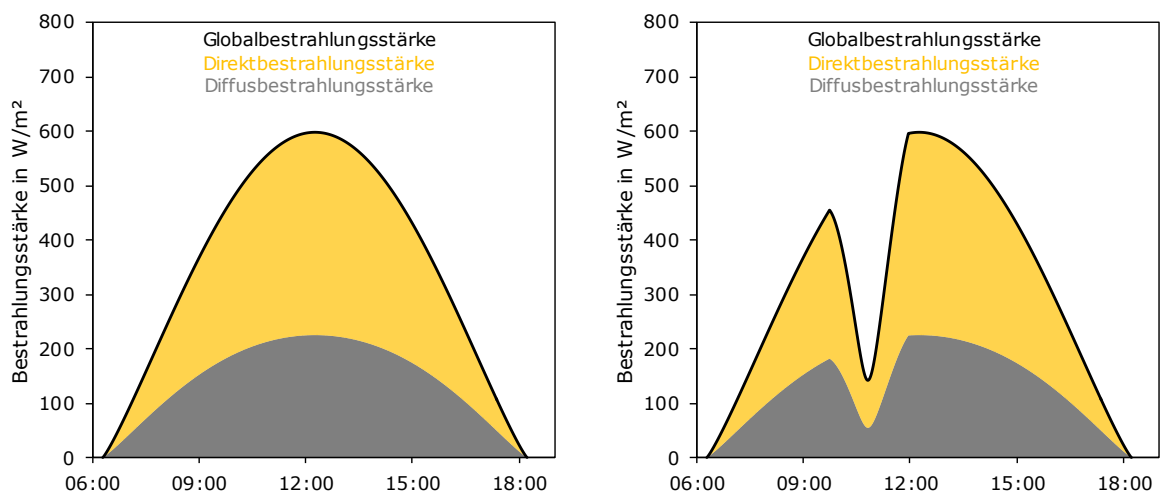


Bild 8 Verlauf der maximalen solaren Bestrahlungsstärke auf der Horizontalen bei wolkenlosem Himmel am 20.03.2015 am Standort Berlin ohne Einfluss (links) und mit Einfluss der Sonnenfinsternis (rechts).

Da PV-Generatoren gegenüber der Horizontalen in der Regel geneigt sind, ist die **solare Bestrahlungsstärke auf der geneigten Ebene** für die Leistungsabgabe der PV-Anlagen entscheidend. Die Umrechnung auf die geneigte Ebene wurde für die Direktbestrahlungsstärke wie üblich durch geometrische Zusammenhänge und für die Diffusbestrahlungsstärke mit dem Modell von Klucher umgesetzt [7]. Um die unterschiedlichen Neigungen und Ausrichtungen der installierten PV-Anlagen in Deutschland abzubilden, wurden für insgesamt 49 unterschiedliche Orientierungen die Tagesgänge der Bestrahlungsstärke bestimmt (Bild 9 links). Berücksichtigt wurden dabei Azimutwinkel zwischen Ost und West sowie Neigungswinkel von 0 bis 60°. In Bild 9 (rechts) ist der Verlauf der Bestrahlungsstärke für ausgewählte Orientierungen während der Sonnenfinsternis aufgeführt. Da an dem betrachteten Tag mit steigender Neigung die Bestrahlungsstärke höher ausfällt, wird auch die absolute Reduktion der Bestrahlungsstärke durch die Sonnenbedeckung zunehmend größer. Neben dem Einfluss der Neigung ist auch der Einfluss der Ausrichtung ersichtlich. Während bei östlicher Ausrichtung die Sonnenfinsternis nahe dem Zeitpunkt der höchsten Bestrahlungsstärke beginnt, ist bei westlicher Ausrichtung der Einbruch der Bestrahlungsstärke zu Beginn der Sonnenfinsternis nicht so stark ausgeprägt.

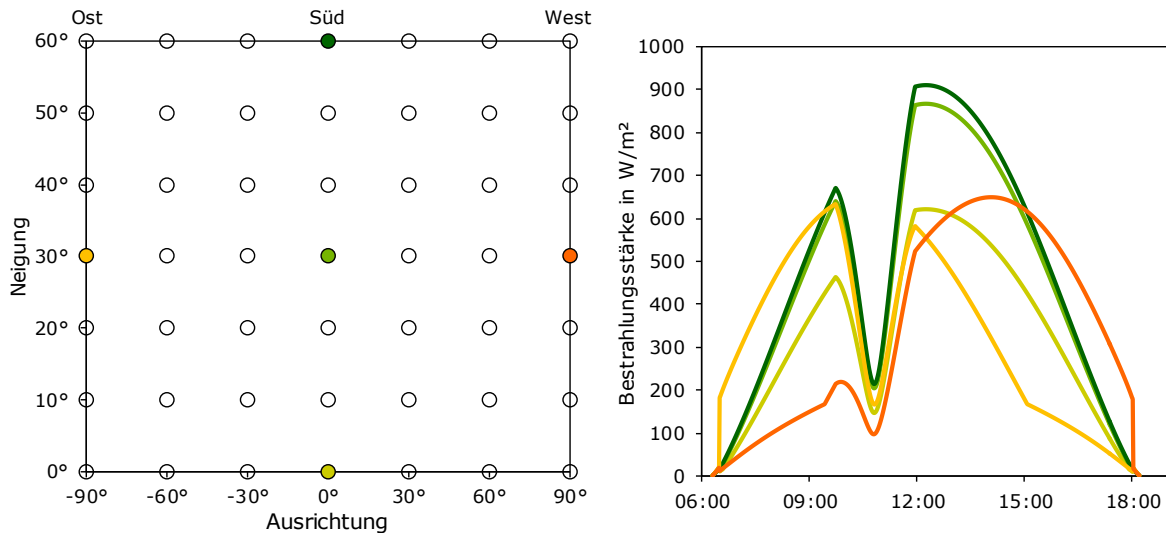


Bild 9 Links: Simulierte Orientierungen der PV-Generatoren mit Ausrichtungen zwischen -90° (Ost) und 90° (West) sowie Neigungen zwischen 0° und 60° . Rechts: Tagesverlauf der maximalen Bestrahlungsstärke auf der geneigten Ebene für ausgewählte Orientierungen mit Einfluss der Sonnenfinsternis am Standort Berlin.

2.3 Simulation der Solarstromerzeugung in Deutschland

Die für die unterschiedlichen Orientierungen ermittelte Bestrahlungsstärke an den einzelnen Standorten stellt die Grundlage für die **Simulation der Leistungsabgabe der PV-Anlagen** dar. Die Abhängigkeit des PV-Modulwirkungsgrads von der Bestrahlungsstärke wird dabei mit einem empirischen Modell für multikristalline PV-Module abgebildet [8]. Berücksichtigung findet auch die Abnahme des Modulwirkungsgrads mit zunehmender Modultemperatur. Dabei wird von einem linearen Anstieg der Modultemperatur gegenüber der Lufttemperatur bei steigender Bestrahlungsstärke unter Berücksichtigung der thermischen Trägheit der PV-Module ausgegangen. Es wird eine konstante Lufttemperatur am Tag der Sonnenfinsternis von 10°C angenommen. Dabei wird der typische tageszeitliche Verlauf vernachlässigt. Während der Sonnenfinsternis kann es allerdings auch zu einem Abfall der Lufttemperatur kommen [9]. Grundsätzlich ist jedoch für die PV-Leistungsabgabe während der Sonnenfinsternis die Variation der Lufttemperatur im Vergleich zur Variation der Solarstrahlung von geringerer Bedeutung. Neben den temperaturbedingten Verlusten wurden weitere Generatorverluste durch empirische Korrekturfaktoren abgebildet. Die Abhängigkeit des Wechselrichterwirkungsgrads von der resultierenden PV-Generatorleistung wurde mit einem empirischen Modell ermittelt [10]. Durch Anwendung der beschriebenen Modelle lässt sich somit für die unterschiedlich orientierten PV-Anlagen die spezifische Leistungsabgabe an den einzelnen Standorten ermitteln.

Um die relative Häufigkeit der einzelnen Orientierungen im PV-Anlagenbestand in Deutschland zu berücksichtigen, wird eine **Gewichtung der Erzeugungprofile je nach Orientierung** vorgenommen. Da ein hoher Anteil der PV-Anlagen in Deutschland ertragsoptimiert errichtet wurde, wird der mittlere Neigungswinkel mit 30° und der mittlere Azimutwinkel mit 0° (Süd) angenommen. Sowohl für die Neigung als auch für die Ausrichtung wird eine Normalverteilung um diese Mittelwerte angenommen. Dabei wird eine einfache Standardabweichung von $\pm 10^\circ$ für den Neigungswinkel und von $\pm 25^\circ$ für den

Azimutwinkel berücksichtigt. Mit der daraus resultierenden zweidimensionalen Normalverteilung lassen sich die Orientierungen in Abhängigkeit ihrer prozentualen Häufigkeit gewichten (Bild 10). Dabei wird vereinfacht angenommen, dass die statistische Verteilung der Orientierungen standortunabhängig ist. Unter Berücksichtigung der relativen Wahrscheinlichkeitsverteilung werden die Erzeugungprofile der verschiedenen Orientierungen gewichtet und zum Summenprofil jedes einzelnen Standorts zusammengefasst.

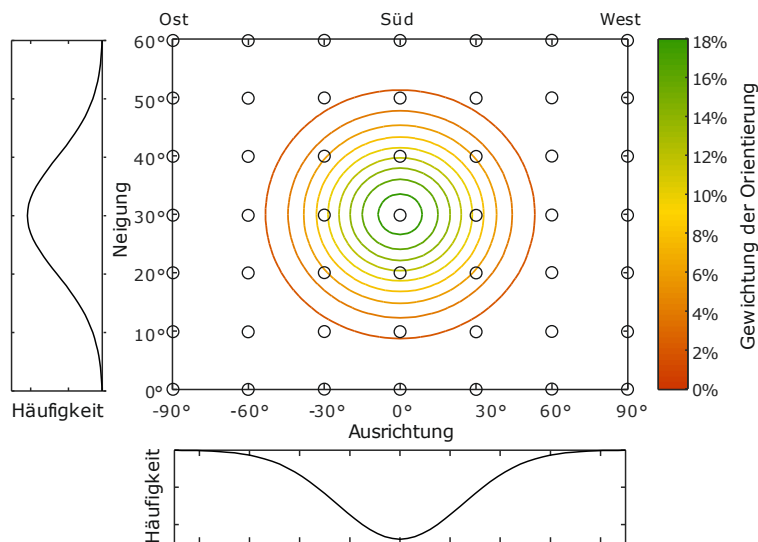


Bild 10 Gewichtung der Erzeugungspfeile der simulierten Orientierungen je nach Häufigkeit der Ausrichtung und Neigung.

Um aus den einzelnen standortspezifischen Erzeugungspfeilen das kumulierte Erzeugungspfeil für Deutschland zu ermitteln, erfolgt eine **Gewichtung der Anlagenstandorte in Abhängigkeit der installierten PV-Leistung**. Als Datengrundlage für die räumliche Verteilung der installierten PV-Leistung in Deutschland wird das Anlagenregister der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS) verwendet [11]. Der Datensatz basiert auf den Anlagenmeldedaten der Netzbetreiber und enthält unter anderem Informationen zum Standort und zur installierten Nennleistung von mehr als 1,4 Mio. PV-Anlagen (Stand Juli 2014). Die Angaben zu den Anlagenstandorten variieren je nach Netzbetreiber und beziehen sich nur selten auf die exakte geografische Lage der PV-Anlagen. Meist ist der Anlagenstandort für einen Punkt innerhalb der jeweiligen Gemeinde oder des Ortsteils angegeben. Somit sind einem Standort in der Regel mehrere PV-Anlagen zugeordnet. Daher verteilen sich die 1,4 Mio. PV-Anlagen auf nur 22.535 zusammengefasste Standorte. Wie Bild 11 (links) aufzeigt, ist diese Anzahl dennoch ausreichend, um die geografische Verteilung des installierten Anlagenbestands in Deutschland abzubilden. Auffällig ist die ungleichmäßige Dichte der Anlagenstandorte, die jedoch nicht mit der räumlichen Verteilung der installierten PV-Leistung korreliert. Der Grund hierfür ist, dass die Angabe des Anlagenstandorts in verschiedenen Netzgebieten unterschiedlich gehandhabt wird. In Bild 11 (rechts) ist die standortspezifische PV-Leistung der Größe nach sortiert über der Anzahl der Standorte aufgetragen. An rund 70% der zusammengefassten Standorte ist eine PV-Leistung zwischen 100 kWp und 10 MWp installiert. Nur wenige Standorte verfügen über eine Leistung von unter 10 kWp. Eine installierte PV-Leistung von mehr als 10 MWp ergibt sich für 415 Standorte.

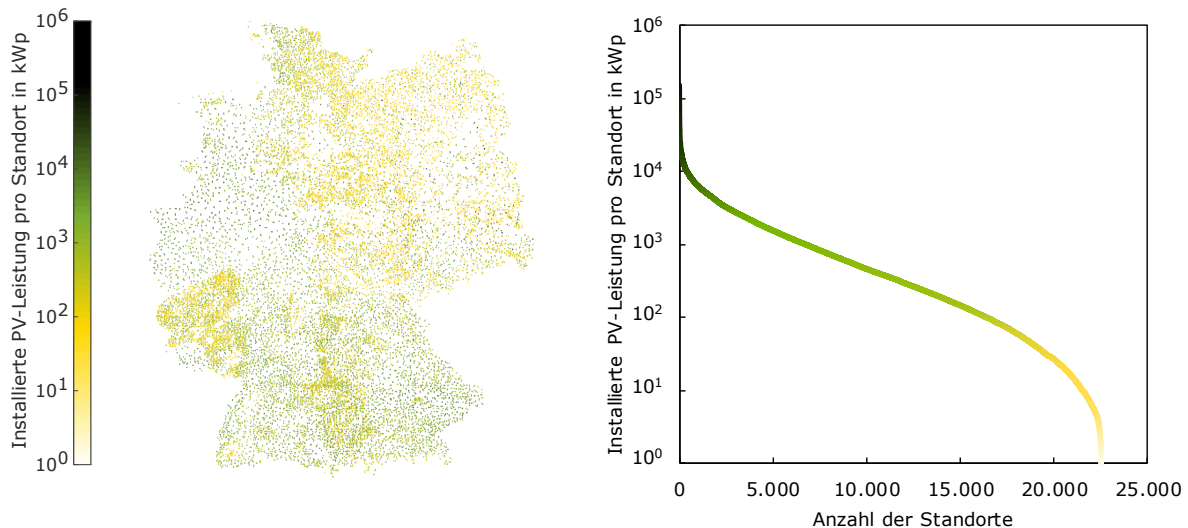


Bild 11 Räumliche Verteilung der installierten PV-Leistung an 22.535 zusammengefassten Anlagenstandorten (links) sowie installierte PV-Leistung pro Standort (rechts) (Daten: DGS [11])

Werden die insgesamt 22.535 Standortprofile mit der jeweiligen installierten PV-Leistung gewichtet und anschließend aufsummiert, ergibt sich das **kumulierte Erzeugungsprofil für Deutschland**. Zur Validierung der Simulationsergebnisse ohne Abschattung durch den Mond vergleicht Bild 12 (links) für den 20.03.2014 den berechneten Tagesverlauf der PV-Erzeugung bei wolkenlosem Himmel in Deutschland mit realen Daten der EEX Transparency [12]. Da die zeitliche Auflösung der Simulation 1 min beträgt, wurden die viertelstündig aufgelösten realen Daten linear interpoliert. Angegeben ist die spezifische PV-Leistung bezogen auf die installierte Nennleistung. Grundsätzlich zeigen beide Erzeugungsprofile eine gute Übereinstimmung. Vor allem kurz nach Sonnenaufgang ist die berechnete PV-Erzeugungsleistung geringfügig höher. Satellitenaufnahmen zeigen als Ursache, dass am 20.03.2014 in Mitteldeutschland zunächst vereinzelt Wolken am Himmel zu sehen waren, die sich allerdings im Laufe des Vormittags auflösten. Da Deutschland am 20.03.2014 – genau ein Jahr vor der Sonnenfinsternis – weitgehend unbewölkt war, kann das berechnete Erzeugungsprofil bei wolkenlosem Himmel als oberer Grenzwert betrachtet werden.

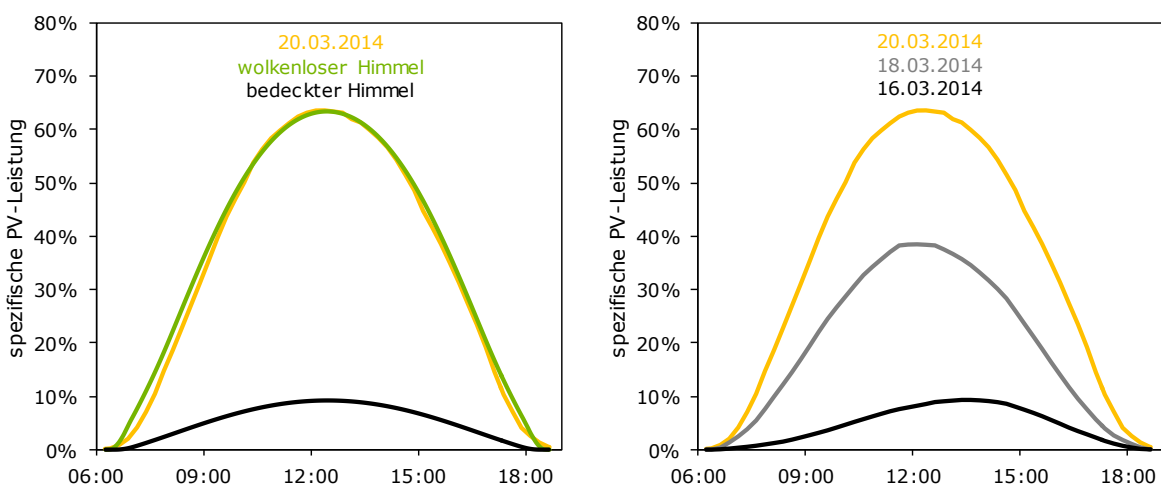


Bild 12 Links: Simulierte PV-Erzeugung in Deutschland bei wolkenlosem und bedecktem Himmel im Vergleich zu den Daten der EEX Transparency vom 20.03.2014. Rechts: Spezifische PV-Leistung in Deutschland an drei Tagen im März 2014 (Daten: EEX Transparency [12]).

Wie Bild 12 (rechts) für den 16.03 und 18.03.2014 zu entnehmen ist, kann die PV-Leistung allerdings je nach Bewölkungssituation auch deutlich geringer ausfallen. Während am 20.03.2014 die maximale PV-Leistung bei 64% der installierten Nennleistung lag, waren es am 16.03.2014 nur maximal 9%. Um diese Bandbreite der möglichen Solarstromerzeugung am 20.03.2015 aufzuzeigen, werden im weiteren Verlauf der Studie **zwei Szenarien** betrachtet. Dabei wird zwischen einem **wolkenlosen und bedeckten Himmel** über Deutschland unterschieden (Bild 12 links). Hierzu wird jeweils eine homogene Bewölkungssituation über dem gesamten Bundesgebiet angenommen. Zur Modellierung des Szenarios mit bedecktem Himmel wird die standortabhängige maximale Globalbestrahlungsstärke mit einem Transmissionskoeffizienten der Atmosphäre von 0,2 multipliziert. Für beide Szenarien wird die Simulation der PV-Erzeugung in Deutschland am Tag der Sonnenfinsternis mit einer zeitlichen Auflösung von 1 min durchgeführt.

Um neben der spezifischen PV-Leistung auch die absolute PV-Leistung in Deutschland während der Sonnenfinsternis am 20.03.2015 zu ermitteln, muss eine Annahme hinsichtlich der zu diesem Zeitpunkt installierten PV-Leistung getroffen werden. Ausgehend von einer installierten PV-Leistung von 37,8 GW zum 31.08.2014 soll ein monatlicher Zubau von 150 MW bis März 2015 angenommen werden. Die installierte PV-Leistung zum Zeitpunkt der Sonnenfinsternis wird daher mit **39 GW** angesetzt. Es wird davon ausgegangen, dass es zu keiner Änderung der relativen räumlichen Verteilung der installierten PV-Leistung im Vergleich zum berücksichtigten Anlagenbestand kommt.

3 Einfluss der Sonnenfinsternis auf die Solarstromerzeugung

Nachdem zuvor die Modelle zur Berechnung der Solarstromerzeugung beschrieben wurden, wird im Folgenden der Einfluss der Sonnenfinsternis auf die Leistungsabgabe der PV-Anlagen ermittelt. Für ein grundlegendes Verständnis wird zunächst das Erzeugungsprofil von PV-Anlagen an ausgewählten Standorten untersucht. Darauf folgt die Analyse der kumulierten PV-Erzeugung in den vier Regelzonen sowie im gesamten Bundesgebiet unter Berücksichtigung der räumlichen Verteilung der PV-Anlagen in Deutschland.

3.1 Räumliche Unterschiede in Deutschland

Um die Standortabhängigkeit des Einflusses der Sonnenfinsternis auf die PV-Erzeugung aufzuzeigen, wird das Erzeugungsprofil der PV-Anlagen an sechs ausgewählten Standorten charakterisiert. Damit dabei die räumliche Ausdehnung Deutschlands Berücksichtigung findet, werden jeweils drei Standorte auf einer Nord-Süd- sowie einer Ost-West-Achse betrachtet (Bild 13).

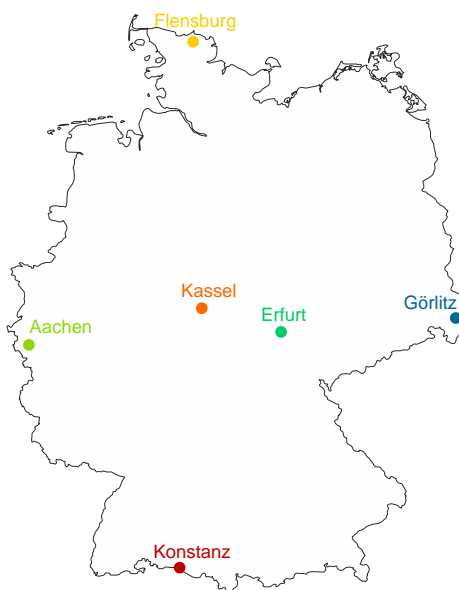


Bild 13 Ausgewählte Standorte auf einer Nord-Süd- sowie einer Ost-West-Achse in Deutschland.

Räumliche Unterschiede in der Solarstromerzeugung treten zum einen dadurch auf, dass aufgrund der Erddrehung um Ihre eigene Achse der Auf- und Untergang der Sonne je nach geografischer Lage zeitlich variiert. Dadurch kommt es zu einem **zeitlichen Versatz zwischen den PV-Erzeugungsprofilen** an westlich und östlich gelegenen Standorten. Am 20.03 beträgt diese zeitliche Differenz der PV-Erzeugung am Standort Aachen gegenüber der Erzeugung in Görlitz etwa 30 min (Bild 14). Zu sehen ist das orientierungsgewichtete Summenprofil der PV-Anlagen an drei Standorten für das Szenario bei wolkenlosem (links) und bedecktem Himmel (rechts). Der Zeitpunkt der geringsten PV-

Leistungsabgabe während der Sonnenfinsternis wird in Aachen früher als in Görlitz erreicht. Darüber hinaus ist die Differenz zwischen der minimalen PV-Leistung während der Sonnenfinsternis und der PV-Leistung am Ende der Sonnenfinsternis in Aachen größer als in Görlitz. Dies ist bedingt durch die höheren Bedeckungsgrade in westlichen und nördlichen Gebieten Deutschlands (vgl. Bild 7). Bei bedecktem Himmel fallen im Vergleich zum wolkenlosen Himmel die spezifischen PV-Leistungen und somit auch die absoluten Leistungsunterschiede während der Sonnenfinsternis geringer aus.

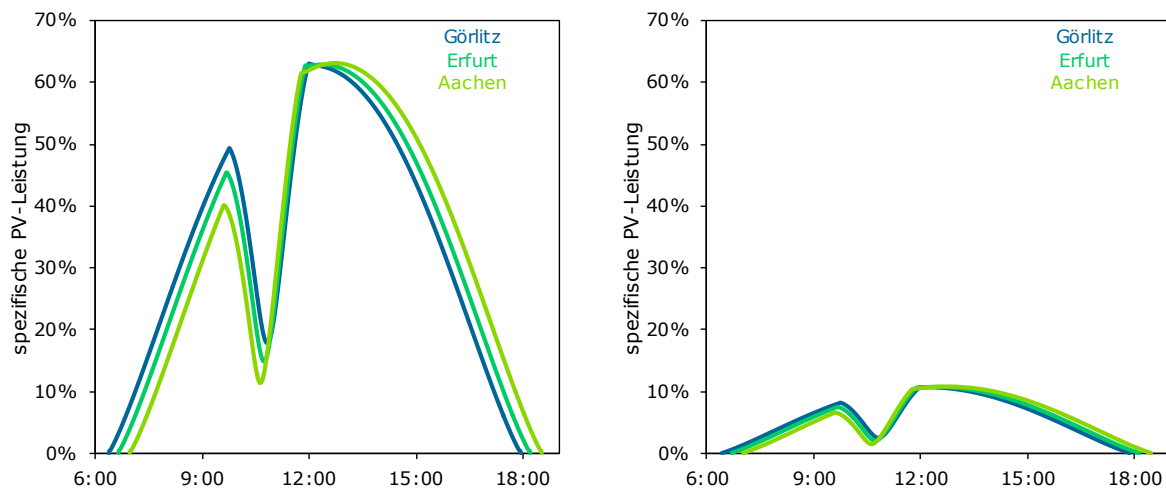


Bild 14 Tagesverlauf der spezifischen PV-Leistung ausgewählter Standorte auf einer Ost-West-Achse bei wolkenlosem (links) und bedecktem Himmel (rechts).

Räumliche Unterschiede in der Solarstromerzeugung werden darüber hinaus auch durch die Neigung der Erdoberfläche und der sich daraus ergebenden Abhängigkeit der Sonnenhöhe von der geografischen Breite verursacht. PV-Anlagen im Süden Deutschlands haben daher eine **höhere spezifische PV-Leistungsabgabe** als Anlagen mit gleicher Neigung im norddeutschen Raum. Dieser Zusammenhang kann auch Bild 15 entnommen werden, das den Tagesgang der PV-Erzeugung für drei Standorte entlang einer Nord-Süd-Achse abbildet. Während für Konstanz eine maximale Leistungsabgabe von 67% der Nennleistung ermittelt wurde, beträgt diese in Flensburg nur 58%. Weitere Unterschiede ergeben sich durch die Zunahme des maximalen Bedeckungsgrads von Süd nach Nord (vgl. Bild 7). Hinzu kommt, dass der Zeitpunkt der maximalen Bedeckung sich in Konstanz rund 8 min früher als in Flensburg ereignet. Aus den in Bild 14 und Bild 15 dargestellten Tagesverläufen der PV-Erzeugung gehen zwar räumliche Unterschiede hervor, der Einbruch der Leistungsabgabe weist jedoch an allen Standorten eine **hohe Gleichzeitigkeit** auf.

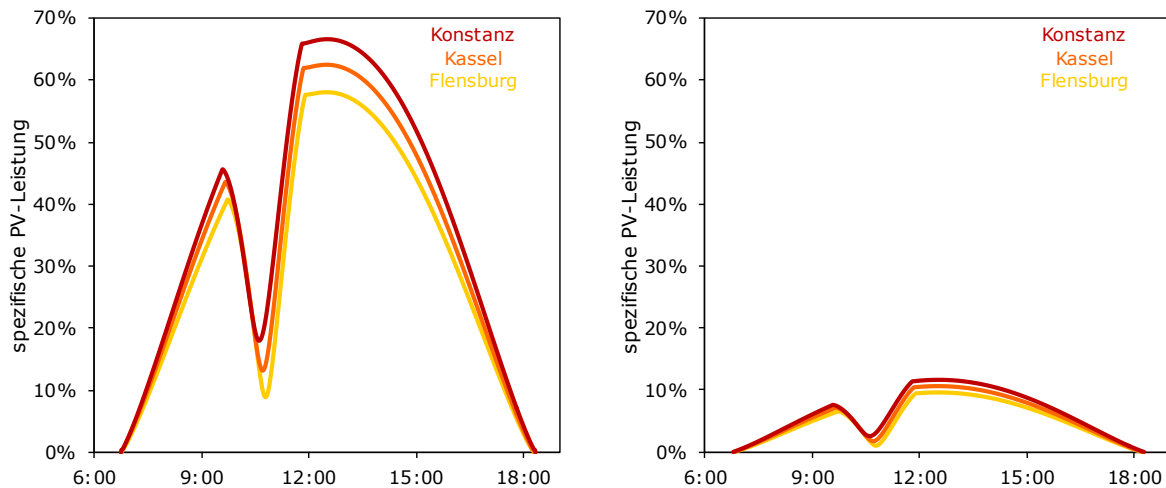


Bild 15 Tagesverlauf der spezifischen PV-Leistung ausgewählter Standorte auf einer Nord-Süd-Achse bei wolkenlosem (links) und bedecktem Himmel (rechts).

Ergänzend zum Tagesverlauf der Solarstromerzeugung an ausgewählten Standorten wird im Folgenden die räumliche Variation der PV-Leistungsabgabe um den Zeitpunkt der maximalen Bedeckung näher untersucht. Ohne Berücksichtigung der geografischen Verteilung der PV-Anlagen in Deutschland wurde hierzu in einer räumlichen Auflösung von 1x1 km für 359.586 Standorte die spezifische PV-Leistung ermittelt. Aus dem Verlauf der Linien gleicher spezifischer PV-Leistungsabgabe in Bild 16 zwischen 10:30 Uhr (oben) und 10:50 Uhr (unten) lässt sich die **räumliche und zeitliche Änderung der PV-Erzeugung innerhalb Deutschlands** für beide Szenarien ablesen.

Da sich der Kernschatten des Mondes zu Beginn der Sonnenfinsternis westlich und zum Ende nördlich von Deutschland befindet, ergibt sich die dargestellte Charakteristik der PV-Erzeugungsleistung. Um 10:30 Uhr nimmt die PV-Leistung von Ost nach West durch den Anstieg des Bedeckungsgrads ab. Bereits 10 min später tritt die geringste spezifische PV-Leistung im Nord-Westen auf. Die höchsten Werte werden dann noch im Süd-Osten erzielt. Zu diesem Zeitpunkt variiert die spezifische PV-Leistung in Deutschland zwischen 8 und 23% im wolkenlosen Szenario (links im Bild) sowie zwischen 1 und 3% im bedeckten Szenario (rechts im Bild). Um 10:50 Uhr lässt sich bereits ein Anstieg der PV-Leistung von Nord nach Süd erkennen. Die Änderung der PV-Erzeugung innerhalb Deutschlands läuft somit in einem relativ kurzen Zeitraum ab. Beim Vergleich beider Szenarien wird darüber hinaus deutlich, dass bei wolkenlosem Himmel die regionalen Unterschiede ausgeprägter als bei bedecktem Himmel sind.

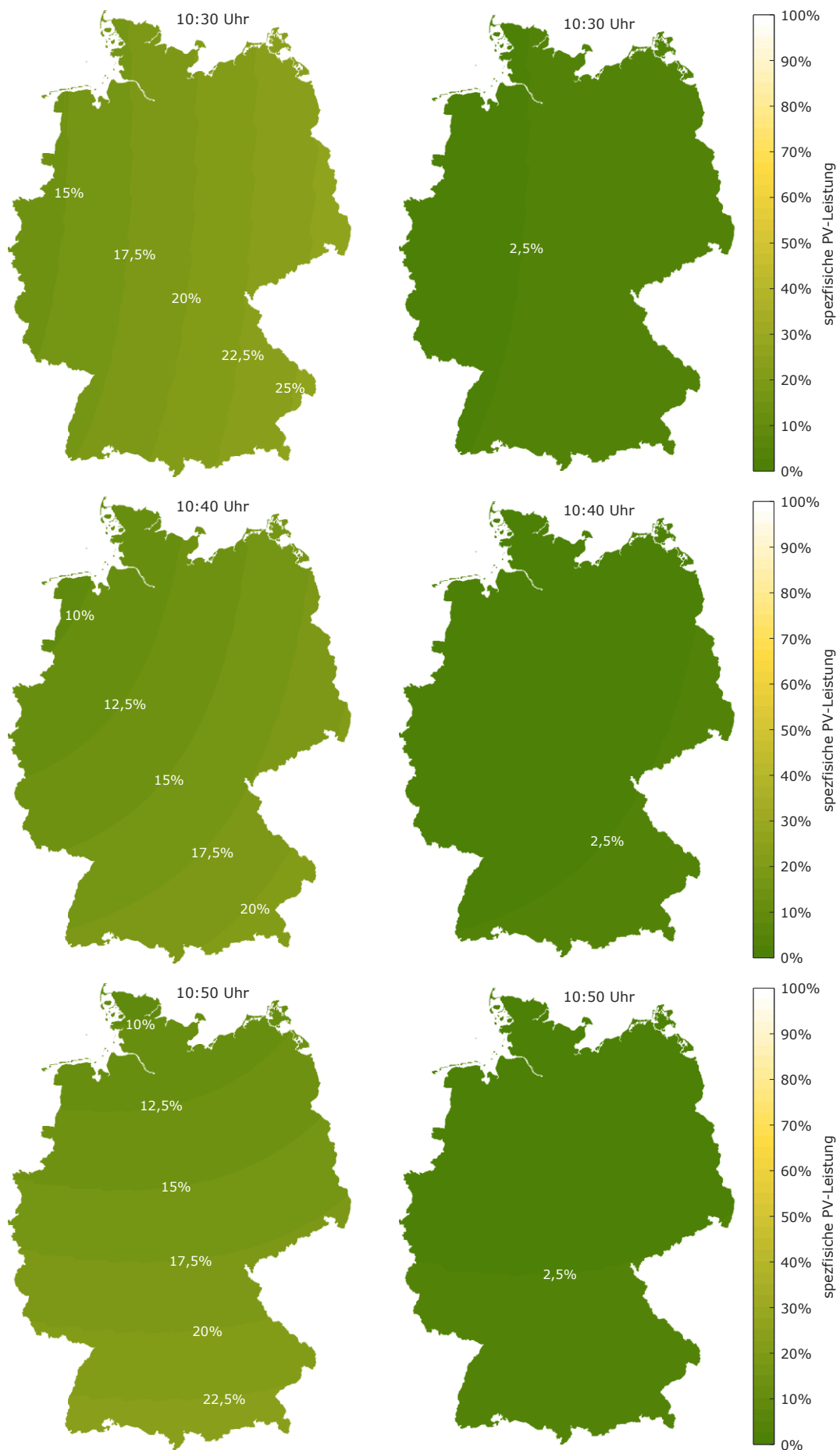


Bild 16 Spezifische PV-Leistung in Deutschland am 20.03.2015 um 10:30 Uhr (oben), 10:40 Uhr (mittig) und 10:50 Uhr (unten) bei wolkenlosem (links) und bedecktem Himmel (rechts).

3.2 Solarstromerzeugung in den Regelzonen

Nachdem zuvor die räumlichen Unterschiede in der spezifischen PV-Leistung während der Sonnenfinsternis aufgezeigt worden sind, steht im Folgenden die gesamte PV-Erzeugung in den verschiedenen Regelzonen im Fokus. Historisch bedingt ist Deutschland in vier Regelzonen aufgeteilt, die je einem Übertragungsnetzbetreiber zugeordnet sind. Die vier Übertragungsnetzbetreiber sind 50Hertz Transmission, TenneT TSO, Amprion und TransnetBW. Die geografische Lage und die unterschiedliche räumliche Ausdehnung der Regelzonen zeigt Bild 17 (links). Wie Bild 17 (oben rechts) veranschaulicht, variiert auch der Anteil der jeweiligen Regelzone an der derzeit installierten PV-Leistung in Deutschland. Den höchsten Anteil hat TenneT, gefolgt von Amprion, 50Hertz und TransnetBW. Entscheidend für die **PV-Durchdringung in den Regelzonen** ist jedoch der jahresmittlere Solarstromanteil am Nettostromverbrauch der jeweiligen Regelzone (Bild 17 unten rechts). TransnetBW hat zwar den geringsten Anteil an der installierten PV-Leistung in Deutschland, jedoch einen vergleichsweise hohen Solarstromanteil. Dies ist dadurch bedingt, dass die räumliche Verteilung der installierten PV-Leistung nicht mit der Verteilung des Stromverbrauchs in Deutschland korreliert. Da die Regelzone von Amprion den höchsten Stromverbrauch aufweist, ergibt sich in dieser Regelzone trotz der hohen installierten PV-Leistung nur ein Solarstromanteil in Höhe von 4%.

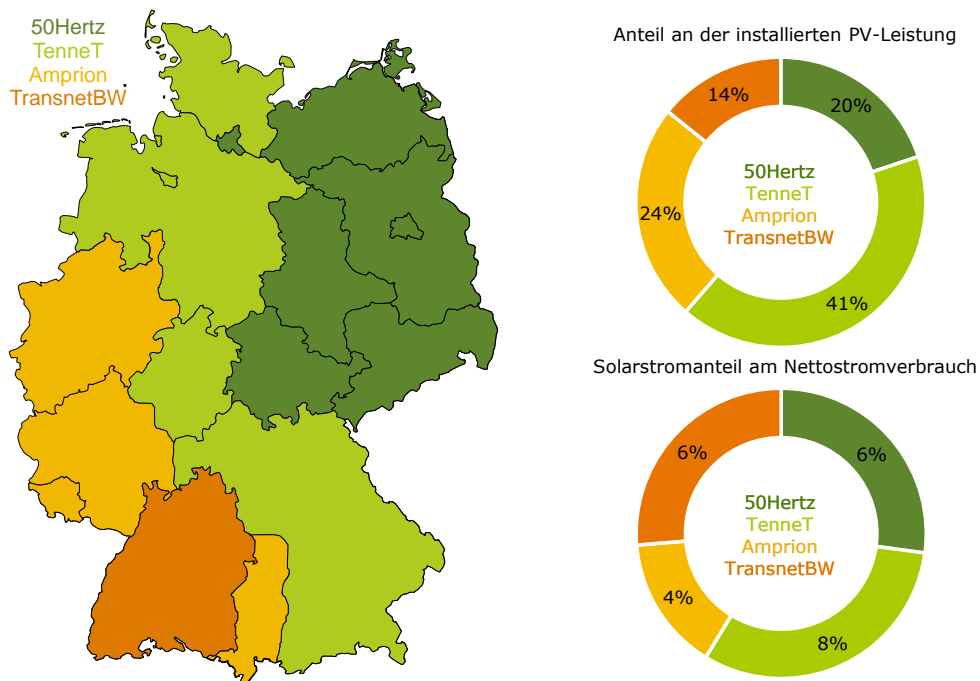


Bild 17 Geografische Lage der Regelzonen in Deutschland (links) sowie deren Anteil an der gesamten installierten PV-Leistung und der Solarstromanteil in den Regelzonen im Jahresmittel (rechts) (Daten: [11,13,14]).

Die Unterschiede in der installierten PV-Leistung werden auch in den summierten PV-Erzeugungsprofilen der einzelnen Regelzonen bei wolkenlosem und bedecktem Himmel ersichtlich (Bild 18). Hierzu wurde die PV-Erzeugung der 22.535 zusammengefassten Anlagenstandorte der jeweiligen Regelzone zugeordnet. Die daraus resultierende **kumulierte PV-Erzeugungsleistung jeder Regelzone** erlaubt es, den Einfluss der Sonnenfinsternis auf die Leistungsabgabe der PV-

Anlagen räumlich differenziert zu betrachten. Die höchste kumulierte PV-Erzeugung tritt im Netzgebiet von TenneT auf, weil in diesem Gebiet auch eine Vielzahl der PV-Anlagen installiert ist. Bei wolkenlosem Himmel beträgt die PV-Leistung zu Beginn der Sonnenfinsternis in dieser Regelzone 7,4 GW, wohingegen im Netzgebiet von TransnetBW nur 2,5 GW erreicht werden. Unterschiede im Tagesverlauf der PV-Erzeugung in den Regelzonen ergeben sich auch aus deren unterschiedliche Lage innerhalb Deutschlands. So ist nach Sonnenaufgang die absolute PV-Leistung in der östlich gelegenen 50Hertz-Regelzone zunächst höher als in der überwiegend westlich gelegenen Regelzone von Amprion. Im Verlauf des Vormittags kehrt sich dieses Verhältnis jedoch um, da im Netzgebiet von Amprion eine höhere PV-Nennleistung installiert ist.

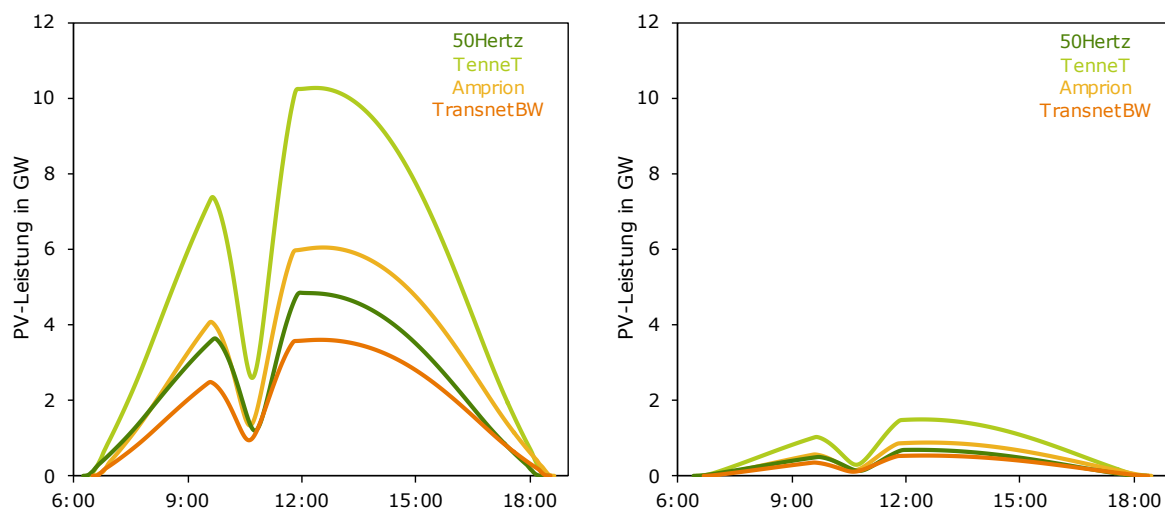


Bild 18 Verlauf der kumulierten PV-Leistung in den vier Regelzonen bei wolkenlosem (links) und bedecktem Himmel (rechts).

Wegen der unterschiedlichen geografischen Lage variiert auch das Zeitfenster der Sonnenfinsternis in den vier Regelzonen. Bild 19 zeigt zwischen 9:30 Uhr und 12:00 Uhr für beide Szenarien den unterschiedlich ausgeprägten Verlauf der PV-Leistung in den vier Regelzonen. Während eine Reduktion der kumulierten PV-Erzeugung in der Regelzone von TransnetBW um 09:35 Uhr erstmals vorkommt, tritt diese in der Regelzone von 50Hertz erst 10 min später ein. Mit Beginn der Sonnenfinsternis wird in allen Regelzonen der **Einbruch der Summenerzeugungsleistung** deutlich. Die minimale PV-Erzeugung tritt als erstes bei TransnetBW um 10:37 Uhr und als letztes bei 50Hertz um 10:46 Uhr auf. Zum Zeitpunkt der jeweiligen minimalen PV-Erzeugung variiert die PV-Leistung im wolkenlosen Szenario zwischen 0,9 GW (TransnetBW) und 2,6 GW (TenneT). Anschließend nimmt die PV-Leistung aufgrund des sich verringern den Bedeckungsgrads in den vier Regelzonen wieder zu. Der Einfluss der Sonnenfinsternis auf die PV-Erzeugung im Netzgebiet von Amprion endet um 11:47 Uhr, während dies in der Regelzone von 50Hertz erst um 11:57 Uhr der Fall ist. Die maximale PV-Erzeugung variiert in den vier Regelzonen zwischen 3,6 GW (TransnetBW) und 10,3 GW (TenneT), wie auch Tabelle 1 im Anhang entnommen werden kann.

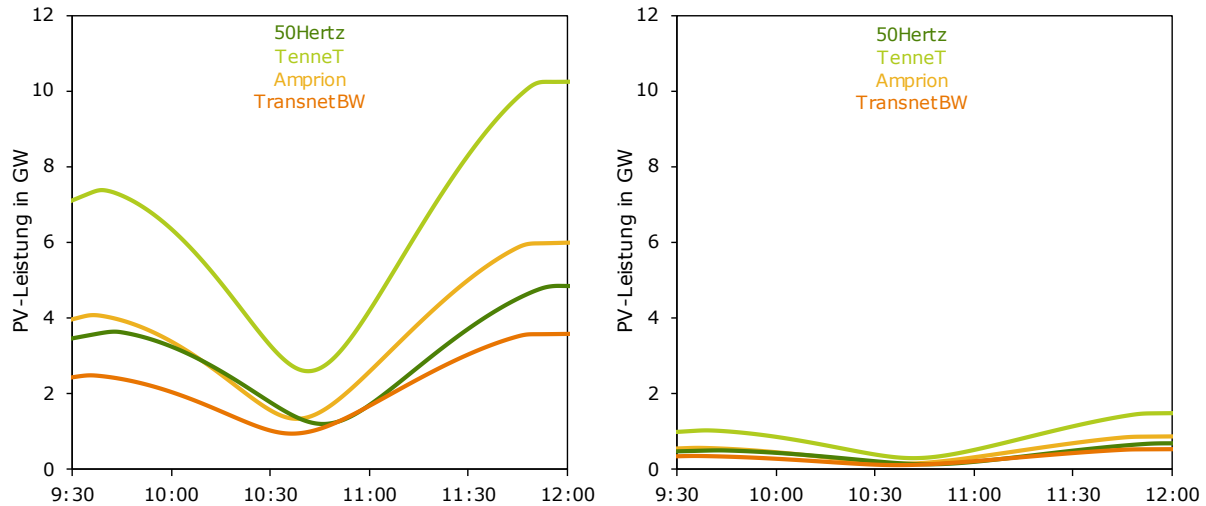


Bild 19 Verlauf der kumulierten PV-Leistung in den vier Regelzonen während der Sonnenfinsternis bei wolkenlosem (links) und bedecktem Himmel (rechts).

Die Ganglinien der PV-Erzeugung in den vier Regelzonen zeigen zwar regionale Unterschiede, dennoch handelt es sich bei der Sonnenfinsternis um ein Ereignis mit hoher Gleichzeitigkeit. Daher ist trotz der räumlichen Ausdehnung Deutschlands bei einheitlicher Bewölkungssituation nur mit **geringen regionalen Ausgleichseffekten** während der Sonnenfinsternis zu rechnen.

3.3 Solarstromerzeugung in Deutschland

Auf Basis der zuvor dargestellten PV-Erzeugung in den vier Regelzonen lässt sich auch das kumulierte Erzeugungsprofil für das gesamte Bundesgebiet ableiten. Wie bereits in Kapitel 2.3 beschrieben, wurde dabei die räumliche Verteilung von 22.535 zusammengefassten Anlagenstandorten innerhalb Deutschlands und eine installierte PV-Leistung von 39 GW zum Zeitpunkt der Sonnenfinsternis berücksichtigt. Der berechnete Tagesgang der aufsummierten PV-Erzeugungsleistung ist für beide Szenarien in Bild 20 zu sehen. Wie auch aus den vorherigen Abbildungen hervorgeht, ist der temporäre Einfluss der Sonnenfinsternis auf die PV-Erzeugung deutlich ersichtlich. Zu Beginn der Sonnenfinsternis um 9:37 Uhr liegt die gesamte PV-Erzeugungsleistung zwischen 2,4 GW (bedeckt) und 17,5 GW (wolkenlos). Bis zum Zeitpunkt der minimalen PV-Erzeugung um 10:42 Uhr sinkt die Leistung auf 0,7 GW (bedeckt) und 6,2 GW (wolkenlos) ab. Der Einbruch der PV-Leistung gegenüber dem Tagesverlauf ohne Einfluss der Sonnenfinsternis (vgl. Bild 12) beträgt dann 2,4 GW (bedeckt) bzw. 15,8 GW (wolkenlos). Zum Ende der Sonnenfinsternis gegen 11:57 Uhr ist mit einer PV-Leistung zwischen 3,6 GW (bedeckt) und 24,6 GW (wolkenlos) zu rechnen. Ihr Maximum erreicht die kumulierte PV-Leistung an dem betrachteten Tag um 12:24 Uhr. Somit fällt das **Ende der Sonnenfinsternis** in Deutschland nahezu mit dem **Zeitpunkt der maximalen PV-Leistungsabgabe** zusammen.

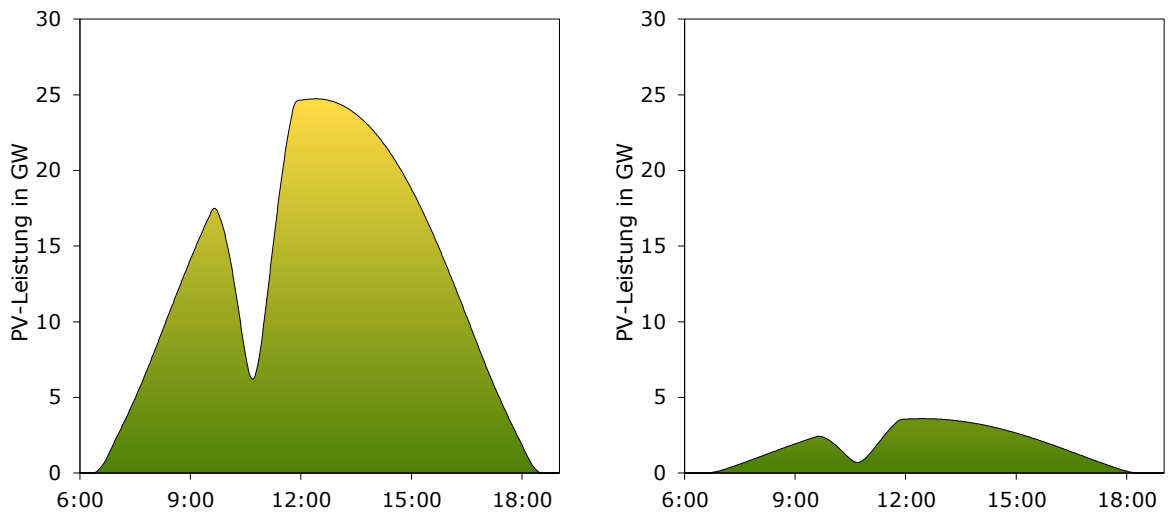


Bild 20 Tagesverlauf der gesamten PV-Leistung in Deutschland am 20.03.2015 bei wolkenlosem (links) und bedecktem Himmel (rechts).

Bereits aus den dargestellten Tagesverläufen der PV-Erzeugung geht hervor, wie schnell es zu Änderung der PV-Leistung während der Sonnenfinsternis kommt. Zur näheren Analyse der Fluktuationen ist in Bild 21 die Differenz der PV-Leistung für beide Szenarien zwischen zwei beliebigen Zeitpunkten abgebildet. Daraus lässt sich im Zeitraum von 9:00 Uhr bis 13:00 Uhr die **Änderung der PV-Leistung** ablesen. Negative Werte der Differenz weisen auf eine Leistungsabnahme hin, während bei Leistungszunahme sich positive Werte ergeben. Auf der dargestellten Diagonalen beträgt daher die Leistungsdifferenz null, da hier identische Zeitpunkte verglichen werden. Für beide Szenarien ergibt sich für die Differenz der PV-Leistung jeweils ein Minimal- sowie Maximalwert.

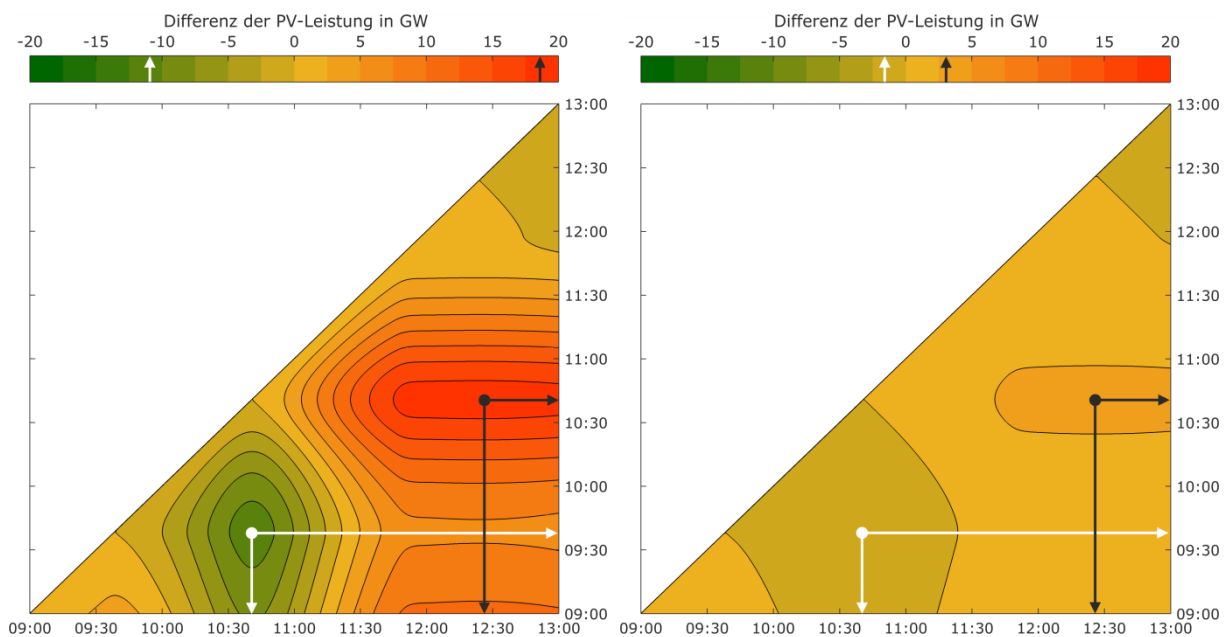


Bild 21 Differenz der gesamten PV-Leistung in Deutschland zwischen zwei Zeitpunkten während der Sonnenfinsternis sowie deren Extremwerte bei wolkenlosem (links) und bedecktem Himmel (rechts).

Die größte Leistungsabnahme, die in der Abbildung als weißer Punkt eingezeichnet ist, wird zwischen 9:37 Uhr und 10:42 Uhr erreicht. Dies entspricht der Differenz zwischen der maximalen PV-Erzeugung vor der Sonnenfinsternis und dem Minimalwert während der Sonnenfinsternis (vgl. Bild 20). Bei wolkenlosem Himmel resultiert daraus eine **Abnahme der PV-Leistung von -11,3 GW in 65 min**. Weiterhin wird deutlich, dass die Änderung der PV-Erzeugung zwischen 10:42 Uhr (Minimum während der Sonnenfinsternis) und 12:24 Uhr (Tagesmaximum) die maximale Differenz von 18,5 GW zur Folge hat; in der Abbildung gekennzeichnet als schwarzer Punkt. Allerdings ist die Differenz der PV-Leistung zwischen 10:42 Uhr und 11:57 Uhr (Ende der Sonnenfinsternis) mit 18,4 GW nur unwesentlich kleiner. Somit kommt es bei wolkenlosem Himmel zu einer **Zunahme der PV-Leistung um 18,4 GW in 75 min**. Bei bedecktem Himmel sind die Änderungen in der PV-Leistung weniger ausgeprägt und fallen mit maximal 2,9 GW und minimal -1,7 GW vergleichsweise gering aus.

Die Änderung der PV-Leistung lässt sich auch für kürzere Zeitbereiche angeben. Wird die Leistungsdifferenz auf ein Intervall von 1 min bezogen, ergibt sich daraus der **minütliche Leistungsgradient**. Grundsätzlich kommen positive Leistungsgradienten bei Zunahme der Erzeugungsleistung vor, wohingegen negative Leistungsgradienten bei einer Leistungsabnahme auftreten. In Bild 22 sind die Leistungsgradienten während der Sonnenfinsternis bei wolkenlosem und bedecktem Himmel dargestellt. Im Zeitraum zwischen 9:00 Uhr und 9:30 Uhr ist ohne Einfluss der Sonnenfinsternis ein maximaler positiver Leistungsgradient von etwa 100 MW/min zu beobachten, der bei wolkenlosem Himmel und der installierten PV-Leistung von 39 GW typisch ist. Mit Beginn der Sonnenfinsternis um 9:37 Uhr verändert sich der Leistungsgradient abrupt und nimmt ab 9:40 Uhr durch den Abfall der PV-Leistung negative Werte an. Die maximale Abnahme der PV-Leistung liegt bei -272 MW/min und wird um 10:22 Uhr erreicht. Anschließend steigt der Leistungsgradient wieder an und nimmt zum Zeitpunkt der minimalen PV-Erzeugung um 10:42 Uhr den Wert null an. Bereits etwa eine halbe Stunde später wird um 11:10 Uhr der größte positive Leistungsgradient mit 348 MW/min erreicht. Somit erfolgt der **Übergang vom minimalen zum maximalen Leistungsgradienten** während der Sonnenfinsternis in einem vergleichsweise **kurzen Zeitraum**.

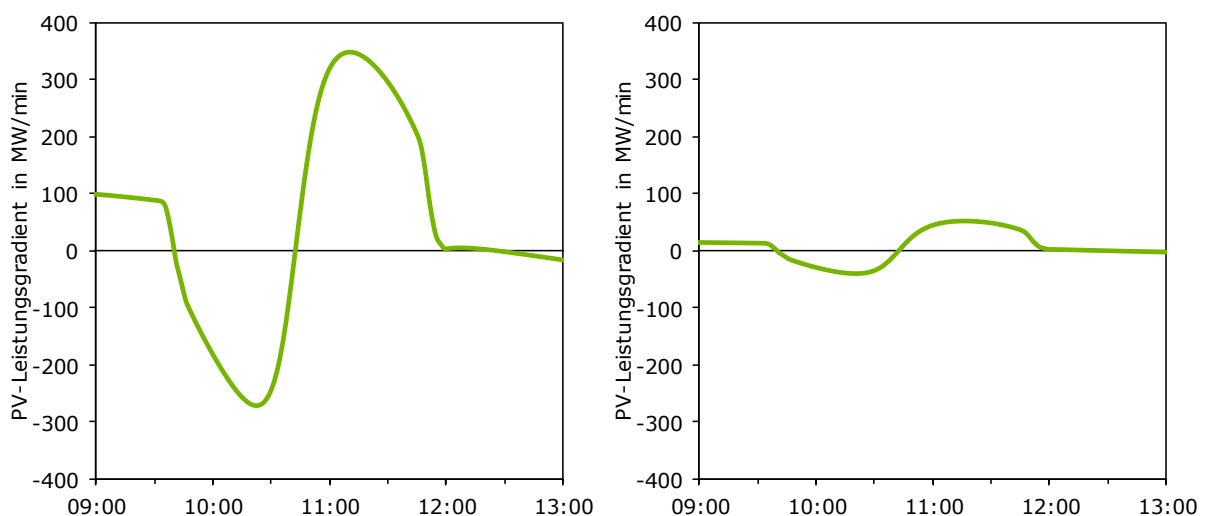


Bild 22 Verlauf der minütlichen Leistungsgradienten der gesamten PV-Leistung in Deutschland während der Sonnenfinsternis bei wolkenlosem (links) und bedecktem Himmel (rechts).

Nach dem Ende der Sonnenfinsternis steigt die PV-Leistung nur noch wenig an und nimmt nach dem sie ihr Tagesmaximum erreicht hat wieder ab. Während der Sonnenfinsternis fallen die **negativen Gradienten geringer als die positiven Gradienten** aus, weil die potenzielle PV-Erzeugung aufgrund des höheren Sonnenstands zum Ende der Sonnenfinsternis höher als zu Beginn ist. Bei wolkenlosem Himmel ist daher während der Sonnenfinsternis mit minütlichen Leistungsgradienten zu rechnen, die bei Erzeugungszunahme das 3,5-fache und bei Erzeugungsabnahme das 2,7-fache der üblichen maximalen PV-Leistungsgradienten an sonnigen Tagen betragen können. Bei bedecktem Himmel treten lediglich Gradienten zwischen -40 MW/min und 52 MW/min auf.

Für eine energiewirtschaftliche Bewertung der sonnenfinsternisbedingten Leistungsgradienten ist ein Vergleich mit dem Lastverlauf notwendig. Hierzu wurde der Tagesgang der gesamtdeutschen Stromnachfrage vom 20.03.2014 herangezogen [15]. Die Ganglinie der Last ist zusammen mit der zuvor berechneten gesamten PV-Erzeugung in Deutschland bei wolkenlosem und bedecktem Himmel in Bild 23 aufgeführt. Weiterhin ist die verbleibende Last nach Abzug der PV-Erzeugung dargestellt, die im Weiteren als **Residuallast** bezeichnet ist. Dabei wird der Einfluss anderer erneuerbarer Energieerzeuger auf die Residuallast nicht berücksichtigt.

Wie Bild 23 zeigt, kommt es durch die schwankende Stromnachfrage im Tagesverlauf zu Fluktuationen der Last. Charakteristisch ist dabei der Anstieg der Nachfrage in den Mittags- sowie Abendstunden. Die erhöhte Stromnachfrage zur Mittagszeit kann an sonnigen Tagen oft durch die Erzeugungsspitze der PV-Anlagen kompensiert werden. Die abnehmende PV-Leistung zu Beginn der Sonnenfinsternis geht daher mit einer Zunahme der Residuallast einher. Nachdem die minimale PV-Erzeugung erreicht wurde, fällt die Residuallast wieder ab. Dadurch entsteht eine **Residuallastspitze während der Sonnenfinsternis**, die insbesondere bei wolkenlosem Himmel deutlich ausgeprägt ist. Bei bedecktem Himmel variiert die residuale Last auch, allerdings in geringerem Umfang.

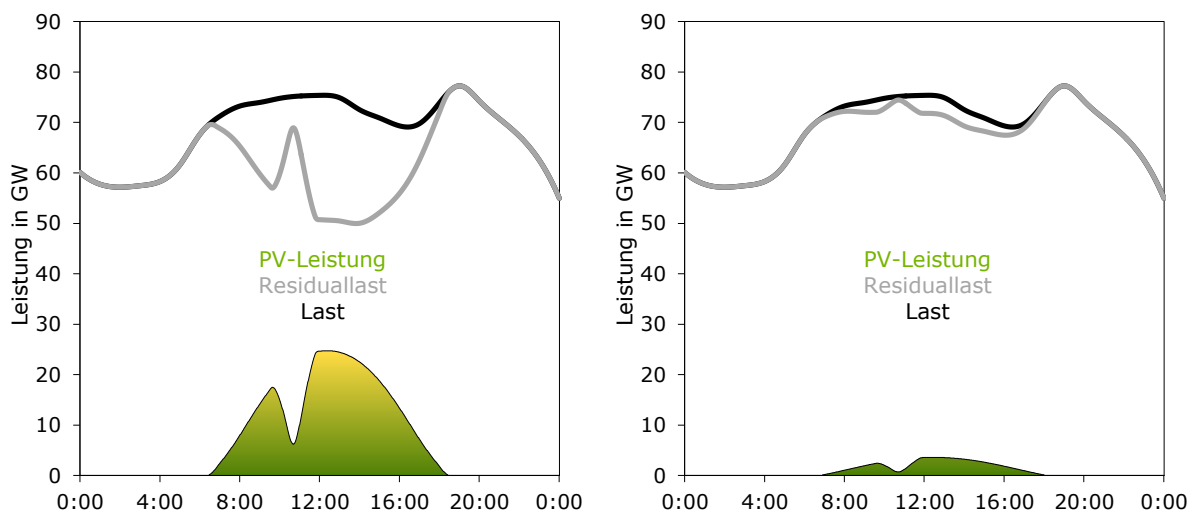


Bild 23 Zeitlicher Verlauf der Last und PV-Erzeugung sowie der sich daraus ergebenden Residuallast in Deutschland bei wolkenlosem (links) und bedecktem Himmel (rechts).

Zu den Aufgaben des Kraftwerksparks zählt es, der Residuallast zu folgen, damit die verbleibende Last zu jedem Zeitpunkt gedeckt wird. Aus dem Verlauf der residualen Last lässt sich daher auch der benötigte Ausgleichsbedarf ablesen, um die durch die Sonnenfinsternis verursachten Residuallastfluktuationen zu glätten. Grundsätzlich stehen **verschiedene Ausgleichsmaßnahmen** auf der Erzeugungs- und Nachfrageseite zur Verfügung. Zum einen trägt die Erhöhung der Erzeugung zur Deckung der Residuallastspitze bei. Zum anderen lässt sich durch Steuerung der Nachfrage die Residuallastspitze glätten. Dies erfordert den Einsatz von regelbaren Erzeugern oder Lasten sowie von Kurzzeitspeichern.

Zum Ausgleich von Fluktuationen innerhalb weniger Stunden sind aufgrund ihres vorhandenen Speicher- und Leistungsvermögens insbesondere **Pumpspeicherwerke** geeignet. Weiterhin haben Pumpspeicherwerke im Vergleich zu thermischen Kraftwerken schnelle Reaktionszeiten. In Deutschland sind derzeit etwa 40 Pumpspeicherwerke mit einer Speicherleistung von 7 GW und einer Speicherkapazität von 40 GWh vorhanden [16]. Zur Speicherung wird in den Pumpspeicherwerken Wasser aus sogenannten Unterbecken in höher gelegene Becken durch elektrische Pumpen befördert. Sollen Engpässe in der Erzeugung durch Pumpspeicher gedeckt werden, strömt Wasser aus den Oberbecken durch die Turbinen in die Unterbecken. Im Turbinenbetrieb erfolgt somit die Leistungsabgabe, wohingegen im Pumpbetrieb eine Leistungsaufnahme stattfindet. Um das Potenzial der in Deutschland vorhandenen Pumpspeicherwerke zur Reduktion der Residuallastfluktuationen während der Sonnenfinsternis aufzuzeigen, wurden Berechnungen mit einer Turbinen- und Pumpleistung von 7 GW und einer Speicherkapazität von 40 GWh durchgeführt. Technische Restriktionen durch begrenzte Übertragungskapazitäten der Netze wurden dabei vernachlässigt.

Eine Option zur Glättung der Residuallastspitze stellt somit der Einsatz der vorhandenen **Pumpspeicherwerke im Turbinenbetrieb** dar. Sobald es während der Sonnenfinsternis zu einem Anstieg der residualen Last kommt, kann die Leistungsabgabe der Pumpspeicher dem entgegenwirken, wie Bild 24 (links) für das Szenario bei wolkenlosem Himmel veranschaulicht. Die residuale Last abzüglich der Pumpspeicherleistung zeigt, dass sich im Turbinenbetrieb der Einbruch der PV-Erzeugung nicht vollständig kompensieren lässt. Dies ist bedingt durch die begrenzte Turbinenleistung. Außerdem lassen sich durch diese Betriebsweise die minimalen und maximalen Gradienten der residualen Last abzüglich der Pumpspeicher nur geringfügig gegenüber den ursprünglichen Residuallastgradienten absenken. Um den Einbruch der Solarstromerzeugung während der Sonnenfinsternis vollständig kompensieren zu können, müssten Turbinen mit einer Leistung von 15,8 GW eine Turbinenarbeit von 17,2 GWh verrichten. Aufgrund der maximalen Turbinenleistung von 7 GW kann jedoch in der dargestellten Fahrweise nur eine Turbinenarbeit von 8 GWh geleistet werden, was etwa einem Fünftel der in Deutschland vorhandenen Pumpspeicherkapazität entspricht.

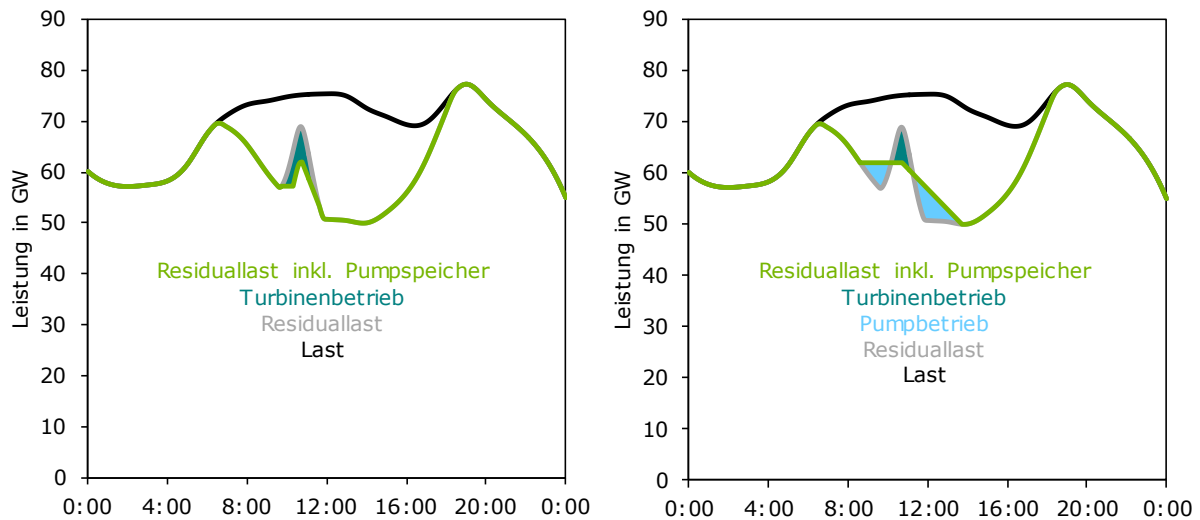


Bild 24 Möglicher Einsatz der in Deutschland vorhandenen Pumpspeicherwerke zur Glättung der Residuallastspitze während der Sonnenfinsternis bei wolkenlosem Himmel im Turbinenbetrieb (links) sowie Pump- und Turbinenbetrieb (rechts).

Eine weitere Option zur Residuallastglättung besteht darin, die **Pumpspeicherwerke im Turbinen- und Pumpbetrieb** einzusetzen. Wird vor und nach der Sonnenfinsternis die Residuallast durch den Pumpbetrieb der Pumpspeicherwerke angehoben, lässt sich eine verbesserte Glättung der Residuallastspitze erzielen. Wie in Bild 24 (rechts) veranschaulicht, müsste hierzu durch die Pumpspeicher zunächst Leistung aufgenommen werden. Anschließend kann die gespeicherte Pumparbeit genutzt werden, um im Turbinenbetrieb die Residuallastspitze zu kappen. Um die Leistungsgradienten abzusenkern, ist es vorteilhaft die Pumpspeicher auch nach Ende der Sonnenfinsternis noch im Pumpbetrieb einzusetzen. Durch diese Fahrweise der Pumpspeicher bleibt ein schneller Wechsel zwischen positiven und negativen Gradienten der verbleibenden Last aus. Für den in Bild 24 (rechts) dargestellten Betrieb der in Deutschland vorhandenen Pumpspeicher ist eine Pumparbeit von 4,4 GWh vor der Residuallastspitze und 8,4 GWh nach der Residuallastspitze sowie eine Turbinenarbeit von 4,6 GWh erforderlich. Aus technischer Sicht kann daher auch bei wolkenlosem Himmel der erforderliche **Ausgleichsbedarf durch Pumpspeicherwerke gedeckt werden**, sofern die vorhandenen Pumpspeicherwerke dafür verfügbar sind. Dabei ist zu beachten, dass Pumpspeicher oft zur Bereitstellung von Regelleistung genutzt werden und somit nicht gezielt zum Ausgleich von tageszeitlichen Fluktuationen eingesetzt werden [17].

Sollten die Pumpspeicherwerke nicht in ausreichendem Umfang zur Residuallastglättung zur Verfügung stehen, kann der Ausgleich ergänzend durch andere Maßnahmen erfolgen:

- Der **Einsatz von flexiblen Kraftwerken** wie schnell regelbaren Gaskraftwerken ermöglicht eine dynamische Anpassung der Erzeugungsleistung des konventionellen Kraftwerksparks an die Residuallastfluktuationen. Die Vorhaltung schnell regelbarer Kraftwerksleistung erfordert jedoch eine verminderte Leistungsabgabe von Grundlastkraftwerken. Die Verfügbarkeit von flexiblen Kraftwerkstechnologien ist somit von der Zusammensetzung des produzierenden Kraftwerksparks am Tag der Sonnenfinsternis abhängig.

- Eine weitere Ausgleichsoption stellen **regelbare Lasten** dar. Durch Lastmanagementanwendungen kann die Last von regelbaren Verbrauchern während der Sonnenfinsternis gezielt verringert werden. Vor und nach der Sonnenfinsternis könnte eine Lasterhöhung zur Glättung der Residuallast beitragen.
- Zusätzliche Ausgleichseffekte können auch durch den **Stromimport und –export** erreicht werden. Der Austausch mit den Nachbarländern ist auch aufgrund deren vergleichsweise geringen PV-Durchdringung denkbar.
- Eine Glättung der Residuallast lässt sich auch durch die zeitweise **Reduktion der Erzeugung von regelbaren PV-Anlagen** erzielen.

Somit stehen aus technischer Sicht verschiedene Optionen zur Verfügung, um die Residuallastfluktuationen während der Sonnenfinsternis zu glätten. Dies setzt allerdings voraus, dass die möglichen Auswirkungen der Sonnenfinsternis auch in der **Kraftwerkseinsatzplanung** berücksichtigt werden. Hierzu ist zum einen die Änderung der PV-Leistung während der Sonnenfinsternis in den **Erzeugungsprognosen** detailliert abzubilden. Zum anderen ist ein möglicher Anstieg der Stromnachfrage während der Sonnenfinsternis, zum Beispiel durch zusätzliche Beleuchtung, vorab zu prüfen. Diese Maßnahmen können dazu beitragen, die Sonnenfinsternis im Netzbetrieb vorrauschauend einzuplanen und Netzengpässe zu vermeiden. Die im Anhang aufgeführten tabellarischen Ergebnisse der deutschlandweiten PV-Erzeugung während der Sonnenfinsternis können auch als Grundlage für weitergehende Untersuchungen zum Einsatz der verschiedenen Ausgleichsmaßnahmen dienen.

4 Ausblick

Eine Sonnenfinsternis ist zwar ein seltenes Ereignis, das allerdings über einen längeren Zeitraum betrachtet regelmäßig in Erscheinung tritt. Wie stark die Sonnenbedeckung durch den Mond die Solarstromerzeugung reduzieren kann, hängt dabei maßgeblich davon ab, zu welcher Jahres- und Tageszeit sich die Sonnenfinsternis ereignet und wie hoch der maximale Bedeckungsgrad ausfällt. Tabelle 3 im Anhang gibt einen Überblick, wann zukünftig mit einer Sonnenfinsternis in Deutschland zu rechnen ist. Die **nächste partielle Sonnenfinsternis** wird sich am **10.06.2021** während der Mittagsstunden ereignen. Allerdings ist im Vergleich zur Sonnenfinsternis am 20.03.2015 nur mit einer geringen Reduktion der Solarstromerzeugung zu rechnen, da die maximale Bedeckung weitaus niedriger ausfällt (Bild 25). Damit es zu einem ausgeprägten Einfluss der Sonnenfinsternis auf die Solarstromerzeugung kommen kann, muss zum einen der **Zeitraum der Sonnenfinsternis in die Mittagszeit fallen** und zum anderen ein **hoher Bedeckungsgrad** vorliegen. In den nächsten Jahren kommt es überwiegend zu partiellen Sonnenfinsternissen, die sich entweder in den Morgen- und Abendstunden ereignen oder einen vergleichsweise geringen Bedeckungsgrad zur Folge haben. Daher ist deren Einfluss auf die Solarstromerzeugung im Vergleich zur Sonnenfinsternis im März 2015 geringer. Die nächste totale Sonnenfinsternis wird erst im Jahr 2081 auftreten, und dann auch nur im Südwesten Deutschlands.

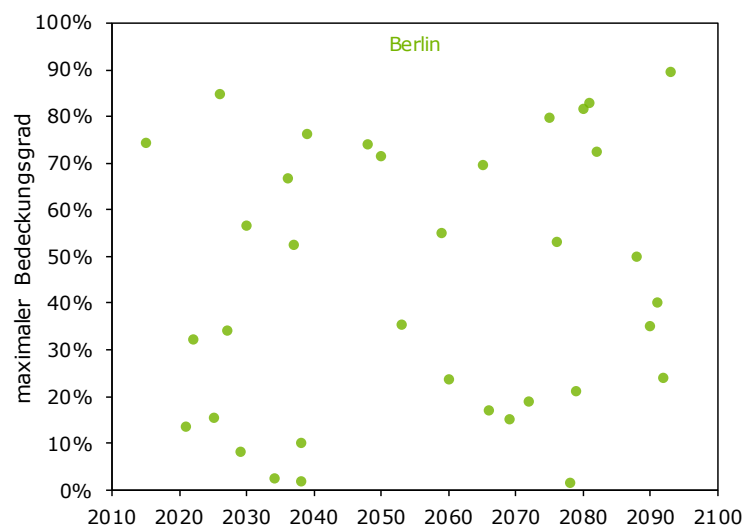


Bild 25 Kommende Sonnenfinsternisse am Standort Berlin und der jeweilige maximale Bedeckungsgrad (Daten: NASA [18])

Die in dieser Studie aufgezeigten Zusammenhänge lassen sich auch über die Betrachtung einer Sonnenfinsternis hinaus auf andere Herausforderungen im Stromversorgungssystem übertragen. Für einen erfolgreichen Umbau der Energieversorgung hin zu einem ausschließlich regenerativ versorgten Energiesystem ist ein weiterer dynamischer Zubau von PV-Anlagen erforderlich. Daher ist langfristig von einer deutlich höheren installierten PV-Leistung in Deutschland auszugehen. Dies wird mit einer **Zunahme von Fluktuationen in der residualen Last** sowie von Überschusssituationen einhergehen.

Der daraus resultierende Anstieg des Ausgleichsbedarfs könnte durch einen vermehrten Einsatz von Kurzzeitspeichern gedeckt werden, was einen **weiteren Zubau von Speicherkapazitäten** erfordert. Eine vielversprechende Option stellen dabei dezentrale Speicher dar, da diese direkt am Ort der Stromerzeugung den nötigen zeitlichen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage schaffen können. Dezentrale Speichersysteme können daher einen entscheidenden Beitrag zu einem weiteren dynamischen Ausbau der Photovoltaik leisten, der für einen effektiven Klimaschutz dringend benötigt wird.

5 Zusammenfassung

Diese Studie hat den Einfluss der Sonnenfinsternis am 20. März 2015 auf die Stromerzeugung von PV-Anlagen in Deutschland untersucht. Um die Fluktuationen der PV-Erzeugung während der Sonnenfinsternis zu bestimmen, wurde durch Simulationen der Tagesverlauf der Leistungsabgabe der in Deutschland installierten PV-Anlagen in einer zeitlichen Auflösung von 1 min bestimmt. Da die Höhe der PV-Leistungsänderungen von der Wetterlage abhängt, wurde zwischen zwei Szenarien unterschieden. Bei einheitlich bedecktem Himmel kommt es während der Sonnenfinsternis lediglich zu **PV-Leistungsgradienten** von maximal 52 MW/min. Ist am Tag der Sonnenfinsternis der Himmel über Deutschland jedoch wolkenlos, können Leistungsgradienten der PV-Erzeugung von bis zu 348 MW/min erwartet werden. Das entspricht etwa dem **3,5-fachen der üblichen Leistungsgradienten** aller PV-Anlagen in Deutschland an sonnigen Tagen. Somit sind die Schwankungen maßgeblich von der Bewölkungssituation abhängig, die sich jedoch in der Regel bereits mehrere Tage im Voraus vorhersagen lässt.

Durch den Einbruch der PV-Erzeugung während der Sonnenfinsternis kommt es zu einem Anstieg der residualen Last. Grundsätzlich stehen zur Reduktion der sich daraus ergebenden Residuallastspitze **verschiedene Ausgleichsmaßnahmen** auf der Erzeugungs- und Nachfrageseite zur Verfügung. Dafür sind besonders die in Deutschland vorhandenen Pumpspeicherwerke geeignet. Werden diese sowohl im Pump- als auch im Turbinenbetrieb eingesetzt, könnten aus technischer Sicht allein durch die **Pumpspeicher** die sonnenfinsternisbedingten Schwankungen der residualen Last vollständig ausgeglichen werden. Ergänzend könnten auch **flexible Kraftwerke** wie schnell regelbare Gaskraftwerke zum Ausgleich beitragen. Deren Verfügbarkeit ist aber entscheidend von der Zusammensetzung des produzierenden Kraftwerksparks am Tag der Sonnenfinsternis abhängig. Von entscheidender Bedeutung ist daher, dass die Auswirkungen der Sonnenfinsternis in der **Kraftwerkseinsatzplanung** vorausschauend berücksichtigt werden.

Mit dem weiteren Zubau von PV-Anlagen in den nächsten Jahren ist damit zu rechnen, dass die Residuallastschwankungen im täglichen Netzbetrieb zunehmen und auch gehäuft Überschusssituationen auftreten werden. Eine Option zur Deckung des steigenden Ausgleichsbedarfs stellt der Einsatz von dezentralen Kurzzeitspeichern dar. Ein weiterer **Ausbau der Speicherkapazitäten** ist daher vorteilhaft, damit auch zukünftig bei anderen außergewöhnlichen Ereignissen im Stromversorgungssystem der notwendige Ausgleichsbedarf gedeckt werden kann.

Literaturverzeichnis

- [1] F. Espenak, „NASA Homepage“, *Interactive Eclipse Path Using Google Maps*. [Online]. Verfügbar unter: <http://eclipse.gsfc.nasa.gov/SEsearch/SEsearchmap.php?Ecl=20150320>. [Zugegriffen: 22-Okt-2014].
- [2] Sandia National Laboratories, „PV-Lib Homepage“, *PV Performance Modeling Collaborative*. [Online]. Verfügbar unter: <http://pvpmc.org/>. [Zugegriffen: 22-Okt-2014].
- [3] D. Koblick, „Lunar Azimuth and Altitude Estimation Algorithm“. [Online]. Verfügbar unter: http://www.mathworks.de/matlabcentral/fileexchange/file_infos/22992-lunar-azimuth-and-altitude-estimation-algorithm. [Zugegriffen: 22-Okt-2014].
- [4] B. Bourges, D. Campana, und E. Commision, *Courbes de fréquences cumulées de l'irradiation solaire globale horaire reçue par une surface plane*. Luxemburg: CE, 1981.
- [5] V. Quaschnig, *Regenerative Energiesysteme: Technologie, Berechnung, Simulation*, 7. Aufl. München: Hanser Verlag, 2012.
- [6] H. Scheffler, *Physik der Sterne und der Sonne*. Mannheim, Wien, Zürich : Bibliographisches Institut, 1974.
- [7] T. M. Klucher, „Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces“, *Sol. Energy*, Bd. 23, Nr. 2, S. 111–114, Jan. 1979.
- [8] H. G. Beyer, G. Heilscher, und S. Bofinger, „Identification of a General Model for the MPP Performance of PV-Modules for the Application in a Procedure for the Performance Check of Grid Connected Systems“, gehalten auf der 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Paris, 2004, S. 3073–3076.
- [9] A. Kessler, L. Jaeger, und R. Schott, „Die Auswirkungen der Sonnenfinsternis vom 29. April 1976 auf die Energieströme an der Erdoberfläche“, *Meteorologische Rundschau*, Bd. 32, S. 109–115, Aug-1979.
- [10] H. Schmidt und D.-U. Sauer, „Wechselrichter-Wirkungsgrade: Praxisgerechte Modellierung und Abschätzung“, *Sonnenenergie*, Bd. 4, S. 43–47, 1996.
- [11] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V., „Energymap Homepage“. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.energymap.info/>. [Zugegriffen: 22-Okt-2014].
- [12] European Energy Exchange AG, „EEX-Transparency Homepage“. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.transparency.eex.com/de/>. [Zugegriffen: 22-Okt-2014].
- [13] O. Feix, R. Obermann, M. Herrmann, und S. Zeltner, „Netzentwicklungsplan Strom 2012 Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber“, Berlin, 2012.
- [14] 50Hertz Transmission GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, und Amprion GmbH, „netztransparenz.de“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/de/index.htm>. [Zugegriffen: 20-Okt-2014].
- [15] Agora Energiewende, „Stromerzeugung und Verbrauch“, 2014. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.agora-energiewende.de/service/aktuelle-stromdaten/stromerzeugung-und-verbrauch/>. [Zugegriffen: 20-Okt-2014].
- [16] M. Sterner und I. Stadler, „Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration“, Springer Berlin Heidelberg, 2014.
- [17] M. Braun, A. von Oehsen, Y.-M. Saint-Drenan, und T. Stetz, „Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung“, Fraunhofer Institut für Wind und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel, 2011.
- [18] F. Espenak und C. O'Byrne, „JavaScript Solar Eclipse Explorer“. [Online]. Verfügbar unter: <http://eclipse.gsfc.nasa.gov/JSEX/JSEX-EU.html>. [Zugegriffen: 20-Okt-2014].

Anhang

Tabelle 1 PV-Leistung in den Regelzonen und für Gesamtdeutschland am 20.03.2015 bei wolkenlosem Himmel

Uhrzeit	TenneT	Amprion	50Hertz	TransnetBW	Deutschland
06:00 - 06:15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06:15 - 06:30	0,01	0,00	0,03	0,00	0,04
06:30 - 06:45	0,28	0,03	0,25	0,03	0,59
06:45 - 07:00	0,79	0,25	0,49	0,21	1,74
07:00 - 07:15	1,31	0,56	0,74	0,39	2,99
07:15 - 07:30	1,85	0,87	1,00	0,57	4,29
07:30 - 07:45	2,42	1,19	1,28	0,77	5,66
07:45 - 08:00	3,04	1,54	1,57	0,98	7,13
08:00 - 08:15	3,68	1,91	1,88	1,21	8,68
08:15 - 08:30	4,34	2,29	2,19	1,44	10,26
08:30 - 08:45	4,99	2,68	2,49	1,67	11,83
08:45 - 09:00	5,62	3,06	2,78	1,90	13,36
09:00 - 09:15	6,23	3,43	3,06	2,12	14,84
09:15 - 09:30	6,81	3,78	3,33	2,32	16,24
09:30 - 09:45	7,28	4,02	3,56	2,45	17,32
09:45 - 10:00	6,87	3,70	3,47	2,24	16,28
10:00 - 10:15	5,72	2,99	2,96	1,81	13,48
10:15 - 10:30	4,14	2,05	2,21	1,28	9,68
10:30 - 10:45	2,80	1,41	1,44	0,98	6,63
10:45 - 11:00	3,26	1,96	1,35	1,33	7,90
11:00 - 11:15	5,18	3,18	2,16	2,01	12,53
11:15 - 11:30	7,28	4,41	3,19	2,70	17,59
11:30 - 11:45	9,07	5,44	4,11	3,28	21,89
11:45 - 12:00	10,15	5,96	4,74	3,56	24,41
12:00 - 12:15	10,25	6,01	4,84	3,59	24,68
12:15 - 12:30	10,27	6,03	4,83	3,60	24,73
12:30 - 12:45	10,24	6,04	4,81	3,60	24,69
12:45 - 13:00	10,18	6,02	4,76	3,58	24,55
13:00 - 13:15	10,07	5,98	4,70	3,55	24,30
13:15 - 13:30	9,91	5,90	4,61	3,50	23,93
13:30 - 13:45	9,71	5,80	4,50	3,44	23,46
13:45 - 14:00	9,46	5,67	4,37	3,36	22,86
14:00 - 14:15	9,16	5,52	4,22	3,26	22,16
14:15 - 14:30	8,81	5,33	4,04	3,15	21,34
14:30 - 14:45	8,42	5,12	3,84	3,02	20,40
14:45 - 15:00	7,98	4,88	3,62	2,87	19,35
15:00 - 15:15	7,49	4,61	3,38	2,71	18,19
15:15 - 15:30	6,97	4,32	3,12	2,53	16,94
15:30 - 15:45	6,40	4,00	2,85	2,34	15,59
15:45 - 16:00	5,80	3,66	2,56	2,14	14,16
16:00 - 16:15	5,18	3,30	2,26	1,92	12,67
16:15 - 16:30	4,54	2,93	1,96	1,70	11,13
16:30 - 16:45	3,89	2,55	1,65	1,47	9,57
16:45 - 17:00	3,24	2,17	1,35	1,24	8,00
17:00 - 17:15	2,62	1,79	1,07	1,01	6,49
17:15 - 17:30	2,03	1,43	0,81	0,80	5,07
17:30 - 17:45	1,48	1,09	0,56	0,60	3,74
17:45 - 18:00	0,97	0,78	0,33	0,42	2,49
18:00 - 18:15	0,45	0,48	0,08	0,24	1,24
18:15 - 18:30	0,06	0,17	0,00	0,05	0,28
18:30 - 18:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18:45 - 19:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabelle 2 PV-Leistung in den Regelzonen und für Gesamtdeutschland am 20.03.2015 bei bedecktem Himmel

Uhrzeit	TenneT	Amprion	50Hertz	TransnetBW	Deutschland
06:00 - 06:15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06:15 - 06:30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06:30 - 06:45	0,01	0,00	0,01	0,00	0,02
06:45 - 07:00	0,05	0,01	0,04	0,01	0,11
07:00 - 07:15	0,13	0,04	0,08	0,03	0,28
07:15 - 07:30	0,22	0,09	0,12	0,07	0,49
07:30 - 07:45	0,31	0,14	0,16	0,10	0,71
07:45 - 08:00	0,40	0,20	0,20	0,13	0,93
08:00 - 08:15	0,49	0,25	0,25	0,16	1,16
08:15 - 08:30	0,59	0,31	0,29	0,20	1,38
08:30 - 08:45	0,68	0,36	0,33	0,23	1,61
08:45 - 09:00	0,77	0,42	0,37	0,26	1,83
09:00 - 09:15	0,86	0,47	0,41	0,30	2,04
09:15 - 09:30	0,94	0,52	0,45	0,33	2,25
09:30 - 09:45	1,01	0,56	0,49	0,35	2,40
09:45 - 10:00	0,94	0,50	0,47	0,31	2,23
10:00 - 10:15	0,76	0,39	0,39	0,24	1,78
10:15 - 10:30	0,52	0,25	0,28	0,16	1,20
10:30 - 10:45	0,32	0,16	0,17	0,11	0,76
10:45 - 11:00	0,38	0,23	0,15	0,16	0,93
11:00 - 11:15	0,65	0,40	0,26	0,26	1,58
11:15 - 11:30	0,97	0,59	0,41	0,37	2,35
11:30 - 11:45	1,27	0,76	0,56	0,47	3,06
11:45 - 12:00	1,46	0,86	0,66	0,53	3,51
12:00 - 12:15	1,49	0,87	0,69	0,53	3,58
12:15 - 12:30	1,49	0,88	0,69	0,54	3,59
12:30 - 12:45	1,49	0,88	0,68	0,54	3,59
12:45 - 13:00	1,48	0,88	0,68	0,53	3,57
13:00 - 13:15	1,46	0,87	0,67	0,53	3,52
13:15 - 13:30	1,43	0,86	0,65	0,52	3,46
13:30 - 13:45	1,40	0,84	0,64	0,51	3,38
13:45 - 14:00	1,36	0,82	0,61	0,49	3,29
14:00 - 14:15	1,31	0,79	0,59	0,48	3,17
14:15 - 14:30	1,25	0,76	0,56	0,46	3,04
14:30 - 14:45	1,19	0,73	0,53	0,44	2,89
14:45 - 15:00	1,12	0,69	0,50	0,41	2,73
15:00 - 15:15	1,05	0,65	0,46	0,39	2,55
15:15 - 15:30	0,97	0,61	0,43	0,36	2,36
15:30 - 15:45	0,89	0,56	0,39	0,33	2,16
15:45 - 16:00	0,80	0,51	0,35	0,30	1,96
16:00 - 16:15	0,71	0,46	0,30	0,27	1,74
16:15 - 16:30	0,62	0,40	0,26	0,24	1,52
16:30 - 16:45	0,52	0,35	0,22	0,20	1,29
16:45 - 17:00	0,43	0,29	0,17	0,17	1,07
17:00 - 17:15	0,34	0,24	0,13	0,14	0,84
17:15 - 17:30	0,25	0,18	0,09	0,10	0,62
17:30 - 17:45	0,16	0,13	0,05	0,07	0,41
17:45 - 18:00	0,08	0,08	0,02	0,04	0,21
18:00 - 18:15	0,01	0,03	0,00	0,01	0,06
18:15 - 18:30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18:30 - 18:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18:45 - 19:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabelle 3 Termine der kommenden Sonnenfinsternisse am Standort Berlin (Zeitangaben: Mitteleuropäische Zeit) (Daten: NASA [18])

Datum	Begin	Maximum	Ende	Max. Bedeckungsgrad
20.03.2015	09:38	10:47	11:58	74%
10.06.2021	10:36	11:38	12:42	13%
25.10.2022	10:09	11:13	12:19	32%
29.03.2025	11:32	12:19	13:07	15%
12.08.2026	18:15	19:08	19:34	85%
02.08.2027	09:17	10:13	11:11	34%
12.06.2029	03:48	03:57	04:28	8%
01.06.2030	05:20	06:21	07:29	57%
20.03.2034	11:10	11:39	12:08	3%
21.08.2036	18:12	19:02	19:14	67%
16.01.2037	09:01	10:25	11:54	53%
05.01.2038	15:01	15:47	16:03	10%
02.07.2038	14:50	15:16	15:42	2%
21.06.2039	18:27	19:29	20:26	76%
11.06.2048	13:11	14:41	16:03	74%
14.11.2050	13:40	15:04	16:10	72%
12.09.2053	08:27	09:27	10:29	35%
05.11.2059	07:34	08:45	10:02	55%
30.04.2060	10:38	11:30	12:24	24%
05.02.2065	09:48	11:10	12:34	70%
22.06.2066	20:10	20:28	20:28	17%
21.04.2069	10:18	11:05	11:54	15%
12.09.2072	08:04	08:50	09:39	19%
13.07.2075	04:45	05:47	06:54	80%
26.11.2076	11:03	12:21	13:38	53%
11.05.2078	19:41	19:46	19:46	2%
01.05.2079	11:15	12:08	13:02	21%
13.09.2080	16:54	17:52	18:20	82%
03.09.2081	07:44	08:46	09:52	83%
27.02.2082	16:19	17:31	17:38	73%
21.04.2088	10:34	11:41	12:50	50%
23.09.2090	17:33	17:58	17:58	35%
18.02.2091	09:31	10:49	12:11	40%
07.02.2092	16:31	16:59	16:59	24%
23.07.2093	12:15	13:50	15:18	90%