

Windenergie in Deutschland und Europa

Status quo, Potenziale und Herausforderungen in der Grundversorgung mit Elektrizität

Teil 1: Entwicklungen in Deutschland seit dem Jahr 2010

Thomas Linnemann und Guido S. Vallana

Abstract

Wind energy in Germany and Europe Status, potentials and challenges for baseload application Part 1: Developments in Germany since 2010

In Germany the installed nominal capacity of all wind turbines has increased eightfold over the last 16 years to 50,000 megawatts today. In the 18 most important European countries using wind energy today, the nominal capacity rose by twelve times to more than 150,000 megawatts.

One essential physical property of wind energy is its large spatiotemporal variation due to wind speed fluctuations. From a meteorological point of view, the electrical power output of wind turbines is determined by weather conditions with typical correlation lengths of several hundred kilometres. As a result, the total wind fleet output of 18 European countries extending over several thousand kilometres in north-south and east-west direction is highly volatile and exhibits a strong intermittent character. An intuitively expectable significant smoothing of this wind fleet output to an amount, which would allow a reduction of backup power plant capacity, however, does not occur. In contrast, a highly intermittent wind fleet power output showing significant peaks and minima is observed not only for a single country, but also for the whole of the 18 European countries. Wind energy therefore requires a practically 100 % backup. As the (also combined) capacities of all known storage technologies are (and increasingly will be) insignificant in comparison to the required demand, backup must be provided by conventional power plants, with their business cases fundamentally being impaired in the absence of capacity markets.

Die installierte Nennleistung sämtlicher Windenergieanlagen in Deutschland hat sich in den letzten 16 Jahren, von Anfang 2001 bis Ende 2016, auf 50.000 Megawatt (MW) verachtfacht. In 18 betrachteten europäischen Ländern, die Windenergie heute nutzen, erhöhte sich die Nennleistung im gleichen Zeitraum um das Zwölfwache auf mehr als 150.000 MW.

Eine wesentliche physikalische Eigenschaft der Windenergie ist ihre starke raumzeitliche Variation aufgrund der Fluktuationen der Windgeschwindigkeit. Meteorologisch betrachtet wird die aus Windenergieanlagen eingespeiste elektrische Leistung durch Wetterlagen mit typischen Korrelationslängen von mehreren hundert Kilometern bestimmt. Im Ergebnis ist die aufsummierte eingespeiste Leistung der europaweit über mehrere tausend Kilometer sowohl in Nord-Süd- als auch Ost-West-Richtung verteilten Windenergieanlagen hoch volatil, gekennzeichnet durch ein breites Leistungsspektrum.

Die intuitive Erwartung einer deutlichen Glättung der Gesamtleistung in einem Maße, das einen Verzicht auf Backup-Kraftwerksleistung ermöglichen würde, tritt allerdings nicht ein. Das Gegenteil ist der Fall, nicht nur für ein einzelnes Land, sondern auch für die große Leistungsspitzen und -minima zeigende Summenzeitreihe der Windstromproduktion 18 europäischer Länder. Für das Jahr 2016 weist die entsprechende Zeitreihe (Stundenwerte) einen Mittelwert von 33.000 MW und ein Minimum von weniger als 6.500 MW auf. Dies entspricht trotz der europaweit verteilten Windparkstandorte gerade einmal 4% der in den betrachteten 18 Ländern insgesamt installierten Nennleistung.

Windenergie trägt damit praktisch nicht zur Versorgungssicherheit bei und erfordert 100% planbare Backup-Systeme nach heutigem Stand der Technik.

Die VGB-Geschäftsstelle ist Fragen zur Windenergienutzung in Deutschland und 17 europäischen Nachbarländern nachgegangen und hat im Rahmen eines Faktenchecks Plausibilitätsbetrachtungen durchgeführt.

Die Betrachtungen beruhen auf frei zugänglichen Realdaten zur elektrischen Leistungseinspeisung aus Windenergie für 18

Länder, veröffentlicht durch die nationalen und europäischen Übertragungsnetzbetreiber im Internet.

Die VGB-Windstudie 2017 besteht aus zwei Teilen: Im ersten Teil geht es um langjährige Entwicklungen in Deutschland im Zeitraum von 2010 bis 2016. Der zweite Teil behandelt die Windenergienutzung in 18 Ländern Europas im Jahr 2016 und geht der Frage nach, ob im europäischen Netzverbund gemäß dem Motto „irgendwo weht immer Wind“ ausreichende gegenseitige Ausgleichsmöglichkeiten bestehen.

Einleitung

Vor dem Hintergrund internationaler Klimaschutzverpflichtungen verfolgt die deutsche Bundesregierung einen als Energiewende¹ bezeichneten ambitionierten Umbau vor allem der Elektrizitätsversorgung, der mit einem Verzicht auf jahrzehntelang bewährte Kraftwerkstechnik einhergeht und auf die Bereitstellung elektrischer Energie aus regenerativen Energien ausgerichtet ist.

Aus diesen energiepolitischen Zielvorgaben resultiert ein Mangel an kraftwerkstechnischen Alternativen für eine bedarfsgerechte Grundversorgung mit Elektrizität sowie an nutzbaren Energieträgern, dem die momentane Konzentration auf Solarenergie (Photovoltaik) und Windenergie als Hoffnungsträger der Energiewende geschuldet ist:

Kernenergie ist hierzulande wie **Braun- und Steinkohle**² energiepolitisch unerwünscht.

¹ Unter dem Begriff der Energiewende ist eigentlich eine Stromwende zu verstehen: Der Anteil elektrischer Energie am Endenergieeinsatz in Deutschland beträgt heute 21 %, der Anteil der dafür in den Kraftwerken eingesetzten Primärenergie am Primärenergieaufkommen Deutschlands beträgt 31 %, so dass Deutschland nach vollständiger Umsetzung der Stromwende erst ein überschaubares Teilstück des Gesamtweges zurückgelegt haben wird [1, 2].

² Diese Aussage gilt mangels öffentlicher Akzeptanz auch für Kraftwerkstechnologien mit Abscheidung von Kohlendioxid aus dem Rauchgas und nachgelagerter Speicherung des Kohlendioxids im Untergrund.

Autoren

Thomas Linnemann
Guido S. Vallana
VGB PowerTech e.V., Essen, Deutschland

Erdgas gilt vor dem Hintergrund der Klimaschutzbestrebungen Deutschlands allenfalls als Brückentechnologie, da auch bei seiner Nutzung und Verbrennung sowohl Kohlendioxid- als auch Methan-Emissionen entstehen, allerdings in etwas geringerem Umfang als bei anderen kohlenwasserstoffbasierten Brennstoffen. Ein weiterer Aspekt: Bei künftig verstärkter Nutzung dieses heute vorwiegend für Prozesswärme- und Heizzwecke sowie als Grundstoff in der chemischen Industrie eingesetzten Primärenergieträgers im Stromsektor würde sich Deutschlands ohnehin schon hohe Abhängigkeit von Importenergien weiter erhöhen. Weitere Nachteile sind hohe Kosten, die für diesen zusätzlichen Nutzungszweck fehlenden Erdgasspeicher und die mangelnde Akzeptanz gegenüber der für eine Erweiterung der heimischen Erdgasförderung notwendigen Fracking-Technik.

Biomasse ist nur eingeschränkt verfügbar, begünstigt die Entstehung und Ausweitung von Monokulturen mit absehbaren Konsequenzen für die Biodiversität und steht in Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion. Abseits daraus ableitbarer ethischer Fragen muss Biomasse aus Sicht der Wissenschaft zukünftig perspektivisch eher für die Versorgung Deutschlands mit Kraft- und Treibstoffen zur Verfügung stehen.

Wasserkraft ist hierzulande ebenfalls nur eingeschränkt verfügbar. Ihr Ausbaupotenzial ist begrenzt und heute praktisch weitgehend ausgeschöpft.

Geothermie weist im Vergleich mit Wasserdampfkreisläufen konventioneller Kraftwerke deutlich niedrigere Temperaturniveaus auf und kommt allenfalls in bestimmten Regionen Deutschlands für eine Stromerzeugung über andere Arbeitsmedien als Wasser³⁾ sinnvoll in Betracht. Ihr Ausbaupotenzial ist äußerst begrenzt, und ihr Beitrag zur Stromversorgung dürfte in absehbarer Zukunft überschaubar bleiben.

Weitere Optionen wie **Deponie-, Klär- und Grubengas** oder **Hausmüll (biogener Anteil)** liefern heute einen begrenzten Beitrag von etwa 5% zur Stromversorgung Deutschlands. Ihr Ausbaupotenzial dürfte ebenfalls überschaubar sein.

Damit verbleiben unter den heutigen energiepolitischen Rahmenbedingungen praktisch nur Solarenergie (Photovoltaik) und Windenergie als weiter ausbaufähige Technologien für die angestrebte Energiewende.

Solarenergie ist allerdings allein unzureichend und erfordert Komplementärtechnologien zur Überbrückung von Tages- und Jahreszeiten, in denen Solarstrahlung nur in geringem Umfang oder gar nicht verfügbar ist: Tagsüber – etwa bei dichter Bewölkung – kann der Beitrag der Photovoltaik zur Stromversorgung sehr deutlich eingeschränkt sein, während nachts kein Beitrag möglich ist. In Wintermonaten lie-

fert die Photovoltaik zudem deutlich geringere Beiträge zur Stromversorgung als in Sommermonaten.

Windenergie ist ebenfalls allein unzureichend, denn als dargebotsabhängige Energieform ist sie unsetzt verfügbar. Eine wesentliche physikalische Eigenschaft der Windenergie ist ihre starke raumzeitliche Variation aufgrund der Fluktuationen der Windgeschwindigkeit. Meteorologisch betrachtet wird die aus Windenergieanlagen in das Stromnetz eingespeiste elektrische Leistung durch Wetterlagen mit typischen Korrelationslängen von mehreren hundert Kilometern bestimmt.

Im Ergebnis ist die aufsummierte Leistung aus Windenergieanlagen hoch volatil und durch ein breites Leistungsspektrum gekennzeichnet, das große Leistungsspitzen und Leistungsminima zeigt. Für eine gleichermaßen sichere wie zuverlässige Elektrizitätsversorgung ist die dargebotsabhängige Windenergie wie Photovoltaik auf Komplementärtechnologien angewiesen, die bei Abweichungen von prognostizierten Leistungseinspeisungen, Schwachwindphasen oder Sturmabschaltungen kurzfristig einspringen können müssen.

Als Komplementärtechnologien für diese Backup-Funktion kommen heute grundsätzlich in Bereitschaft vorgehaltene konventionell fossil befeuerte Kraftwerke, Kernkraftwerke oder Pumpspeicherkraftwerke in Frage.

Kernkraftwerke, Braun- und Steinkohlekraftwerke sind hierzulande allerdings politisch nicht mehr erwünscht und Erdgaskraftwerke als Brückentechnologien allenfalls für begrenzte Zeiträume politisch vertretbar, da sie weiterhin Kohlendioxid freisetzen und mit ihnen die ohnehin bereits hohe Abhängigkeit von der Importenergie Erdgas weiter zunehmen würde.

Ein Ausbau jahrzehntelang erprobter und bewährter Pumpspeicherkraftwerke, der bisher einzigen großtechnisch verfügbaren Speichertechnologie, wäre zwar wünschenswert, ist aufgrund der topografischen Gegebenheiten Deutschlands jedoch sehr begrenzt möglich und stößt aufgrund sichtbarer Umwelteingriffe bei den zu richtenden Speicherbecken nicht selten auf Akzeptanzprobleme, vor allem in der Lokalbevölkerung.

Ein weiterer Aspekt: Heutige Pumpspeicherkraftwerke waren seit jeher auf den Bedarf von konventionellen Kraftwerken ausgerichtet und für den kurzfristigen Spitzenlastausgleich über den Tagesverlauf⁴⁾ ausgelegt. Für einen zukünftig verstärkt notwendigen saisonalen Ausgleich wären Pumpspeicherkraftwerke mit großen Speicherbecken für Arbeitsvolumina im ein- bis zweistelligen Terawattstundenbereich erforderlich. Die entscheidende Frage lautet, ob sich für saisonale Zwischenspeicherzwecke ausgelegte Großanlagen überhaupt rentabel betreiben ließen.

Hierzulande können alle Pumpspeicherkraftwerke zusammengerechnet im Turbinenbetrieb mit einem vollständigen Entladezyklus über rund sechs Stunden eine elektrische Leistung von rund 7.000 MW erbringen und rund 0,04 Terawattstunden (TWh) an elektrischer Energie liefern. Danach sind die oberen Speicherbecken erst wieder im Pumpbetrieb unter Aufnahme elektrischer Energie aufzufüllen. Dazu ein beispielhaft-perspektivischer Ausblick auf Deutschland: Allein zur Überbrückung einer hierzulande nicht seltenen zweiwöchigen Schwachwindphase im Winterhalbjahr („Dunkelflaute“) wären rund 21 TWh zur Deckung des Strombedarfes über ein Backup-System bereitzustellen⁵⁾.

Sollten diese 21 TWh aus Pumpspeicherkraftwerken mit einer Leistung von durchschnittlich rund 200 MW⁶⁾ über einen maximal möglichen sechsstündigen Turbinenbetrieb gedeckt werden, wären 17.500 zusätzliche Pumpspeicherkraftwerke dieser Größe vonnöten. Zum Vergleich: Das derzeit größte Pumpspeicherkraftwerk Deutschlands im thüringischen Goldisthal mit einer Nennleistung im Turbinenbetrieb von 1.060 MW liefert im Anforderungsfall über maximal acht Stunden rund 0,009 TWh Energie. Vergleichbar günstige topografische Standorte sind in Deutschland allerdings äußerst rar.

Der mitunter propagierte mehrstufige chemisch-verfahrenstechnische Umwandlungsprozess einer Wasserstoff-Elektrolyse mit nachgeschalteter Methanisierung des Wasserstoffgases unter Zufuhr von Kohlendioxid, auch als Power-to-gas-Verfahren bezeichnet, ist bei seriöser Bewertung nicht als Energiespeicherprozess zu bezeichnen, sondern „Energievernichtung“: Während bei Pumpspeicherkraftwerken etwa 25% der Eingangsenergie verloren gehen und somit 75% nach der Speicherung als Nutzenergie zur Verfügung stehen, sind beim mehrstufigen Power-to-gas-Umwandlungsprozess von der Wasserstoff-Elektrolyse über die Methanisierung und Speicherung im Gasnetz bis zum Brennstoffeinsatz in Gaskraftwerken Verluste

³⁾ Aufgrund des geringen zur Verfügung stehenden Temperaturgefälles zwischen Wärmequelle und -senke kommen häufig organische Fluide mit relativ niedrigen Siedetemperaturen zum Einsatz, weswegen solche Kreisprozesse im englischsprachigen Raum auch Organic Rankine Cycle (ORC) heißen.

⁴⁾ Bedarfsspitzen treten jeweils etwa zur Mittagszeit und in den frühen Abendstunden auf. In den späten Nachtstunden erreicht die Nachfrage nach elektrischer Energie regelmäßig ihr Minimum.

⁵⁾ Bei einem inländischen Gesamtstromverbrauch (inklusive Netzverluste) von rund 550 TWh pro Jahr beträgt der zu deckende durchschnittliche Tagesbedarf 1,5 TWh.

⁶⁾ Dies entspricht der durchschnittlichen Leistung eines deutschen Pumpspeicherkraftwerks im Turbinenbetrieb.

von mindestens vier Fünfteln der elektrischen Eingangsenergie zu erwarten, wenn intermittierende Betriebsweise sowie Herkunft und Energieaufwand des Kohlendioxids für den Methanisierungsschritt seriös einkalkuliert werden [3]. Die Kosten der elektrischen Ausgangsenergie müssten in diesen Fällen um mindestens das Fünffache höher sein als die Kosten der elektrischen Eingangsenergie.

Dazu ein Beispiel: Für jede EEG-geförderte ⁷⁾ elektrische Kilowattstunde aus Windenergie war im zurückliegenden Jahr 2016 eine Vergütung von durchschnittlich 9 €Ct/kWh fällig. Der Markterlös betrug 2 €Ct/kWh, so dass nicht-privilegierte Endverbraucher in Deutschland Mehrkosten von 7 €Ct/kWh zu tragen hatten [4].

Eine Kilowattstunde (kWh) elektrischer Ausgangsenergie aus einer Power-to-gas-Anlage würde heute bei wirtschaftlicher Betriebsweise mit Windstrom als elektrischer Eingangsenergie demnach mindestens 45 €Ct/kWh kosten müssen. Darin sind weder notwendige Gewinne des Power-to-gas-Anlagenbetreibers, noch die Netzentgelte, Steuern und weitere staatliche Abgaben (ohne EEG-Umlage) enthalten, für die allein ein Durchschnittshaushalt mit einem Jahresbedarf von 3.500 kWh im zurückliegenden Jahr knapp 57% des Endkundenstrompreises zu zahlen hatte [4].

Für das Power-to-gas-Verfahren sprechen die im deutschen Gasnetz speicherbare Energie von mehr als 200 TWh und vielfältige sektorielle Einsatzmöglichkeiten. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass die bestehende Infrastruktur mit Leitungen und Untertage-Gasspeichern auf Belange heutiger Gasverbraucher ausgelegt ist, so dass bei erweiterter Nutzung dieser Infrastruktur als Backup-System für den Ausgleich von Windenergie und Photovoltaik ein deutlicher Ausbau unabdingbar wäre.

Ohne Berücksichtigung der beträchtlichen Umwandlungsverluste und damit verbundener ökonomischer Auswirkungen könnten die zum Ausgleich intermittierender regenerativer Energiesysteme (iRES) wie Windenergie und Photovoltaik benötigten Energiemengen über chemische Speicherung in Kohlenwasserstoffen aus technischer Perspektive möglich sein: Bei Ausweitung des Betrachtungshorizontes auf andere Sektoren wie Verkehr (Kraftstoffe), Haushalte, Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (Heiz- und Prozesswärme) wäre synthetisiertes Methan oder Methanol (Kraftstoff) auch an vielen anderen Stellen sinnvoll einsetzbar. Das könnte den zuletzt zu beobachtenden bundesministerialen und öffentlich-medialen „Hype“ um das Thema Sektorkopplung ⁸⁾ erklären helfen.

Die entscheidende Frage lautet, ob die deutsche Bevölkerung willens und in der Lage ist, die mit einer Sektorkopplung verbundenen zusätzlichen wirtschaftlichen und persönlichen Konsequenzen ⁹⁾ tatsäch-

lich mitzutragen, wenn deren Ausmaß sichtbar wird und sich im alltäglichen Lebensumfeld der Bürger auswirkt.

Weitere als Alternative zum Aufbau der benötigten Backup-Systeme diskutierte Optionen sind die Absenkung (Effizienzsteigerungen) und Steuerung des Endenergieverbrauches (Lastmanagement). Angesichts der Entwicklungen beim Bruttoinlandsstromverbrauch in Deutschland in den letzten 16 Jahren, der bei beträchtlichen Effizienzanstrengungen um durchschnittlich 0,2% pro Jahr gestiegen ist, und gleichzeitiger Zukunftsstrategien, die zum Beispiel für einen Ausbau der Elektromobilität oder elektrisch betriebener Wärmepumpen plädieren, mit denen die Nachfrage nach Elektrizität weiter ansteigen würde, scheint mehr Realismus angeraten, insbesondere hinsichtlich der Bereitschaft der Bevölkerung für ein auf Suffizienz ausgerichtetes Grundverhalten.

Andere öffentlich und medial diskutierte Speicheroptionen wie Batterien, Elektromobilität, Betonkugeln am Meeresboden oder Ringwandspeicher verkennen gemeinhin die Dimension künftig ein- und auszuspeichernder Energiemengen sowie technischer Herausforderungen und werden absehbar weder im erforderlichen Umfang noch zu wirtschaftlich vertretbaren Kosten verfügbar sein, so dass der konventionelle Kraftwerkspark die benötigte Backup-Funktion weiterhin übernehmen muss.

Durch den gesetzlichen Einspeisevorrang der regenerativen Energien und die mit ihrem Ausbau verbundene zunehmend geringere Ausnutzung der benötigten Backup-Systeme (zurzeit: konventionelle Kraftwerke) ist deren Wirtschaftlichkeit hierzulande vielfach heute schon in Frage gestellt. Oder anders ausgedrückt: Die „Stromwende“ in Deutschland nach dem heutigen Stand der Technik ist durch eine Doppelstruktur geprägt. Diese besteht aus einem wachsenden regenerativen Kraftwerkspark, der einen Ausbau der Stromnetze in allen Spannungsebenen erfordert, und einem konventionellen Backup-Kraftwerkspark von etwa gleicher Leistungsgröße wie der heutige konventionelle Kraftwerkspark ¹⁰⁾ zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, allerdings bei sinkender Auslastung.

Im Jahr 2016 haben Windenergie und Photovoltaik mit rund 116 TWh oder 21% zum inländischen Gesamtstrombedarf von 550 TWh (inklusive Netzverluste) beigetragen. Zur Umsetzung der „Stromwende“ nach heutigem Stand der Technik liegt der Fokus auf den intermittierenden regenerativen Energiesystemen (iRES) Windenergie und Photovoltaik.

Analysen zur Stromversorgung Deutschlands mit einem postulierten iRES-Anteil von 100% auf Basis einer definierten Jahresliefermenge von 500 TWh zeigen [5 bis 8], dass dafür eine installierte iRES-Nennleistung von durchschnittlich 330.000 MW

aufzubauen wäre ¹¹⁾. Etwa ein Viertel dieser Liefermenge würde mindestens als Überschussenergie anfallen. Zusätzlich wären von einem Jahr auf das andere Jahr wetterbedingte Schwankungen dieser Liefermenge von etwa $\pm 15\%$ einzukalkulieren.

Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und im Sinne einer zusammenfassenden Betrachtung wären außerdem Backup-Leistungen von etwa 89% der Jahreshöchstlast in Deutschland vorzuhalten.

Weitere Analysen [1] zur Speicherung der volatilen elektrischen Leistungsabgabe aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen in Deutschland geben zusätzliche Hinweise, wie groß diese Herausforderungen sind.

Die hierzulande geübte Praxis eines Kapazitätsmarktes „im stillen Kämmerlein“, bei dem die Bundesnetzagentur zur Abschaltung angemeldete konventionelle Kraftwerke aus Sicht der Stromnetzstabilität als systemrelevant einstuft und Vorhaltkosten für diese Kraftwerke über Netzentgelte auf alle Endverbraucher umlegt, erscheint als sehr fragwürdiger Ansatz. Hier wäre anstelle staatlicher Eingriffe und im Verbraucherinteresse eine Rückbesinnung auf Wettbewerb und Kosteneffizienz angezeigt, zum Beispiel über einen wettbewerblich ausgerichteten (kompetitiven) Kapazitätsmarkt.

Hinzu kommt, dass das deutsche Stromversorgungssystem bereits heute nur noch durch einen dargebotsabhängigen, vorübergehenden Export erheblicher Überschussleistungen, wie zum Beispiel am 26. Dezember 2016 mit 15 GW, zu immer häufiger negativen Strompreisen stabil zu betreiben ist. Sobald direkte Nachbarländer Deutschlands einen ähnlichen Ausbaugrad der Windenergienutzung erreicht haben werden, wird diese Option entfallen.

Bei allen Betrachtungen zur Stromversorgung Deutschlands muss die Versorgungssicherheit im Blickpunkt des Interesses stehen ¹²⁾, denn Produktion und Verbrauch von Elektrizität sind jederzeit in einem strengen Gleichgewicht zu halten, um Netzausfälle zu vermeiden.

⁷⁾ EEG: Erneuerbare-Energien-Gesetz

⁸⁾ Die Vernetzung der drei Sektoren der Energiewirtschaft – Elektrizität, Wärmeversorgung und Verkehr – wird als Sektorkopplung bezeichnet.

⁹⁾ Beispiele für mögliche Konsequenzen sind: dargebotsabhängige Nutzung der elektrischen Energie, noch höhere Strompreise für Privathaushalte als heute (In Europa belegt Deutschland heute den zweiten Rang. Nur in Dänemark ist der Strompreis höher.).

¹⁰⁾ Inklusive notwendiger Reserve zur Gewährleistung des vorgegebenen Versorgungssicherheitsniveaus.

¹¹⁾ Zum Vergleich: Am Jahresende 2016 war in Deutschland eine iRES-Nennleistung von rund 90.000 MW installiert.

¹²⁾ Weitere energiewirtschaftliche Zielkriterien sind Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Akzeptanz.

Vor diesem Hintergrund kündigte das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) im Juni 2015 eine Zeitenwende bei der Versorgungssicherheit an und teilte öffentlich mit [9], in Zukunft werde Deutschland bei der Stromversorgung noch enger mit seinen europäischen Nachbarn zusammenarbeiten. So trage der Stromaustausch über Ländergrenzen hinweg dazu bei, die sichere und kosteneffiziente Versorgung bei Verbrauchsspitzen und Flaute bei der Einspeisung zu gewährleisten, zum Beispiel, weil der Wind nicht weht oder die Sonne nicht scheint. Wie die Erfahrung zeige, trete die höchste Nachfrage nach Strom in den Ländern nicht gleichzeitig auf und auch der Wind wehe fast immer irgendwo in Europa. Es gehe um reale Synergien: Im regionalen Verbund werde weniger gesicherte Leistung benötigt. Der Verbund ermögliche erhebliche Kosteneinsparungen.

Ein Artikel in der Zeitschrift „Energiewirtschaftliche Tagesfragen“ im Dezember 2015 [10] stellte hingegen öffentlich und medial häufig formulierte Aussagen in Frage, der weitere Ausbau der Windenergie führe zur Glättung der eingespeisten elektrischen Leistung und ermögliche das Abschalten konventioneller Kraftwerksleistung. Die Leistungsspitzen des deutschen Windparks¹³ seien durch den Ausbau seit dem Jahr 2010 stetig angestiegen, während die jährlichen Leistungsminima trotz eines Nennleistungszuwachses um 40 % von 2010 bis 2014 unverändert in einem Bereich von etwa 100 MW lägen. Aufgrund der Korrelation der Einspeisungen aus den deutschlandweit verteilten Windenergieanlagen sei keine Glättung erkennbar, und beim Ausbau der Windenergie seien weiter wachsende Fluktuationen zu erwarten.

Die VGB-Geschäftsstelle nahm diese Veröffentlichungen zum Anlass, diesen und weiteren Aussagen zur Windenergienutzung in Deutschland und 17 europäischen Nachbarländern nachzugehen und im Zuge eines Faktenchecks Plausibilitätsbetrachtungen durchzuführen. Die Betrachtungen beruhen auf frei zugänglichen Realdaten zu den Leistungseinspeisungen aus Windenergie, die nationale und europäische Übertragungsnetzbetreiber im Internet veröffentlichen.

Die VGB-Windstudie 2017 besteht aus zwei Teilen: Im ersten Teil geht es um langjährige Entwicklungen in Deutschland im Zeitraum von 2010 bis 2016. Der zweite Teil behandelt die Windenergienutzung in 18 Ländern Europas im Jahr 2016 und geht der Frage nach, ob im europäischen Netzverbund gemäß dem Motto „irgendwo weht immer Wind“ ausreichende gegenseitige Ausgleichsmöglichkeiten bestehen.

VGB-Windstudie 2017

Eine ausführliche Darstellung zu Ergebnissen der VGB-Studie zum Status quo der Windenergie in Deutschland und Europa sowie zu Potenzialen und Herausforderungen in der Grundversorgung mit Elektrizität ist in Foliendruckform über die VGB-Homepage abrufbar:

Teil 1: Entwicklungen in Deutschland seit dem Jahr 2010

Teil 2: Europäische Situation im Jahr 2016

Methodik

Ausgangspunkt der VGB-Auswertungen bildeten im Internet zugängliche Transparenzdaten des Verbandes europäischer Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E¹⁴ und der deutschen Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz Transmission, Amprion, Tennet TSO und Transnet BW sowie der Leipziger Börse EEX¹⁵ [11 bis 16].

Über diese Transparenzplattformen sind Zeitreihen zur eingespeisten elektrischen Leistung unterschiedlicher Kraftwerksarten, darunter Photovoltaikanlagen, Windenergieanlagen an Land (onshore) und auf dem Meer (offshore), sowie zur Nachfrage der Verbraucher (Last) in viertelstündlicher bis stündlicher Auflösung abrufbar.

Der Verband europäischer Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E hatte seine Transparenzplattform zum Jahresanfang 2015 neu aufgebaut und alle Transparenzdaten zeitlich synchronisiert, ein wichtiger Faktor, wenn Zeitreihen einzelner Länder zeitlich korrekt zu überlagern und Analysen zum jeweils momentanen Leistungsgleichgewicht zwischen Verbrauch (Last) und Erzeugung durchzuführen sind.

Mit der neu strukturierten ENTSO-E-Transparenzplattform war somit ein einheitlicher Abruf der Datenpunkte dort erfasster Länder gemäß der koordinierten Weltzeit UTC¹⁶ möglich.

Da Zeitreihen einzelner Länder dort nicht für mehrere Jahre verfügbar waren, erfolgten die Auswertungen zur Windenergienutzung in Deutschland von 2010 bis 2016 anhand von Daten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und der EEX-Transparenzplattform.

Die dort abgerufenen Datenpunkte (Viertelstundenwerte) für die elektrische Leistung aus inländischen Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen repräsentieren Hochrechnungen auf Basis einer begrenzten Anzahl gemessener Referenzstandorte [13].

Insgesamt basierte die Auswertung zur mehrjährigen Windenergienutzung in Deutschland auf rund fünf Millionen

Datenpunkten. Im Rahmen der Überprüfung der Vollständigkeit der Zeitreihen waren folgende Fälle zu beachten:

- Datenpunkte mit niedrigen Leistungen im Bereich von 0 MW, die unverändert blieben, wenn direkt benachbarte Datenpunkte ebenfalls niedrige Werte aufwiesen (Kriterium: hohe Plausibilität für eine Schwachwindphase oder Flaute).
- Fehlende Datenpunkte mit direkten Nachbardatenpunkten, die Leistungswerte deutlich oberhalb einiger hundert bis tausend Megawatt aufwiesen. Solche Fehlstellen traten bei 0,1 % aller Datenpunkte auf. In diesen Fällen erfolgte eine Korrektur der Nullwerte durch den arithmetischen Mittelwert der benachbarten Datenpunkte (Kriterium: hohe Plausibilität für fehlerhaften Wert).
- Zusammenhängende Lücken von Datenpunkten über mehrere Viertelstunden, Stunden oder Tage. Solche Fehlstellen traten bei 0,01 % aller Datenpunkte auf. Eine Korrektur erfolgte wahlweise über lineare Interpolation (kleine Lücken) oder anhand von Daten vergleichbarer Wochentage in direkt benachbarten Wochen.

Diesem ersten Schritt schloss sich ein zweiter Überprüfungs- und Plausibilisierungsschritt an. Dieser umfasste einen Vergleich der aus den einzelnen Zeitreihen errechneten Jahresarbeit mit den für Deutschland verfügbaren energiewirtschaftlichen Statistikdaten der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) [2], des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) [17, 18], des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) [4] und des Bundesverbandes Windenergie (BWE) [19].

Für die Analysen zur Windenergienutzung in Europa im Jahr 2016 fiel die Auswahl für den Datenabruf von der ENTSO-E-Transparenzplattform auf die Rangfolge der wichtigsten 18 Länder nach Nennleistung mit weitgehend intakten Zeitreihen, hier in alphabetischer Reihenfolge: Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Großbritannien, Irland, Italien, Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Rumänien, Schweden, Spanien und Tschechien.

Bei der anschließenden Datenauswertung waren wegen des im Vergleich zu Deutschland kurzen Zeitraums von einem Jahr lediglich rund 1,2 Millionen Datenpunkte zu überprüfen und zu plausibilisieren.

¹³ Unter dem Begriff „deutscher Windpark“ oder „Windpark“ ist in diesem Artikel durchweg die Summe aller Windenergieanlagen in Deutschland zu verstehen.

¹⁴ ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators

¹⁵ EEX: European Energy Exchange

¹⁶ UTC: Coordinated Universal Time

Das Vorgehen bei der Überprüfung der Daten entsprach dem Vorgehen für Deutschland. Die energiewirtschaftlichen Statistikdaten des BP Statistical Review of World Energy 2017 bildeten die Grundlage für die Überprüfung und Plausibilisierung der Zeitreihen [20].

Ergebnisse

Nachfolgend sind Ergebnisse der Auswertungen zur Windstromproduktion in Deutschland im Zeitraum von 2010 bis 2016 dargestellt. Die Ergebnisse zur Windstromproduktion in 18 Ländern Europas im Jahr 2016 werden Gegenstand eines Folgeartikels sein [21].

Am Jahresende 2010 verfügte der deutsche Windpark über eine kumulierte installierte Nennleistung P_N von knapp 27.000 MW [18]. Davon entfielen 99,7% auf Windenergieanlagen an Land (onshore) und 0,3% auf Windenergieanlagen auf dem Meer (offshore).

Bis zum Jahresende 2016 kamen auf dem Land rund 19.000 MW Nennleistung hinzu und auf dem Meer rund 4.000 MW Nennleistung, so dass der Windpark über eine installierte Nennleistung von insgesamt rund 50.000 MW verfügte. Etwa 92% davon entfielen auf Onshore-Windenergie und die verbleibenden 8% auf Offshore-Windenergie.

Die Zeitreihe der im Jahr 2016 stündlich eingespeisten elektrischen Leistung des deutschen Windparks und die auf Onshore-Windenergie sowie Offshore-Windenergie entfallenden Leistungsbeiträge sind im Bild 1 dargestellt.

Die Leistung des Windparks zeigt über den gesamten Jahresverlauf große Fluktuationen, die in vielen Stunden bei Onshore- und Offshore-Windenergie simultan auftreten. Darüber hinaus sind ausgeprägte Schwachwindphasen erkennbar, in denen der Leistungsoutput des Windparks rapide bis auf wenige Prozent der installierten Nennleistung zurückfällt.

Im Jahr 2016 trat das Minimum P_{Min} von 135 MW (Stundenwert) bzw. von 141 MW (Viertelstundenwert) am 24. Juli 2016 auf. An diesem Sommertag lieferte der Windpark in sieben der 24 Stunden durchgehend weniger als 500 MW, also weniger als 1% der am Jahresanfang bereits installierten Nennleistung. Ähnlich niedrige Werte über jeweils mehrere aufeinanderfolgende Stunden traten auch im Januar, Mai, Juni, August, September, Oktober und Dezember 2016 auf.

Entgegen anderslautender Aussagen, Offshore-Windenergie sei prinzipiell grundlastfähig und könne konventionelle Kraftwerksleistung ersetzen, fiel die Leistung des Offshore-Windparks im Jahr 2016 in 256 der 8.784 Stunden auf 1% seiner Nennleistung oder weniger ab (2015: 290 Stunden). Solche Schwachwindphasen traten im letzten Jahr somit durchschnittlich fünfmal pro Woche auf, ein für den Ausbau der Offshore-Windenergie wichtiger Umstand, denn ansonsten wären die Windturbinen kaum auf See zu errichten.

Bei ausgeprägten Flauten im Juni und Dezember 2016 sank die Leistung des Offshore-Windparks zeitweise sogar bis auf 0 MW ab. Im Jahr 2015 hatte es ähnliche Flauten im Januar und August gegeben. Das belegt, dass Schwachwindphasen ganzjährig auftreten können, sowohl an Land als auch auf dem Meer.

Die permanent verfügbare Offshore-Leistung lag somit in den letzten zwei Jahren jeweils bei 0 MW. Offshore-Windenergie lieferte keinen Beitrag zur gesicherten Leistung und benötigte praktisch ein 100%-Backup durch konventionelle Kraftwerke.

In den Wintermonaten sind erfahrungsgemäß die höchsten Leistungswerte zu beobachten. Das Leistungsmaximum P_{Max} des gesamten deutschen Windparks von 33.834 MW trat im Februar 2016 auf und erreichte umgerechnet knapp 75% der zum Jahresanfang installierten Nennleistung. Ähnlich hohe Leistungswerte über mehrere aufeinanderfolgende Stunden waren auch im November und Dezember 2016 zu verzeichnen.

Aus der im Bild 1 dargestellten Zeitreihe der stündlichen Leistungswerte des deutschen Windparks ergibt sich eine aufsummierte Jahresproduktion von 76,9 TWh. Im Vergleich dazu weist die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen für die deutsche Stromerzeugung aus Windenergie einen Jahreswert von 77,4 TWh aus [2]. Die Jahreswerte weichen nur um 0,6% voneinander ab und sind somit plausibel.

Im Bild 2 sind relevante Kennzahlen für die Entwicklung der Windenergie in Deutschland im Zeitraum von 2010 bis 2016 dargestellt.

Demnach hat sich die kumulierte installierte Nennleistung des deutschen Windparks von 26.903 MW am Jahresende 2010

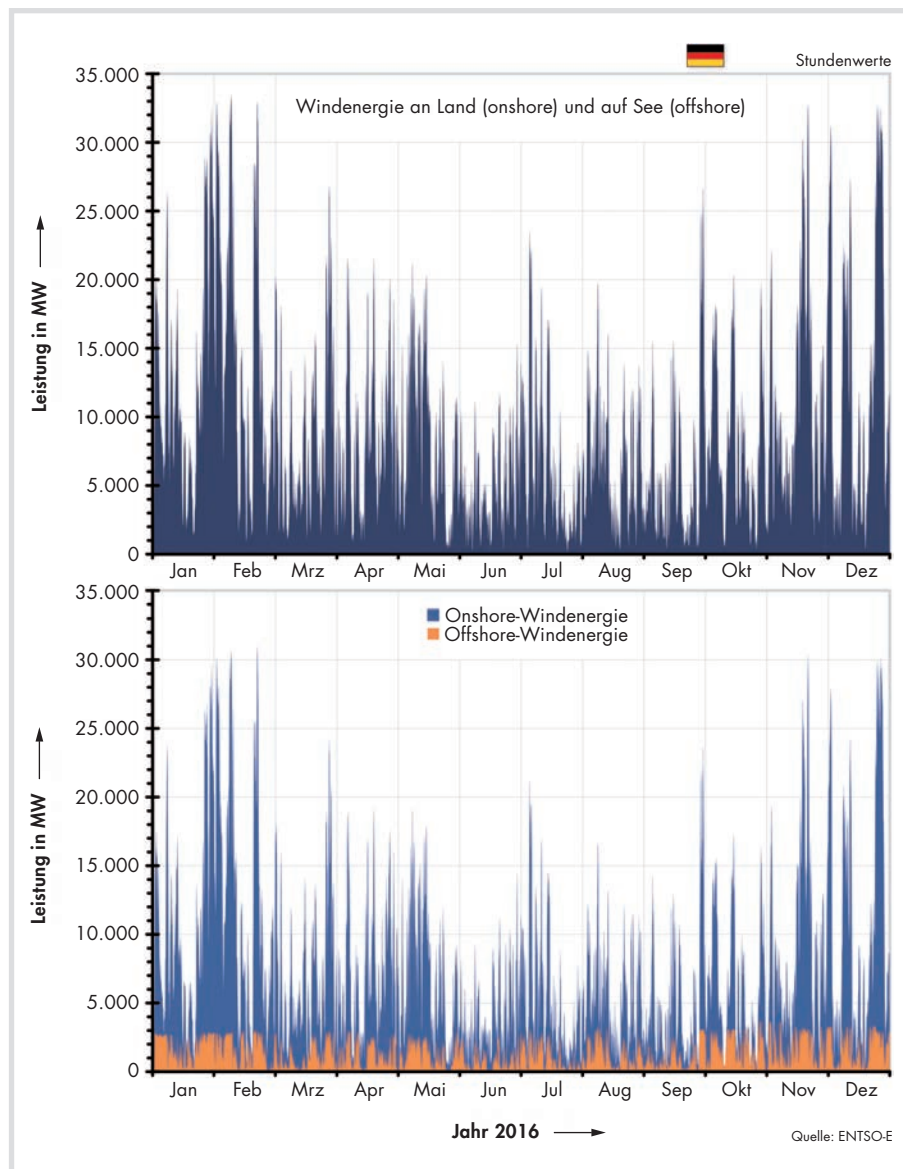


Bild 1. Zeitreihen der Stromproduktion 2016 aus Windenergie in Deutschland (oben) sowie der auf Windenergie an Land und auf dem Meer entfallenen Leistungsbeiträge (unten).

bis zum Jahresende 2016 fast verdoppelt. Die Anzahl der Windenergieanlagen, jeweils zum Jahresende und gerundet, erhöhte sich zeitgleich von 21.600 auf 28.200 Aggregate.

Die durchschnittliche Nennleistung jeder neu zugebauten Onshore-Windenergieanlage lag im Jahr 2010 bei 2,0 MW. Bis zum Jahr 2016 erhöhte sich dieser Durchschnittswert auf 2,8 MW (Offshore-Windenergie: 5,2 MW pro Anlage).

Neben der kumulierten installierten Nennleistung des deutschen Windparks sind im Bild 2 jährliche Maxima P_{Max} , Minima P_{Min} und arithmetische Mittelwerte P_i der Zeitreihen der elektrischen Leistung des deutschen Windparks (Viertelstundenwerte) ausgewiesen.

Zunächst fällt auf, dass die aufsummierte Leistung der Windenergieanlagen in Deutschland in den letzten sieben Jahren durchweg jährliche Maxima unterhalb der Anlagenauslegung im Bereich von knapp 68 bis 81 % der kumulierten Nennleistung erreichte.

Die Differenz zwischen Nennleistung und jährlichem Maximalwert hat offenkundig mit dem Ausbau zugenommen. Die Ursachen für diesen Zusammenhang sind uns nicht bekannt. Möglicherweise sinkt mit zunehmender Anzahl deutschlandweit verteilter Anlagenstandorte die Wahrscheinlichkeit, dass Höchstwerte zeitgleich deutschlandweit auftreten. Ein weiterer beitragender Faktor könnte sein, dass Standorte mit guten Windhöffigkeiten¹⁷⁾ frühzeitig zum Zuge kamen und somit nicht mehr für den weiteren Ausbau zur Verfügung stehen, so dass mehr und mehr auf weniger windhöffige Standorte zurückzugreifen ist.

Der arithmetische Mittelwert ist ein Maß für die jährlich bereitgestellte Energie und spiegelt die konstante Leistung wider, die ein Kraftwerk für diese Energie bei konstanter Fahrweise über ein Jahr erbringen müsste. Definitionsgemäß müssen im Betrachtungszeitraum alle Leistungsanteile oberhalb des Mittelwertes (Überschüsse) aufintegriert dieselbe Energie ergeben wie die aufintegrierten Leistungsanteile unterhalb des Mittelwertes (Unterdeckung).

Die Mittelwerte der Zeitreihen stiegen im Zeitraum von 2010 bis 2014 mit durchschnittlich 11 % pro Jahr auf 5.840 MW an. Für das Jahr 2015 ist dagegen ein nahezu fünfmal höherer Anstieg von 52 % gegen-

¹⁷⁾ Eignung von Windstandorten für eine hohe Energieausbeute.

¹⁸⁾ In einem Normaljahr sind es 8.760 Stunden, in einem Schaltjahr 8.784 Stunden.

¹⁹⁾ Darunter ist die Anzahl der Stunden in einem Jahr zu verstehen, in denen eine Windenergieanlage mit ihrer installierten Nennleistung laufen müsste, um die tatsächlich gelieferte Jahresenergie exakt zu erbringen.

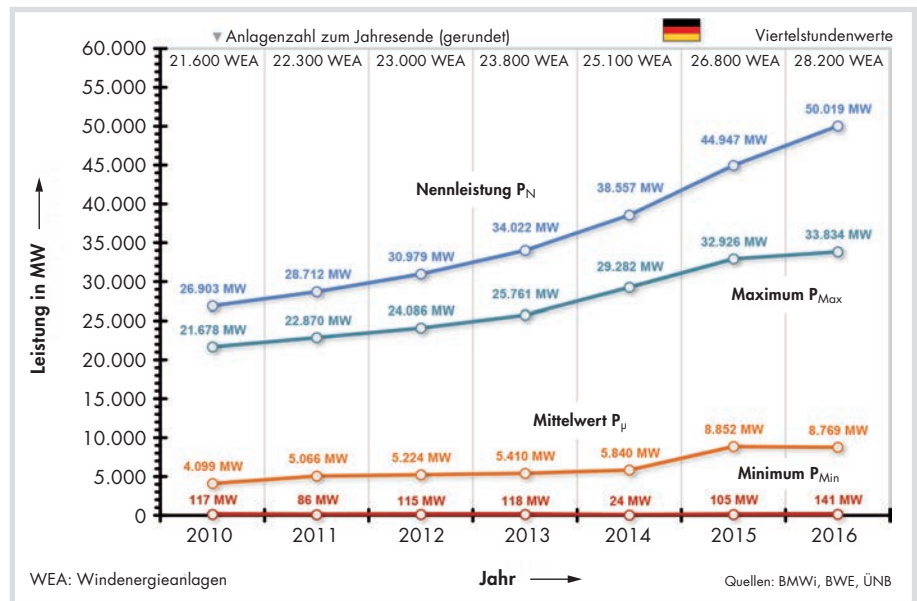


Bild 2. Kennzahlen zur Windenergienutzung in Deutschland von 2010 bis 2016.

über dem Vorjahreswert auf 8.852 MW zu verzeichnen. Der sprunghafte Anstieg ist auf das sehr gute Windjahr mit einem überdurchschnittlichen Windangebot zurückzuführen [4]: Im November und Dezember erreichte die monatliche Stromproduktion jeweils neue Allzeithochs jenseits der zuvor noch nie überschrittenen Marke von 10 TWh. Darüber hinaus war die Stromproduktion in elf der zwölf Monate des Jahres 2015 höher als im Vorjahr.

Der Mittelwert des Folgejahres 2016 lag mit 8.769 MW zwar auf vergleichbar hohem Niveau. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass in diesem Jahr aufgrund des kontinuierlichen Ausbaus des deutschen Windparks knapp ein Drittel mehr Nennleistung als im Jahr 2014 zur Verfügung stand, so dass eher von einem durchschnittlichen Windjahr zu sprechen ist. Die 10-TWh-Marke der monatlichen Windstromproduktion wurde im Jahr 2016 trotz des Nennleistungszuwachses nicht wieder erreicht.

Bei den vorherigen Betrachtungen sind zwei Einflussfaktoren gemeinsam berücksichtigt: Das Winddargebot und der Netozubau von Windenergieanlagen über den Jahresverlauf. Die Frage, ob der sprunghafte Anstieg des Mittelwertes im Jahr 2015 plausibel ist, lässt sich bei Normierung auf eine repräsentative Nennleistung des betreffenden Jahres klären. Das resultierende Verhältnis aus mittlerer Leistung zu potenzieller Leistung (Nennleistung) wird auch als Ausnutzung η_A bezeichnet. Die Ausnutzung ist dimensionslos und als Maß für die Anzahl der Jahrestunden zu verstehen, in denen der Windpark umgerechnet seine Nennleistung erbrachte. Multipliziert mit der Anzahl der Jahrestunden¹⁸⁾ ergeben sich die Volllaststunden¹⁹⁾ des Windparks im betreffenden Jahr.

Ein Vergleich langjähriger Daten zur Ausnutzung des deutschen Windparks seit dem Jahr 1990 (Bild 3) bestätigt, dass im

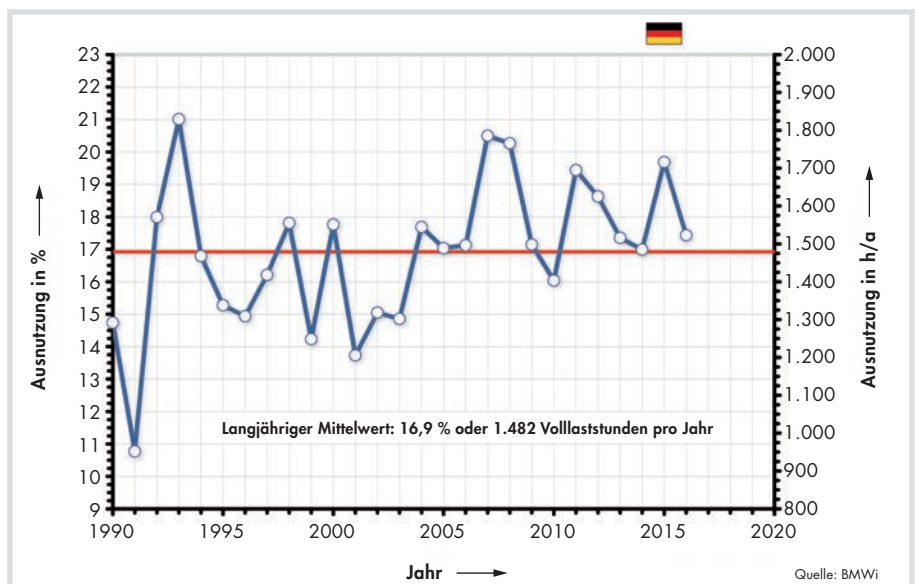


Bild 3. Ausnutzung des deutschen Windparks von 1990 bis 2016.

Jahr 2015 tatsächlich gute Windbedingungen herrschten und im Jahr 2016 durchschnittliche [18].

Im langjährigen Mittel verzeichnet der deutsche Windpark eine Ausnutzung von 16,9%. Der bisherige Höchstwert von 21,0% ist für das Jahr 1993 zu verzeichnen, gefolgt von 20,5% im Jahr 2007 und 20,3% im Jahr 2008. Die im Jahr 2015 erreichte Ausnutzung von 19,7% entspricht dem viertbesten Wert seit 1990.

Von 2010 bis 2016 erreichte die Ausnutzung einen Durchschnittswert von rund 18%. Die Jahresstromproduktion aus dem deutschen Windpark erhöhte sich zeitgleich von 38 TWh auf mehr als 77 TWh [2].

In der statistischen Gesamtschau der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) zur Bruttostromerzeugung in Deutschland finden sich für das Jahr 2010 lediglich Beiträge aus Windenergieanlagen an Land (onshore). Sichtbare Beiträge aus Windenergieanlagen auf dem Meer (offshore) sind dort erstmals für das Jahr 2013 mit 0,9 TWh ausgewiesen [2].

Im zurückliegenden Jahr 2016 lieferte Offshore-Windenergie hierzulande bereits mehr als 12 TWh Strom, bei einer Ausnutzung von 33%. Dies entsprach knapp 2% der Bruttostromerzeugung in Deutschland von 648 TWh.

Bei der Beantwortung der Frage, welche Rolle die Windenergie hierzulande künftig in der Grundversorgung mit elektrischer Energie spielen könnte, lohnt auch ein Blick auf Europa und die in dieser Studie untersuchten 18 Länder: Dort hat sich die installierte Nennleistung von insgesamt rund 83.000 MW am Jahresende 2010 bis zum Jahresende 2016 auf rund 152.000 MW ebenfalls nahezu verdoppelt, während sich die jährliche Stromproduktion aus Windenergie ausgehend von rund 148 TWh bis auf 297 TWh mehr als verdoppelte. Zum Vergleich: Die jährliche Stromerzeugung in diesen europäischen Ländern liegt heute auf einem Niveau von rund 3.200 TWh [20, 22]. Die Windenergie erreicht damit einen Anteil von rund 10% an der Stromproduktion dieser Länder.

Im Bild 4 ist die jeweilige Ausnutzung der Windparks ausgewählter europäischer Länder als Bandbreite mit überlagerter Ausnutzung des deutschen Windparks dargestellt [20].

Es fällt auf, dass die Ausnutzung des Windangebotes in vielen anderen europäischen Ländern signifikant höher ist als in Deutschland: Die Ausnutzung des deutschen Windparks beträgt im Zeitraum von 2000 bis 2016 durchschnittlich 1.526 Volllaststunden im Jahr.

Der irische Windpark erreicht mit 2.262 h/a eine um rund 48% höhere Ausnutzung als der deutsche Windpark, gefolgt von Großbritannien, Norwegen und Dänemark (+45%), Griechenland (+41%), Spanien (+35%) und Portugal (+33%).

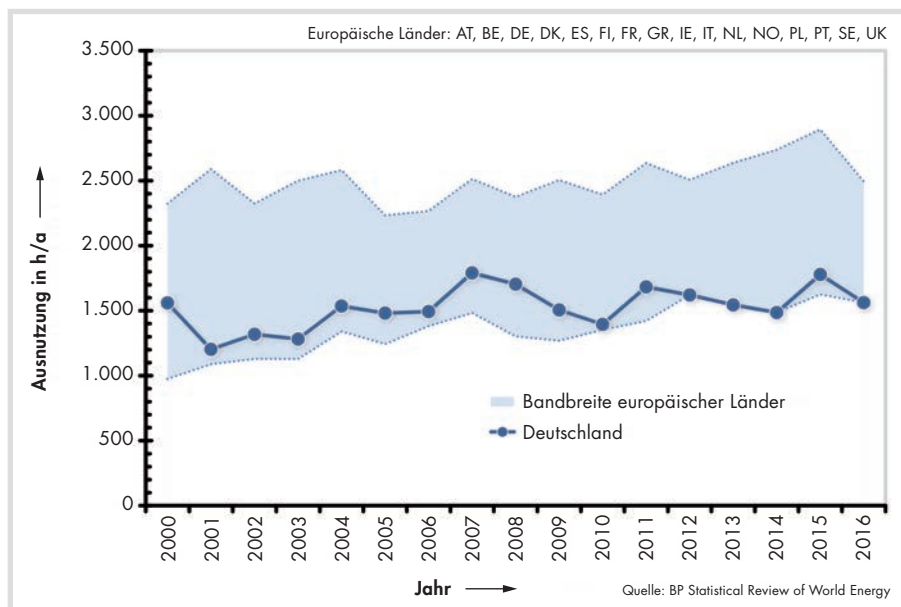


Bild 4. Effizienz der Windstromproduktion in Europa von 2000 bis 2016: Bandbreite der Ausnutzung in Europa und in Deutschland in Volllaststunden pro Jahr.

Weitere Länder Europas wie Finnland (+25%), Schweden (+23%), Niederlande (+21%) und Polen (+17%) sowie Österreich (+16%) und Belgien (+10%) erreichen im Durchschnitt ebenfalls eine höhere Ausnutzung ihrer Windparks als Deutschland, während die mittlere Ausnutzung des französischen Windparks (+4%) und die des italienischen Windparks (+2%) mit der Ausnutzung des deutschen Windparks vergleichbar sind.

Im Vorgriff auf den zweiten Teil der VGB-Windstudie 2017 [21] ist erwähnenswert, dass die aus den Zeitreihen für die aufsummierte elektrische Leistung aus Windenergie in den obigen europäischen Ländern für das Jahr 2016 abgeleiteten Minimalwerte (stündlich) und somit die permanent verfügbaren Leistungen gleichzeitig allesamt kleiner als 1,1% der in diesen Ländern jeweils installierten Nennleistung waren. Demnach besteht aus Sicht der Versorgungssicherheit praktisch kein Unterschied zu Deutschland.

Hinsichtlich einer effizienten Nutzung des Windangebotes in Europa ist Deutschland somit als Windstandort (onshore) nicht prädestiniert. Da in den letzten Jahrzehnten bereits viele windhöfliche Standorte an Land für die Windenergie genutzt wurden, stehen in Deutschland heute weniger windhöfliche Standorte für den weiteren Ausbau der Windenergie zur Verfügung.

Die Nennleistung des deutschen Windparks ist indes noch um ein Mehrfaches zu steigern, wenn das Ziel einer weitgehend auf regenerativen Energien basierenden Versorgung Deutschlands mit elektrischer Energie erreichbar bleiben soll. Dies könnten aktuelle Bestrebungen einiger Bundesländer erklären, den Bau von Windenergieanlagen zunehmend sogar in Wäldern, Naherholungs- und Naturschutzgebieten in Betracht zu ziehen und durch baurecht-

liche Veränderungen voranzutreiben, teilweise unter Vernachlässigung anerkannter Kriterien des Arten-, Umwelt- und Naturschutzes und unter Berufung auf eine zustimmende Mehrheit der Bevölkerung zur Umsetzung der Energiewende [23].

Auf dem Meer (Nord- und Ostsee) sind Winddargebot und Ausnutzung insgesamt besser und Standorte für einen Weiterausbau vorhanden. Im Gegensatz zu Deutschland erreichen viele andere europäische Länder mit ihren Windparks eine deutlich höhere Ausnutzung. Bei sachlicher Abwägung eines europäischen Windenergieausbaus und aus Gründen der Kosteneffizienz wären solche europäischen Standorte deutschen eigentlich vorzuziehen.

Da in den letzten Jahren in Deutschland verstärkt Offshore-Windenergieanlagen mit einer Ausnutzung von typischerweise mehr als 30% ihren Betrieb aufgenommen haben, könnte sich der langjährige Mittelwert der Ausnutzung des deutschen Windparks beim weiteren Ausbau des Offshore-Windparks trotz der großen Hebelwirkung der bereits vorhandenen Onshore-Windenergieanlagen künftig erhöhen.

Hinsichtlich des Beitrags der Windenergie zur Versorgungssicherheit gibt insbesondere die Entwicklung der jährlichen Minima der Leistungszeitreihen gemäß Bild 2 Aufschluss: Diese Werte liegen seit 2010 erstaunlicherweise auf unverändert niedrigem Niveau von durchschnittlich 100 MW, obwohl sich die Nennleistung des deutschen Windparks zeitgleich fast verdoppelt hat.

Offenbar hat sich die intuitive Erwartung, dass der Minimalwert bei einem Ausbau deutschlandweit verteilter Windenergieanlagenstandorte nach dem Motto „irgendwo weht immer Wind“ ansteigt und der Ausbau der Windenergienutzung in zunehmendem Maße eine Substitution konventioneller Kraftwerksleistung ermöglicht,

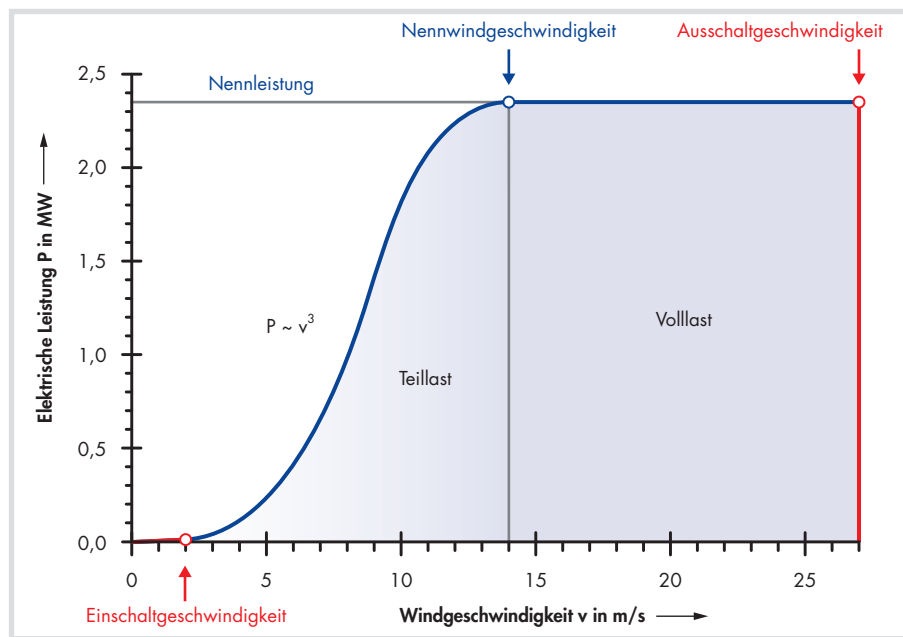


Bild 5. Typische Kennlinie einer modernen Windenergieanlage.

nicht erfüllt: Der Ausbau in den letzten sieben Jahren hat konventionelle Kraftwerksleistung von etwa 100 MW ersetzt. Zum Vergleich: Im Jahr 2015 trat die Jahreshöchstlast am 24. November um 17:30 Uhr auf und betrug 78.200 MW [24].

Die permanent verfügbare (gesicherte) Leistung des deutschen Windparks lag damit immer deutlich unter einem Prozent seiner Nennleistung oder anders ausgedrückt: Im jedem Jahr gab es immer mindestens eine Viertelstunde, in der mehr als 99% der Nennleistung des deutschen Windparks nicht verfügbar waren und praktisch ein Bedarf an 100% planbarer Backup-Leistung herrschte. Dies findet sich durchgängig auch in den Berichten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zu den Leistungsbilanzen von 2012 bis 2016 wieder, die zum Zeitpunkt der Jahres-

höchstlast in Deutschland für den deutschen Windpark trotz des deutlichen Zubaus von einer Nichtverfügbarkeit von unverändert 99% ausgehen [24].

Darüber hinaus finden sich im Leistungsbilanzbericht 2015 ergänzende Aussagen, dass für die Nachfrage (Last) in den Ländern Europas aufgrund der Gleichzeitigkeit ein positiver länderübergreifender Ausgleichseffekt zum kritischsten Zeitpunkt des Jahres nachweislich nicht sicher gegeben sei. Die übertragbare Leistung zwischen einzelnen Ländern sei nicht beliebig hoch und sinke an manchen Grenzen mit steigender Last oder hoher Windstromeinspeisung.

Vor dem Hintergrund des heute schon erreichten hohen Ausbauniveaus ist Windenergie allein nicht für eine zuverlässige Grundversorgung Deutschlands mit Elek-

trizität geeignet und immer auf Komplementärtechnologien angewiesen, die im Bedarfsfall kurzfristig als Backup einspringen können müssen („Feuerwehrfunktion“).

Eine technische Ursache für das seit Jahren unverändert niedrige Niveau der Minimalwerte der elektrischen Leistungsabgabe könnte die Schwachlastfähigkeit heutiger auf maximale Energieausbeute ausgelegter Windenergieanlagen sein (Bild 5): Deren Rotoren nehmen erst bei Windgeschwindigkeiten von ca. 2 bis 4 m/s Fahrt auf (Einschaltgeschwindigkeit).

Die Leistungsabgabe bei kleinen Windgeschwindigkeiten ist außerdem nicht proportional zur installierten Nennleistung. Im Teillastbereich steigt die Leistungsabgabe einer modernen Windenergieanlage annähernd proportional zur dritten Potenz der Windgeschwindigkeit an. Bei verdoppelter Windgeschwindigkeit verachtfacht sich die Leistung und bei halbiertes Windgeschwindigkeit fällt sie auf ein Achtel des vorherigen Wertes zurück.

Mit dem Erreichen und Überschreiten der Nennwindgeschwindigkeit liefert die Anlage dann solange ihre installierte Nennleistung auf konstantem Niveau, bis die Ausschaltgeschwindigkeit erreicht wird.

Neben dieser technischen Ursache für das niedrige Niveau der Minimalwerte dürften auch Aspekte der Energiemeteorologie eine Rolle spielen. Die Energiemeteorologie widmet sich unter anderem der Beschreibung und Modellierung der räumzeitlichen Charakteristik und statistischen Verteilung von Windfeldern. Vor diesem Hintergrund kommen auch statistische Betrachtungen für eine Erklärung der Minimalwerte in Frage: Ein Blick auf die Häufigkeitsverteilung bzw. Wahrscheinlichkeitsdichte²⁰⁾ der Leistung des deutschen Windparks im Jahr 2016 (Bild 6) belegt, dass keine Normalverteilung vorliegt und geringe Leistungen offensichtlich wesentlich häufiger auftreten als hohe Leistungen.

Bei der statistischen Bewertung von Zufallsvariablen (hier: viertelstündliche Leistungswerte) spielen der arithmetische Mittelwert μ (Erwartungswert) und die Standardabweichung σ als Maß für die Breite der Häufigkeitsverteilung der betrachteten Zufallszahlen eine Rolle.

Aus der Leistungszeitreihe des deutschen Windparks im Jahr 2016 (Viertelstundenwerte) ergeben sich ein arithmetischer Mittelwert von 8.769 MW und eine Standardabweichung von 6.854 MW. Aus der Häufigkeitsverteilung der elektrischen Leistung des deutschen Windparks für das Jahr 2016 (Bild 6) lassen sich kumulierte Eintrittswahrscheinlichkeiten von 60% für Leistungen unterhalb des Mittelwertes ableiten und von 40% für Leistungen oberhalb des Mittelwertes. Darüber hinaus be-

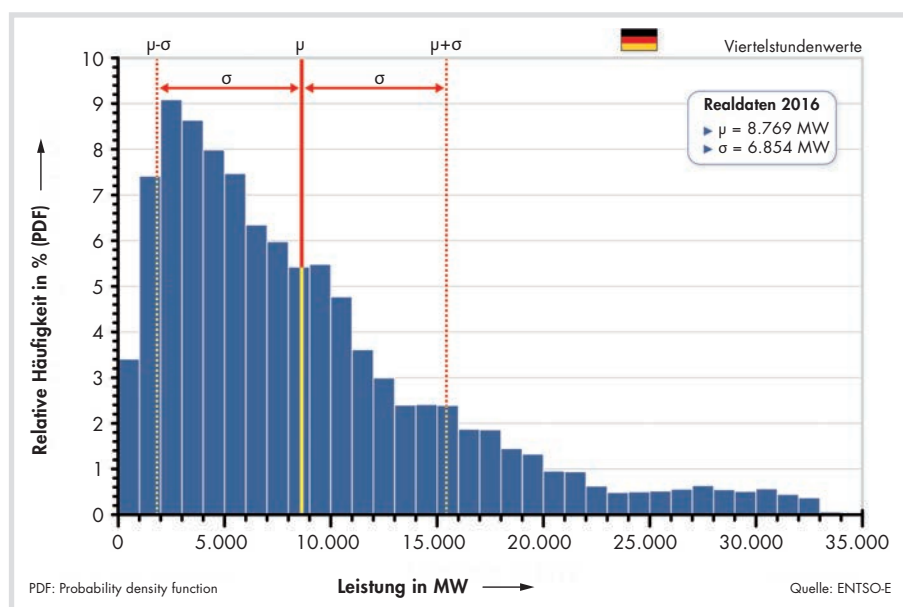


Bild 6. Häufigkeitsverteilung der Leistung des deutschen Windparks im Jahr 2016.

²⁰⁾ Probability density function

trägt die kumulierte Eintrittswahrscheinlichkeit für Leistungen von 0 bis 2.000 MW, entsprechend einer Abweichung um eine Standardabweichung vom Mittelwert nach unten ($\mu - \sigma$) oder weniger, rund 10 % aller Viertelstundenwerte des Jahres 2016. Umgerechnet entspricht dies einer kumulierten Dauer von etwa 37 Tagen.

Zusammengefasst ist somit festzustellen: Elektrische Leistungen nahe Null werden schon bei geringen Abweichungen vom arithmetischen Mittelwert nach unten von einer Standardabweichung erreicht und sind im Mittel dreimal monatlich zu erwarten.

Im Bild 7 ist der Verlauf der arithmetischen Mittelwerte der Leistungseinspeisungen des deutschen Windparks für die Jahre 2010 bis 2016 mit jeweils einer Standardabweichung vom Mittelwert nach oben und unten zur Verdeutlichung der obigen Aussagen dargestellt.

Ferner ist im Bild 7 neben einem repräsentativen Verlauf der Normalverteilung der aus den Realdaten abgeleitete Verlauf der Häufigkeitsverteilung der Leistungseinspeisungen aus dem Windpark abgebildet. Aus dieser Darstellung ist die relativ hohe Wahrscheinlichkeit für Minimalwerte der Leistung nahe Null ersichtlich: Der arithmetische Mittelwert und die Standardabweichung sind in allen betrachteten Jahren etwa gleich groß, so dass das als Variationskoeffizient bezeichnete Verhältnis von Standardabweichung zum Mittelwert, ein dimensionsloses Maß für die Streuung, immer Werte nahe Eins annimmt.

Analysen zur Häufigkeit von Schwachwindphasen im Auswertzeitraum im Rahmen dieser Studie belegen, dass seit dem Jahr 2010 in Deutschland rund 160 Fünftagesphasen mit Leistungen des Windparks von weniger als 5.000 MW aufgetreten sind. Darüber hinaus gab es in jedem Jahr seit 2010 zusammenhängende zehn- bis 14-tägige Schwachwindphasen.

Bei einem täglichen Strombedarf von durchschnittlich 1,5 TWh in Deutschland wären somit ohne heutigen konventionellen Kraftwerkspark Backup-Systeme vorzuhalten, die jederzeit über ein abrufbares Arbeitsvolumen von 10 bis 15 TWh und eine Durchschnittsleistung von bis zu etwa 50.000 MW verfügen müssten (Schwankungsbreite: ca. 30.000 bis 70.000 MW).

Darüber hinaus sind hierzulande regelmäßig drei- bis vierwöchige Schwachwindphasen mit Windparkleistungen unterhalb der 5.000-MW-Marke aufgetreten, zum Beispiel im Juni 2010, im November 2011, im August 2012, im Juli 2014 und im Juni 2016.

Bei Berücksichtigung dieser nicht seltenen Windbedingungen müsste das Backup-System sogar über Arbeitsvolumina von 30 bis 40 TWh und eine Leistung von durchschnittlich bis zu etwa 50.000 MW auf Abruf sicher erbringen können.

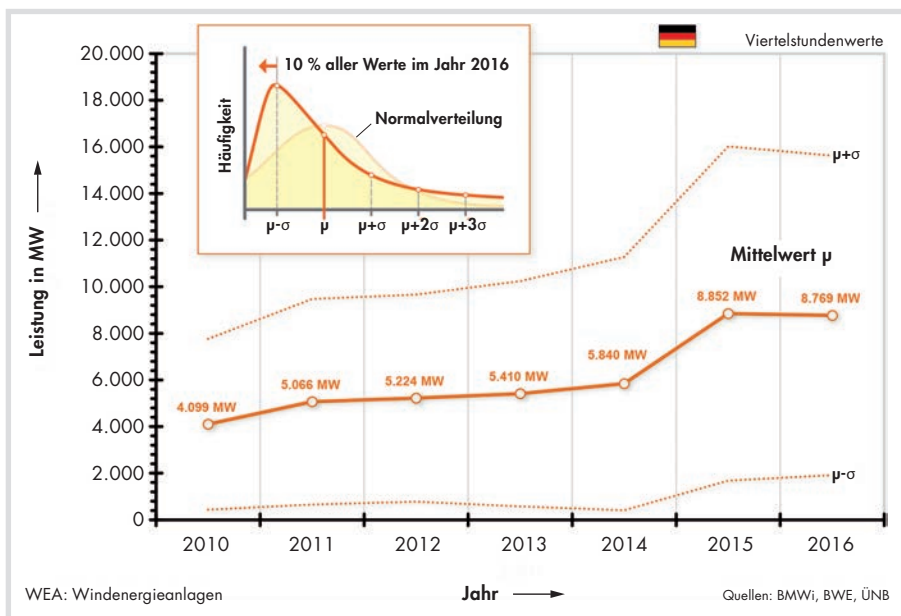


Bild 7. Arithmetischer Mittelwert der Leistung des deutschen Windparks von 2010 bis 2016 inklusive jeweils einer Standardabweichung vom Mittelwert nach oben und unten.

Als abschließendes Beispiel für Deutschland soll hier der Monat Dezember 2016 dienen, in dem der Windpark über eine Nennleistung von rund 50.000 MW verfügte (Bild 8), während die Verbraucherlast tageszeitlich und wöchentlich in einem Bereich von ungefähr 40.000 bis etwas mehr als 70.000 MW variierte.

Aus der Zeitreihe des Jahres 2016 (Stundenwerte) für die Last P_L in Deutschland ergibt sich ein Durchschnittswert von 54.769 MW und eine aufaddierte Jahresenergie von 481 TWh.

Laut Definition des Verbandes der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E lässt sich diese Last ausgehend von der Bruttostromerzeugung errechnen, wenn sukzessive der Kraftwerkseigenbedarf, das Saldo aus Stromimporten und Stromexporten und die Leistung für den Pump-

betrieb von Pumpspeicherkraftwerken (Pumparbeit) abgezogen werden.

Aus statistischen Daten des Jahres 2016 für Deutschland ergibt sich bei Berücksichtigung der obigen Berechnungsvorschrift das folgende Ergebnis: Ausgehend von der letztjährigen Bruttostromerzeugung (rund 648 TWh) sind der elektrische Eigenbedarf der Kraftwerke (36 TWh), das Import-Export-Saldo (54 TWh) und die Pumparbeit (8 TWh) abzuziehen. Vom resultierenden Gesamtstromverbrauch (550 TWh), der noch Netzverluste beinhaltet, sind die hierzulande nicht von den Übertragungsnetzbetreibern erfassten Beiträge aus der Eigenerzeugung der Bahn, aus industrieeigenen Kraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung, aus kleinen Blockheizkraftwerken und aus regenerativen Kleinanlagen (Eigenverbrauch) abzuziehen (zusammen

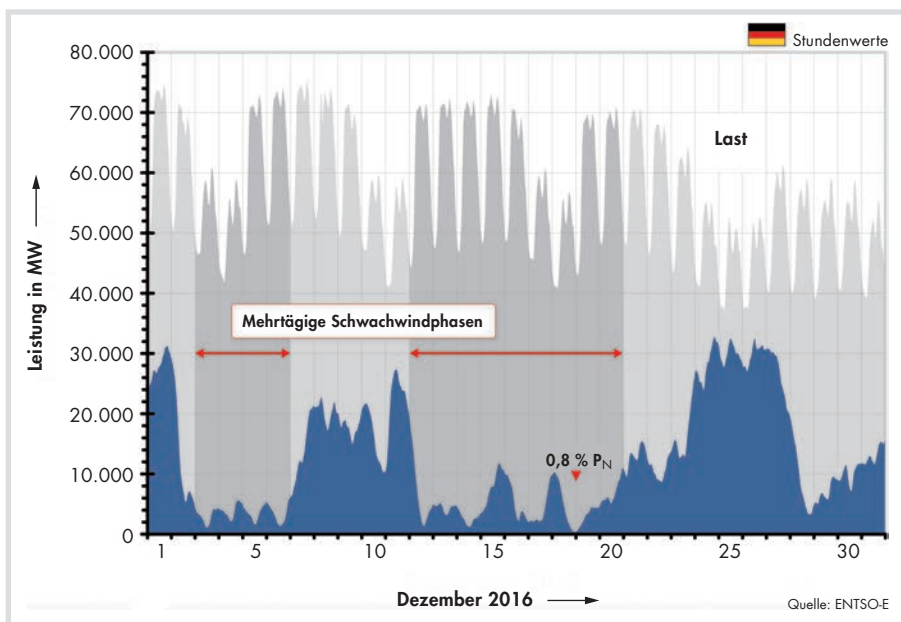


Bild 8. Verbraucherlast und Windstromproduktion in Deutschland im Dezember 2016.

VGB PowerTech - All rights reserved. - Alle Rechte vorbehalten - © 2017

etwa 62 TWh), so dass ein Gesamtstromverbrauch von 488 TWh resultiert. Dieser Wert weicht lediglich um 2 % vom Integral der ENTSO-E-Zeitreihe ab. Diese Abweichung ist mit Blick auf die Unsicherheiten der Datenerfassung erklärlich, die Größenordnung der Last erscheint somit als plausibel.

Im Dezember 2016 traten zwei Schwachwindphasen mit Leistungen des Windparks von durchschnittlich weniger als etwa 5.000 MW auf: eine vom 3. bis 6. Dezember 2016 (viertägig) und eine vom 12. bis 20. Dezember 2016 (neuntägig). In der Nacht vom 18. auf den 19. Dezember sank die eingespeiste elektrische Summenleistung des Windparks auf einen Minimalwert von 0,8 % der Nennleistung P_N ab. Dies bestätigt den bisherigen Ansatz der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, im Sinne der Kriterien Versorgungssicherheit und Netzstabilität bei Betrachtungen zur Jahreshöchstlast von einer Nichtverfügbarkeit des Windparks von 99 % auszugehen.

In der ersten Schwachwindphase war aus Windenergie vier Tage lang eine Leistung von durchschnittlich 3.347 MW verfügbar, die sich zur einer elektrischen Arbeit von 0,3 TWh aufaddierte, während die Residuallast, das heißt die Differenz aus der Nachfrage und der Windstromproduktion, im Mittel 54.763 MW betrug (Arbeit: 5,3 TWh).

In der zweiten Schwachwindphase lieferte die Windenergie über neun Tage eine Leistung von durchschnittlich 5.126 MW (Arbeit: 1,1 TWh). Die Residuallast lag in dieser Zeit bei durchschnittlich 54.713 MW (Arbeit: 11,8 TWh).

Dieses Beispiel zeigt, dass die Herausforderungen der Energiewende beim angestrebten künftig verstärkten Ausbau intermittierender regenerativer Energiesysteme (iRES) groß sind, insbesondere in Wintermonaten mit geringen bis verschwindend geringen Beiträgen aus Photovoltaik (spätnachmittags).

In Fällen, in denen Windenergie und Photovoltaik gleichzeitig ausfallen („Dunkelflaute“), müssen andere Kraftwerkssysteme als Backup einspringen und zu 100 % verfügbar sein.

Zusammenfassung und Ausblick

Unter den aktuellen energiepolitischen Rahmenbedingungen, die vor dem Hintergrund der internationalen Klimaschutzverpflichtungen Deutschlands auf einen Verzicht jahrzehntelang bewährter Kraftwerkstechnik und eine weitgehende Bereitstellung elektrischer Energie aus regenerativen Energien abzielen, verbleiben hierzulande für die angestrebte Energiewende kurz- und mittelfristig praktisch nur Solarenergie (Photovoltaik) und Windenergie als weiter ausbaufähige Technologien.

Die Ergebnisse der Auswertungen und Analysen zur Entwicklung und Betriebscharakteristik des deutschen Windparks im Zeitraum von 2010 bis 2016 haben gezeigt, dass sich die installierte Nennleistung des Windparks im Betrachtungszeitraum auf rund 50.000 MW verdoppelt hat. Die jährliche Windstromproduktion erhöhte sich zeitgleich auf 77 TWh und hat sich damit sogar mehr als verdoppelt.

Trotz des deutschlandweiten Windparkbaus und entgegen der intuitiven Vermutung, dass eine weiträumige Verteilung von Standorten zur Windenergienutzung zum Ausgleich oder zu einer Glättung der elektrischen Summenleistung aller Windenergieanlagen führen sollte, ist seit dem Jahr 2010 kein Anstieg der jährlichen Minimalwerte (viertelstündlich bis stündlich erfasste Leistungseinspeisedaten) zu erkennen. Diese betragen auch im Jahr 2016 unverändert weniger als 150 MW oder 1 % der kumulierten installierten Nennleistung des deutschen Windparks.

Aus Sicht der Versorgungssicherheit hat die Windenergie in Deutschland damit bisher konventionelle Kraftwerksleistung von maximal 150 MW ersetzt. Zum Vergleich: Für die Stabilität des Stromnetzes wird hierzulande zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast, die meist spätnachmittags an einem Tag im Zeitraum von November bis Februar auftreten kann und vorab unbekannt ist, eine Kraftwerkskapazität von etwa 77.000 bis 82.000 MW benötigt.

Die permanent verfügbare (gesicherte) elektrische Leistung des deutschen Windparks lag damit immer deutlich unter einem Prozent der installierten Nennleistung oder anders ausgedrückt: Im jedem Jahr gab es immer mindestens eine Viertelstunde, in der mehr als 99 % der Nennleistung des deutschen Windparks nicht verfügbar waren und praktisch ein Bedarf an 100 % planbarer Backup-Leistung herrschte. Diese Aussagen gelten auch für die Offshore-Windenergie.

Für diese unverändert niedrigen Minimalwerte lassen sich mit der Schwachlastfähigkeit der bislang auf maximale Energieausbeute (EEG-Förderung) ausgelegten Windenergieanlagen technische Gründe anführen. Daneben spielen meteorologische Aspekte und die starke raumzeitliche Variation der Windenergie aufgrund der Windschwundigkeitsfluktuationen eine Rolle. Die Windstromproduktion ist durch Wetterlagen mit typischen Korrelationslängen von mehreren hundert Kilometern bestimmt. Die für Deutschland resultierende Summenleistung ist hoch volatil und außerdem nicht normalverteilt. Aus den Variationskoeffizienten der betrachteten sieben Zeitreihen der Windstromproduktion von 2010 bis 2016, die alle Werte von nahe Eins erreichen und auf hohe Volatilität bzw. Streuung hinweisen, ergibt sich zudem eine hohe Wahrscheinlichkeit für niedrige Summenleistungen.

Begleitende Auswertungen zur Häufigkeit von Schwachwindphasen im Zeitraum von 2010 bis 2016 haben ergeben, dass in diesem Zeitraum insgesamt rund 160 Fünftagesphasen mit Leistungen des Windparks von weniger als etwa 5.000 MW auftraten und es in jedem Jahr zusammenhängende zehn- bis 14-tägige Schwachwindphasen gab. Bei einem täglichen Strombedarf von durchschnittlich 1,5 TWh in Deutschland wären ohne die konventionellen Kraftwerke Backup-Systeme vorzuhalten, die über ein jederzeit abrufbares Arbeitsvolumen im mittleren zweistelligen TWh-Bereich verfügen müssten.

Im zweiten Teil der Studie wird vor dem Hintergrund der bisherigen Erkenntnisse die Frage im Vordergrund stehen, ob im europäischen Netzverbund gemäß dem Motto „irgendwo weht immer Wind“ ausreichende gegenseitige Ausgleichsmöglichkeiten bestehen.

Danksagung

Die Autoren danken Professor Dr. Dr. h.c. mult. Friedrich Wagner vom Max-Planck-Institut für Plasmaphysik in Greifswald für wertvolle Anregungen und Diskussionsbeiträge zu dieser Veröffentlichung.

Literatur

- [1] Sinn, H.-W.: *Buffering Volatility: A Study on the Limits of Germany's Energy Revolution*. Center for Economic Studies (CES), Leibniz Institute for Economic Research at the University of Munich (IFO), CESIFO Working Paper No. 5950, May 2017. www.cesifo-group.de/DocDL/cesifo1_wp5950.pdf
- [2] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB): www.ag-energiebilanzen.de, Februar 2017
- [3] Pütter, H.: *Power-to-Gas, Baustein oder Stolperstein der deutschen Energiewende?* Vortrag zur Vortragsreihe „Technik, Umwelt, Klima“, Schwerpunkt „Deutschland unter Strom, Herausforderung Elektroenergie“ vom 18. November 2014, Alfried Krupp Wissenschaftskolleg Greifswald.
- [4] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW): *Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken*. Energie-Info vom 18. Februar 2016. www.bdew.de
- [5] Wagner, F.: *Surplus from and storage of electricity generated by intermittent sources*. European Physical Journal Plus (2016) 131: 445. <https://epjplus.epj.org>, DOI 10.1140/epjp/i2016-16445-3
- [6] Wagner, F.: *Considerations for an EU-wide use of renewable energies for electricity generation*. Eur. Phys. J. Plus (2014) 129: 219. <https://epjplus.epj.org>, DOI 10.1140/epjp/i2014-14219-7
- [7] Wagner, F.: *Electricity by intermittent sources: An analysis based on the German situation 2012*. Eur. Phys. J. Plus (2014) 129: 20. <https://epjplus.epj.org>, DOI 10.1140/epjp/i2014-14020-8
- [8] Wagner, F.: *Features of an electricity supply system based on variable input*. EPJ Web of Conferences 54, 01009 (2013). www.epj-conferences.org, DOI: 10.1051/epjconf/20135401009

- [9] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): *Zeitenwende bei der Strom-Versorgungssicherheit*. Newsletter vom 16. Juni 2015, www.bmwi-energiewende.de
- [10] Ahlborn, D.: *Glättung der Windeinspeisung durch Ausbau der Windkraft? Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 65. Jahrgang (2015), Heft 12, Seiten 37-39.
- [11] *ENTSO-E Transparency Platform*, <https://transparency.entsoe.eu>
- [12] 50 Hertz, www.50hertz.com
- [13] Amprion, www.amprion.net
- [14] Tennet TSO, www.tennet.eu
- [15] Transnet BW, www.transnetbw.de
- [16] EEX Transparency, www.eex-transparency.com
- [17] BMWi-Gesamtausgabe der Energiedaten, www.bmwi.de
- [18] *BMWi-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland von 1990 bis 2016*, www.erneuerbare-energien.de
- [19] Bundesverband Windenergie (BWE), www.wind-energie.de
- [20] *BP Statistical Review of World Energy 2017 – data workbook*: www.bp.com
- [21] Linnemann, Th.; Vallana, G.S.: *Windenergie in Deutschland und Europa: Status quo, Potenziale und Herausforderungen in der Grundversorgung mit Elektrizität, Teil 2: Europäische Situation im Jahr 2016*, geplante Veröffentlichung.
- [22] Pineda, I.; Tardieu, P.: *Wind in power. 2016 European statistics*. WindEurope, Brussels, Belgium, <https://windeurope.org>
- [23] www.vernunftkraft.de
- [24] *Berichte der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zu den Leistungsbilanzen 2012 bis 2016*. <https://www.amprion.net/Netz-kennzahlen/Leistungsbilanz>

VGB-Standard

RDS-PP® Application Guideline – Part 32: Wind Power Plants Anwendungsrichtlinie – Teil 32: Windkraftwerke

Ausgabe/Edition 2014 – VGB-S-823-32-2014-03-EN-DE
DIN A4, 314 Seiten, Preis (Grundwerk): VGB-Mitglieder* 280,- €, Nichtmitglieder 375,- € + Versandkosten und MwSt.
DIN A4, 314 pages, price (Basis edition): VGB members* € 280.-, Non members € 375.- + shipping, handling and VAT

Das VGB REFERENCE DESIGNATION SYSTEM FOR POWER PLANTS | RDS-PP®

Das Reference Designation System for Power Plants, kurz RDS-PP®, ist das bei VGB PowerTech entwickelte international normenkonforme Kennzeichensystem für alle Arten von Anlagen zur Stromerzeugung.

Diese RDS-PP® Anwendungsrichtlinie für Windkraftwerke wurde von einer Projektgruppe des Arbeitskreises „Anlagenkennzeichnung und Dokumentation“ in enger Zusammenarbeit mit Herstellern, Betreibern, Forschungseinrichtungen und Instandhaltern aus der Windbranche erarbeitet.

Die Anpassung der Anwendungserläuterung ist auf Grund von Marktanforderungen, technischen Weiterentwicklungen in der Windenergiebranche sowie Anpassungen an internationale Normen, insbesondere IEC 81346-2 von 2009, erforderlich geworden. In den jeweiligen Abschnitten sind die wesentlichen Abweichungen zur ersten Ausgabe dieser Richtlinie (Rev. 0) dargestellt.

Der VGB-Standard VGB-S-823-32-2014-03-EN-DE ersetzt die Publikation VGB-B 116 D2.

Für Bestandssysteme verbleibt die VGB-B 116 D2 weiterhin im Lieferangebot.

Für die Anwendung des VGB-Standards VGB-S-823-32-2014-03-EN-DE werden neben dem Grundwerk als Print- und eBook-Version auch geeignete Pakete mit weitergehenden Nutzungsrechten angeboten.

VGB-Publikationen zum RDS-PP®

VGB PowerTech bietet zum RDS-PP® die folgenden Publikationen in deutscher und englischer Sprache an:

- » **Neuerscheinung:** VGB-S-821-00-2016-06-DE: Referenzkennzeichensystem für Kraftwerke RDS-PP® Kennbuchstaben für Kraftwerkssysteme (Systemschlüssel), 2017, Hardcover ISBN: 978-3-86875-943-3, Ringordner ISBN: 978-3-86875-972-3, eBook ISBN: 978-3-86875-944-0 (auch in Englisch lieferbar)
- » VGB-B 101: Referenzkennzeichensystem für Kraftwerke RDS-PP® Kennbuchstaben für Kraftwerkssysteme (Systemschlüssel), 2011, (für Bestandssysteme weiterhin lieferbar)
- » VGB-B 102: RDS-PP® – Referenzkennzeichensystem für Kraftwerke, Kennbuchstaben für Grundfunktionen und Produktklassen, 2012, ISBN: 978-3-86875-352-3
- » VGB-S-823-01: (in Vorbereitung) RDS-PP® Application Guideline, Part 01: Power Plants General RDS-PP® Anwendungsrichtlinie, Teil 01: Kraftwerke allgemein
- » VGB-S-823-31: (in Vorbereitung) RDS-PP® Application Guideline, Part 31: Hydro Power Plants RDS-PP® Anwendungsrichtlinie, Teil 31: Wasserkraftwerke
- » VGB-S-823-32-2014-03-EN-DE: RDS-PP® Application Guideline, Part 32: Wind Power Plants RDS-PP® Anwendungsrichtlinie, Teil 32: Windkraftwerke 2014, ISBN: 978-3-86875-693-7

* Für Ordentliche Mitglieder des VGB ist der Bezug von eBooks im Mitgliedsbeitrag enthalten.

VGB PowerTech Service GmbH

Verlag technisch-wissenschaftlicher Schriften

Deilbachtal 173 | 45257 Essen | P.O. Box 10 39 32 | Germany

Fon: +49 201 8128-200 | Fax: +49 201 8128-302 | E-Mail: mark@vgb.org | www.vgb.org/shop

