

VOLLASTSTUNDEN VON WINDENERGIEANLAGEN AN LAND

Aktuelle Entwicklung und Einflussfaktoren



VOLLASTSTUNDEN VON WINDENERGIEANLAGEN AN LAND

Kurztitel: Volllaststundenstudie II

Bearbeitung: Silke Lüers
Merle Heyken

Projektnummer: VW24052

Berichtsnummer: SP25002

Foto Titelseite: © Deutsche WindGuard GmbH | Irene Burkert

Herausgeber:



Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V.
EUREF-Campus 1c
40472 Düsseldorf

Varel, Mai 2025 (korrigiert im September 2025, redaktionelle Anpassung im Mai 2026)

Es wird versichert, dass die vorliegenden Ermittlungen unparteiisch, gewissenhaft und nach bestem Wissen und Gewissen durchgeführt wurden. Für die ermittelten Ergebnisse und die Richtigkeit der Darstellung in diesem Bericht übernimmt die Deutsche WindGuard GmbH keine Gewähr. Eine auszugsweise Vervielfältigung dieses Berichtes ist nur mit schriftlicher Genehmigung der Deutschen WindGuard GmbH, Varel erlaubt. Dieser Bericht umfasst 45 Seiten inklusive Deckblatt.

**DEUTSCHE
WINDGUARD**

Deutsche WindGuard GmbH | Oldenburger Straße 65 A | 26316 Varel

Telefon: 04451 9515 0 | E-Mail: info@windguard.de | Webseite: <http://www.windguard.de/>

INHALTSVERZEICHNIS

| | |
|---|-----------|
| Abbildungsverzeichnis | 4 |
| Abkürzungsverzeichnis | 6 |
| Volllaststunden von Windenergieanlagen an Land | 7 |
| 1 Definitionen und Datengrundlage | 8 |
| 1.1 Definitionen | 8 |
| 1.2 Regionale Betrachtung | 9 |
| 1.3 Datengrundlage | 9 |
| 2 Entwicklung der Anlagenkonfiguration | 11 |
| 2.1 Methodik | 11 |
| 2.2 Entwicklung und Fortschreibung der Parameter | 12 |
| 2.2.1 Spezifische Flächenleistung | 12 |
| 2.2.2 Untere Blattspitzenhöhe | 14 |
| 2.2.3 Rotordurchmesser | 15 |
| 2.2.4 Nabenhöhe | 16 |
| 2.2.5 Gesamthöhe | 17 |
| 2.2.6 Nennleistung | 18 |
| 2.3 Aktuelle Anlagentypen | 19 |
| 3 Entwicklung der Volllaststunden | 23 |
| 3.1 Ermittlung der Jahrgangsspezifischen Volllaststunden | 25 |
| 3.1.1 Methodik | 25 |
| 3.1.2 Langzeitbezug | 26 |
| 3.1.3 Netzbedingte Abregelung | 26 |
| 3.1.4 Marktbedingte Abregelung | 28 |
| 3.2 Volllaststunden unterschiedlicher Anlagenjahrgänge | 28 |
| 3.2.1 Langzeitkorrigierte Volllaststunden | 28 |
| 3.2.2 Langzeit- und netzkorrigierte Volllaststunden | 30 |
| 3.2.3 Langzeit-, netz- und marktkorrigierte Volllaststunden | 31 |
| 4 Einflussfaktoren einer veränderten Entwicklung der Volllaststunden | 33 |
| 4.1 Einfluss der spezifischen Flächenleistung auf die Volllaststunden | 34 |
| 4.2 Einfluss der Parkwirkungsgrade | 38 |
| 4.3 Genehmigungsrechtliche Abregelungen und weitere Verlustfaktoren | 41 |
| 4.4 Schlussfolgerung | 42 |
| Literatur- und Quellenverzeichnis | 44 |

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

| | | |
|--------------|--|----|
| Abbildung 1 | Zuordnung der Bundesländer zu Regionen | 9 |
| Abbildung 2 | (Erwartete) Entwicklung der spezifischen Flächenleistung entsprechend dem Zubau bis einschließlich 2024, bereits erteilter Genehmigungen und der Fortschreibung | 13 |
| Abbildung 3 | (Erwartete) Entwicklung der unteren Blattspitzenhöhe entsprechend dem Zubau bis einschließlich 2024, bereits erteilter Genehmigungen und der Fortschreibung | 14 |
| Abbildung 4 | (Erwartete) Entwicklung des Rotordurchmessers entsprechend dem Zubau bis einschließlich 2024, bereits erteilter Genehmigungen und der Fortschreibung | 16 |
| Abbildung 5 | (Erwartete) Entwicklung der Nabenhöhe entsprechend dem Zubau bis einschließlich 2024, bereits erteilter Genehmigungen und der Fortschreibung | 17 |
| Abbildung 6 | (Erwartete) Entwicklung der Nabenhöhe entsprechend dem Zubau bis einschließlich 2024, bereits erteilter Genehmigungen und der Fortschreibung | 18 |
| Abbildung 7 | (Erwartete) Entwicklung der Nennleistung entsprechend dem Zubau bis einschließlich 2024, bereits erteilter Genehmigungen und der Fortschreibung | 19 |
| Abbildung 8 | Abgleich der Annahmen für die Weiterentwicklung von unterer Blattspitzenhöhe und spezifischer Flächenleistung mit der Konfiguration von bereits verfügbaren und angekündigten Anlagentyp ab 3 MW | 20 |
| Abbildung 9 | Abgleich der Annahmen für die Weiterentwicklung von Rotordurchmesser und Nennleistung mit der Konfiguration von bereits verfügbaren und angekündigten Anlagentyp ab 3 MW | 21 |
| Abbildung 10 | Abgleich der Annahmen für die Weiterentwicklung von spezifischer Flächenleistung und Nennleistung mit der Konfiguration von bereits verfügbaren und angekündigten Anlagentyp ab 3 MW | 21 |
| Abbildung 11 | Volllaststunden verfügbarer Anlagentypen ab 3 MW verschiedener Nabenhöhenklassen an einem durchschnittlichen Standort mit einer Standortgüte von 76% | 22 |
| Abbildung 12 | Entwicklung der Volllaststunden des Gesamtbestands aller Windenergieanlagen an Land im Zeitverlauf | 24 |
| Abbildung 13 | (Erwartete) Entwicklung der langzeitkorrigierten Volllaststunden auf Basis der Fortschreibung in Abhängigkeit von spezifischer Flächenleistung, Rotordurchmesser und Nabenhöhe des erwarteten Zubaus | 29 |
| Abbildung 14 | (Erwartete) Entwicklung der langzeit- und netzkorrigierten Volllaststunden auf Basis der Fortschreibung in Abhängigkeit von spezifischer Flächenleistung, Rotordurchmesser und Nabenhöhe des erwarteten Zubaus | 30 |
| Abbildung 15 | (Erwartete) Entwicklung der langzeit-, netz- und marktkorrigierten Volllaststunden auf Basis der Fortschreibung in Abhängigkeit von | |

| | | |
|--------------|---|----|
| | spezifischer Flächenleistung, Rotordurchmesser und Nabenhöhe des erwarteten Zubaus | 31 |
| Abbildung 16 | Generische Leistungskennlinien für Windenergieanlagen mit unterschiedlicher spezifischer Flächenleistung bei einem Rotordurchmesser von 170 m | 34 |
| Abbildung 17 | Brutto-Energieerträge von Windenergieanlagen mit unterschiedlicher spezifischer Flächenleistung in Abhängigkeit von der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe | 35 |
| Abbildung 18 | Brutto-Volllaststunden von Windenergieanlagen mit unterschiedlicher spezifischer Flächenleistung in Abhängigkeit von der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe | 36 |
| Abbildung 19 | (Erwartete) Entwicklung der langzeit-, netz- und marktkorrigierten Volllaststunden bei jährlich um 2% sinkender durchschnittlicher spezifischer Flächenleistung auf Basis der Fortschreibung in Abhängigkeit von spezifischer Flächenleistung, Rotordurchmesser und Nabenhöhe des erwarteten Zubaus | 37 |
| Abbildung 20 | (Erwartete) Entwicklung der langzeit-, netz- und marktkorrigierten Volllaststunden bei um 25% reduzierter spezifischer Flächenleistung in allen Regionen auf Basis der Fortschreibung in Abhängigkeit von spezifischer Flächenleistung, Rotordurchmesser und Nabenhöhe des erwarteten Zubaus | 38 |
| Abbildung 21 | Volllaststunden für fiktive Beispielprojekte mit jeweils 12 Windenergieanlagen und unterschiedlichen Abstandsellipsen | 40 |
| Abbildung 22 | Volllaststunden für fiktive Beispielprojekte mit jeweils 12 Windenergieanlagen und unterschiedlichen Abstandsellipsen sowie unterschiedlichen Anlagentypen (variierende spezifische Flächenleistung) | 41 |

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

| | |
|----------------|--|
| BDB | Betreiberdatenbasis |
| BNetzA | Bundesnetzagentur |
| D | Rotordurchmesser |
| EinsMan | Einspeisemanagement |
| GH | Gesamthöhe |
| GW | Gigawatt |
| GWh | Gigawattstunden |
| h | Stunden |
| HWR | Hauptwindrichtung |
| IBN | Inbetriebnahme |
| kW | Kilowatt |
| kWh | Kilowattstunden |
| m | Meter |
| m ² | Quadratmeter |
| MaStR | Marktstammdatenregister nach § 111e des Energiewirtschaftsgesetzes |
| Max | Maximum |
| Min | Minimum |
| MW | Megawatt |
| MWh | Megawattstunden |
| NH | Nabenhöhe |
| NWR | Nebenwindrichtung |
| PLZ | Postleitzahl |
| RD | Rotordurchmesser |
| SFL | Spezifische Flächenleistung |
| TWh | Terrawattstunden |
| VLS | Volllaststunden |
| WEA | Windenergieanlage |

VOLLASTSTUNDEN VON WINDENERGIEANLAGEN AN LAND

Die Volllaststunden von Windenergieanlagen sind ein Maß, um den Nutzungsgrad der Anlagen unabhängig von ihrer Größe darzustellen. Die Volllaststunden repräsentieren dabei die Zeit, die eine Anlage bei voller Last Strom erzeugen müsste, um die Strommenge zu erreichen, die tatsächlich im Bezugszeitraum erzielt wurde. Mittels der durchschnittlichen Volllaststunden des Anlagenbestands lässt sich abschätzen, welche Strommengen im Mittel aus welcher installierten Leistung gewonnen werden können.

Bereits in der 2020 im Auftrag des Bundesverbands WindEnergie e. V. und des Landesverbands Erneuerbare Energien NRW e. V. veröffentlichten Studie "Volllaststunden von Windenergieanlagen an Land - Entwicklung, Einflüsse, Auswirkungen" wurde die Entwicklung der Volllaststunden von Windenergieanlagen in Deutschland beleuchtet [DWG 2020]. Die vorliegende Studie greift die damaligen Ergebnisse auf, entwickelt die Methodiken weiter und stellt aktuelle Entwicklungen dar.

In Kapitel 1 werden zunächst die wichtigsten Definitionen, die dieser Studie zugrunde liegen, aufgeführt. Es folgt die Erläuterung der regionalen Unterteilung und der herangezogenen Datengrundlagen. Kapitel 2 widmet sich der Entwicklung der Anlagenkonfiguration. Dazu wird die Entwicklung des Anlagenzubaues der Inbetriebnahmejahre (IBN-Jahr) 2005 bis 2024 analysiert, um Annahmen für eine Fortschreibung der künftigen Entwicklung bis 2035 zu treffen. Zur Verifizierung der fortgeschriebenen Technologieentwicklung erfolgt ein Abgleich mit aktuell verfügbaren und angekündigten Anlagenkonfigurationen auf dem deutschen Markt. In Kapitel 3 wird zunächst die Entwicklung der Volllaststunden des gesamten Anlagenbestands untersucht. Um jedoch Erkenntnisse zur Entwicklung der Volllaststunden in Abhängigkeit von der Technologieentwicklung oder der regionalen Verteilung des Ausbaus zu gewinnen, werden in den weiteren Analysen die anlagenspezifischen Volllaststunden herangezogen. Auf Basis dieser werden die erwarteten Entwicklungen der Volllaststunden bis 2035 auf Grundlage der angenommenen Technologieentwicklung fortgeschrieben. Dabei werden die Effekte von netz- und marktbedingten Abregelungen berücksichtigt. In Kapitel 4 werden die Einflussfaktoren, die zu einer Veränderung der Volllaststunden führen, betrachtet. Fokus liegt dabei auf der spezifischen Flächenleistung und dem Effekt von Parkwirkungsgraden. Einige weitere Faktoren werden adressiert.

1 DEFINITIONEN UND DATENGRUNDLAGE

Im Folgenden werden die der Studie zugrunde liegenden Definitionen und Datengrundlagen erläutert.

1.1 DEFINITIONEN

Die Anlagenkonfiguration wird mittels der Basisparameter **Nennleistung**, **Rotordurchmesser** und **Nabenhöhe** beschrieben. Es ergeben sich weitere Parameter, die im Folgenden genutzt werden. Die Gesamthöhe beschreibt den Abstand zwischen Boden und Blattspitze in höchster Position (Summe aus Nabenhöhe und dem halben Rotordurchmesser). Die untere Blattspitzenhöhe beschreibt den Abstand zwischen Boden und Blattspitze in niedrigster Position (Differenz von Nabenhöhe und dem halben Rotordurchmesser). Die **spezifische Flächenleistung** einer Windenergieanlage wird aus dem Verhältnis ihrer Nennleistung und ihrer überstrichenen Rotorfläche gebildet.

Die jährlichen **Volllaststunden** einer Windenergieanlage oder einer Anzahl mehrerer Anlagen werden aus dem Quotienten aus kumuliertem jährlichen Energieertrag und betrachteter Leistung gebildet und sind damit ein Indikator für den Nutzungsgrad einer Windenergieanlage oder eines Anlagenparks. Die Höhe der jährlichen Volllaststunden unterliegt einer Vielzahl verschiedenster Einflussfaktoren. Hier sind vor allem technologische Faktoren wie die spezifische Flächenleistung und Nabenhöhe, standortspezifische Faktoren wie das vorliegende Windaufkommen und genehmigungsrechtliche Abregelungen sowie der Faktor der Bebauungsdichte zu nennen.

Bei der zeitlichen Betrachtung wird zwischen Auswertung eines Betriebsjahres und Auswertung eines Inbetriebnahmejahres differenziert. Bei der Auswertung eines **Betriebsjahres** wird die Einspeisung aller installierten Anlagen in einem spezifischen Jahr analysiert. Bei der Auswertung nach **Inbetriebnahmejahren** wird die Einspeisung aller Anlagen, die im entsprechenden Jahr in Betrieb genommen wurden, betrachtet. Dabei wird die Einspeisung über mehrere Betriebsjahre gemittelt.

Die Auswertung der Volllaststunden erfolgt in verschiedenen Szenarien. Differenziert wird zwischen den Volllaststunden die tatsächlich in einem Betriebsjahr anfallen (real) und Volllaststunden, die sich nach der Korrektur verschiedener Aspekte ergeben. Die Korrektur der jährlichen Ertragsschwankung durch unterschiedliche Windverhältnisse in den Betriebsjahren wird im Folgenden als **langzeitkorrigiert** geführt. Strommengen, die durch Eingreifen der Netzbetreiber nicht eingespeist

werden, sind in **netzkorrigierten** Szenarien hinzugerechnet und Strommengen, die durch das Eingreifen der Direktvermarkter aufgrund negativer Strompreise nicht eingespeist wurden, sind in **marktkorrigierten** Szenarien enthalten.

1.2 REGIONALE BETRACHTUNG

Die im Rahmen der Studie vorgenommenen Analysen werden in vier Regionen unterteilt. Die Region „Hoher Norden“ umfasst ausschließlich das Bundesland Schleswig-Holstein. Aufgrund der in Schleswig-Holstein deutlich niedrigeren installierten Nabenhöhen im Vergleich zu anderen Bundesländern empfiehlt sich eine separate Betrachtung dieser Region. Als "Norden" werden die beiden weiteren Bundesländer mit Küstenlinie - Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern - sowie die beiden angrenzenden Stadtstaaten Bremen und Hamburg zusammengefasst. In der Region "Mitte" sind die Bundesländer Nordrhein-Westfalen, Hessen, Thüringen, Sachsen-Anhalt, Brandenburg, Sachsen und Berlin zusammengefasst. Die Region "Süden" umfasst die Bundesländer Rheinland-Pfalz, Baden-Württemberg sowie das Saarland und Bayern. In Abbildung 1 ist die Zuordnung der Regionen grafisch dargestellt.



Hoher Norden:
Schleswig-Holstein
Norden:
Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern, Bremen, Hamburg
Mitte:
Nordrhein-Westfalen, Hessen, Thüringen, Sachsen-Anhalt, Brandenburg, Sachsen, Berlin
Süden:
Rheinland-Pfalz, Saarland, Baden-Württemberg, Bayern

Abbildung 1

Datengrundlage: [BKG 2021]. Quelle: [Eigene Darstellung].
Zuordnung der Bundesländer zu Regionen

1.3 DATENGRUNDLAGE

Für die Untersuchungen werden unterschiedliche Datenquellen zu statischen Grunddaten wie Anlagenstandort, Nennleistung, Rotor-durchmesser und Nabenhöhe (sogenannte Stammdaten) genutzt und zusammengeführt.

Marktstammdatenregister (Stand: 3. Februar 2025):

Das Marktstammdatenregister (MaStR) ist das zentrale behördliche Register zur Abbildung der Stammdaten des Strom- und Gasmarkts. Es

wird durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) geführt und beinhaltet neben allen weiteren Energieträgern auch die Windenergie an Land. Anlagenbetreiber sind verpflichtet, die für ihre Anlage erforderlichen Daten einzutragen und aktuell zu halten. Für Windenergieanlagen zählen hierzu auch Nennleistung, Rotordurchmesser und Nabenhöhe.

Stamm- und Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber:

Die von den Übertragungsnetzbetreibern auf ihrer gemeinsamen Netztransparenz-Plattform zur Verfügung gestellten Bewegungsdaten umfassen die jährliche Stromerzeugung. Die Stammdaten enthalten unter anderem Informationen zum Standort, zur Nennleistung und zum Inbetriebnahmezeitpunkt von Windenergieanlagen. Die Stamm- und Bewegungsdaten liegen für die Betriebsjahre 2018 bis 2023 vor. Sie werden über den eindeutigen EEG-Anlagenschlüssel bzw. die EEG-Registernummer zusammengeführt. Unplausible Datensätze werden aus der Analyse ausgeklammert. Für die Ermittlung der Volllaststunden werden nur solche Anlagen berücksichtigt, die bereits vor dem relevanten Kalenderjahr zur Ermittlung des Stromertrags in Betrieb genommen worden sind. Die nutzbare Datenbasis sinkt somit, je jünger die Anlage ist.

Ertragsindex:

Zur Korrektur der Qualität der einzelnen Windjahre wird der bundeslandspezifische mittlere Ertragsindex verwendet, der für alle im Detail betrachteten Ertragsjahrgänge durch die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH veröffentlicht wurde. Typen- oder standortspezifische Eigenheiten können dabei nicht berücksichtigt werden. Bei Betrachtung des Gesamtbestands wird auf dem BDB-Index zurückgegriffen, der auch für weiter zurückliegende Betriebsjahre vorliegt.

Daten zum Einspeisemanagement bzw. Redispatch von der Bundesnetzagentur:

Zur Bereinigung der Daten hinsichtlich des Einspeisemanagements bzw. der Redispatch-Maßnahmen werden die im Rahmen von Quartals- und Monitoringberichten durch die BNetzA veröffentlichten Mengen genutzt. Ab 2022 wird auf die Veröffentlichung auf der SMARD-Plattform der BNetzA zurückgegriffen.

Weitere verwendete Datenquellen sind Daten zur tatsächlichen Erzeugung [SMARD 2025a]; Zeitreihen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien [AGEE-Stat 2024] und Online-Hochrechnungen der tatsächlichen Erzeugung von Strom aus Windenergie Onshore [Netztransparenz.de 2024a]

2 ENTWICKLUNG DER ANLAGENKONFIGURATION

Ein wichtiger Einflussfaktor für die erzielbaren Volllaststunden bzw. Energieerträge ist die installierte Anlagentechnologie. Jeder einzelne Konfigurationsparameter einer Windenergieanlage wirkt dabei im Zusammenspiel mit den übrigen Parametern. Beispielsweise werden mit größeren Nabelhöhen höhere Windgeschwindigkeiten erreicht, mit größerem Rotordurchmesser flacht das Einspeiseprofil ab und mit steigender Nennleistung werden die absoluten Energieerträge gesteigert. Im Zusammenspiel können sich die einzelnen Parameter gegenseitig verstärken oder den Effekt auf die Volllaststunden aufheben.

2.1 METHODIK

Um die Entwicklung der Volllaststunden nachzuvollziehen, ist die Entwicklung der Anlagentechnologie zu verstehen. Es sind Annahmen zu treffen, wie diese in den kommenden Jahren verlaufen könnte. Im Folgenden wird der Anlagenzubau der Inbetriebnahmejahre 2005 bis 2024 analysiert, um Annahmen für eine Fortschreibung der künftigen Entwicklung bis 2035 zu treffen. Bereits erteilte Genehmigungen für den zukünftigen Ausbau werden mit dieser Fortschreibung abgeglichen. Dabei ist die Datenbasis, insbesondere bei voraussichtlicher Inbetriebnahme der genehmigten Anlagen nach 2027, sehr gering.

Für die Fortschreibung der in der Vergangenheit beobachteten Entwicklung der Anlagenkonfiguration in die Zukunft wird angenommen, dass sich einige Konfigurationsparameter, die in der Vergangenheit kaum Veränderungen aufwiesen, sich auch weiterhin nicht signifikant ändern werden. Weiterhin wird angenommen, dass sich Parameter, die eine regelmäßige Steigerung aufwiesen, diese auch künftig erreichen werden. Die Entwicklung der Parameter wird jeweils wie folgt definiert:

| | |
|-----------------------------|--|
| Spezifische Flächenleistung | konstant, gemittelt aus Durchschnittswerten der letzten 5 Jahre (für abweichende Annahmen siehe Abschnitt 4.1) |
| Untere Blattspitzenhöhe | konstant, gemittelt aus Durchschnittswerten der letzten 5 Jahre |
| Rotordurchmesser | lineare Fortschreibung der Entwicklung der Rotorfläche in den letzten 15 Jahren (Abweichung zur Methodik in [DWG 2020], dort wurde |

| | |
|--------------|---|
| | eine lineare Fortschreibung der Rotordurchmesser angenommen) |
| Nabenhöhe | ergibt sich aus unterer Blattspitzenhöhe und Rotordurchmesser |
| Gesamthöhe | ergibt sich aus Rotordurchmesser und Nabenhöhe |
| Nennleistung | ergibt sich aus spezifischer Flächenleistung und Rotordurchmesser |

2.2 ENTWICKLUNG UND FORTSCHREIBUNG DER PARAMETER

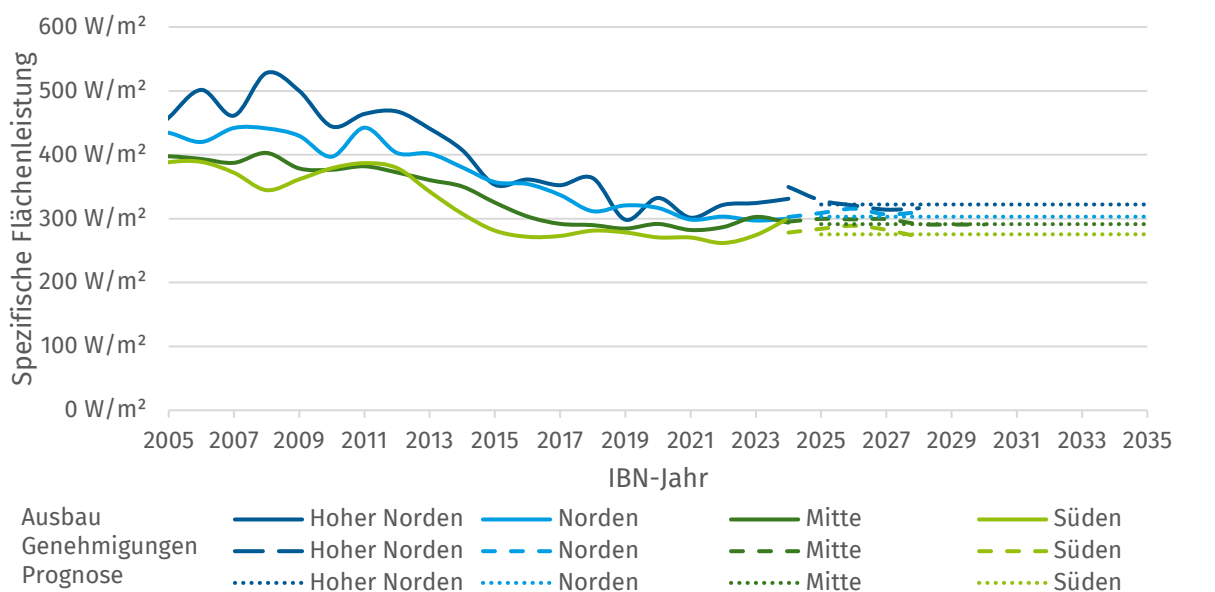
Die Fortschreibung der Anlagenkonfiguration nach der oben erläuterten Methodik beruht auf der Grundannahme, dass die Ausbauentwicklung wie in der Vergangenheit fortschreiten kann. Das bedeutet, dass unter anderem genehmigungsrechtliche und logistische Hürden überwunden werden können. Zudem wurde im Basisszenario die Annahme getroffen, dass Veränderungen an der Fördersystematik für Windenergieanlagen nicht zu abweichenden Anreizen hinsichtlich der Technologieauswahl führen. Aktuelle Diskussionen um die weitere Entwicklung der Förderung der Erneuerbaren, die Kosten des Netzausbaus und das Design des Strommarktes lassen erwarten, dass sich die Anreizsetzung beim Ausbau der Windenergie künftig weiterentwickeln und verändern wird. Beispiele, die aufzeigen, welche Auswirkungen veränderte Anreize z.B. bei der Technologieauswahl auf die Volllaststunden haben können, werden im Abschnitt 4.1 dargestellt.

Im Folgenden wird die Entwicklung und Fortschreibung der einzelnen Parameter bei unveränderten Anreizen im Detail beschrieben.

2.2.1 SPEZIFISCHE FLÄCHENLEISTUNG

Die spezifische Flächenleistung ergibt sich aus dem Verhältnis der Nennleistung einer Windenergieanlage zur überstrichenen Rotorfläche. Die mittlere spezifische Flächenleistung hat sich im Zeitverlauf deutlich verringert. Zu Beginn der 2000er Jahre bewegte sich die mittlere spezifische Flächenleistung je nach Region auf einem Niveau um 400 bis 500 W/m². In den 2010er Jahren beginnt die spezifische Flächenleistung, regionenübergreifend zu sinken. Zurückzuführen ist dies auf die vermehrte Einführung von Windenergieanlagen mit geringerer spezifischer Flächenleistung durch die auf dem deutschen Markt aktiven Anlagenhersteller. Bis zum Beginn der 2020er Jahre hat sich die mittlere spezifische Flächenleistung auf einem Niveau um 300 W/m² eingependelt.

Im gesamten betrachteten Zeitverlauf wird deutlich, dass die mittlere spezifische Flächenleistung höher ist, je nördlicher der Standort liegt. Dies ist auf die tendenziell höheren Windgeschwindigkeiten im Norden zurückzuführen, die zu einem größeren Nutzen der höheren spezifischen Flächenleistung hinsichtlich der insgesamt erzielbaren Energieerträge führen. Trotz der regionalen Unterschiede haben sich die mittleren spezifischen Flächenleistungen in den Regionen im Zeitverlauf aneinander angenähert. Die Unterschiede sind nicht mehr so groß wie noch vor Beginn der Absenkung des Niveaus der spezifischen Flächenleistung.



Datengrundlage: [MaStR 2025]. Quelle: [Eigene Auswertung].

Abbildung 2

(Erwartete) Entwicklung der spezifischen Flächenleistung entsprechend dem Zubau bis einschließlich 2024, bereits erteilter Genehmigungen und der Fortschreibung

Angelehnt an den je nach Region seit etwa 2017 relativ konstanten Verlauf der mittleren spezifischen Flächenleistung in den vier Regionen, wird für die weitere Entwicklung angenommen, dass die spezifische Flächenleistung im Mittel weiterhin konstant bleibt. Der Wert, der in den jeweiligen Regionen angesetzt ist, ergibt sich aus dem Mittelwert über die letzten fünf Inbetriebnahmejahrgänge.

Die spezifische Flächenleistung der bisher genehmigten Anlagen für den weiteren Ausbau bestätigt die grundlegenden Annahmen. Es kann keine Tendenz zukünftig sinkender oder steigender spezifischer Flächenleistungen festgestellt werden. Es ist jedoch anzumerken, dass hinsichtlich der finalen Konfiguration der bisher genehmigten Anlagen noch Änderungen vorgenommen werden könnten, wenn beispielsweise der geplante Anlagentyp hinsichtlich seiner Nennleistung verändert wird.

2.2.2 UNTERE BLATTSPITZENHÖHE

Die untere Blattspitzenhöhe beschreibt den Abstand vom Boden bis zur Blattspitze am tiefsten Punkt des Rotorkreises. Die Analyse der Entwicklung der unteren Blattspitzenhöhe im Zeitverlauf weist auf eine relativ konstante Entwicklung ab 2010 bis 2015 hin. Während zu Beginn des Ausbaus der Windenergie in Deutschland in allen Regionen deutlich niedrigere untere Blattspitzenhöhen verzeichnet wurden, ist die Entwicklung seither stagnierend. Es ist davon auszugehen, dass mit zunehmender Steigerung der Gesamthöhe der Anlagen zunächst Bedarf bestand, die Rotorkreise weiter vom Boden zu distanzieren, um weniger turbulente Strömungsschichten zu erreichen. Die Stagnation dieser Entwicklung, trotz weiterhin steigender Gesamthöhen der Anlagen, weist darauf hin, dass die aktuell ausgebauten unteren Blattspitzenhöhen ausreichend sind und kein Bedarf besteht, den Rotorkreis weiter vom Boden zu entfernen. Steigerungen der Gesamthöhe können somit vollends in größere Rotoren umgesetzt werden.

Der regionale Unterschied ist hinsichtlich der unteren Blattspitzenhöhe besonders deutlich. Der Hohe Norden weist erheblich niedrigere Werte auf als die übrigen Regionen. Die untere Blattspitzenhöhe in der Südregion liegt etwa doppelt so hoch wie im Hohen Norden. Die Werte in den Regionen Mitte und Norden hingegen liegen nur knapp unter den Blattspitzenhöhen im Süden.

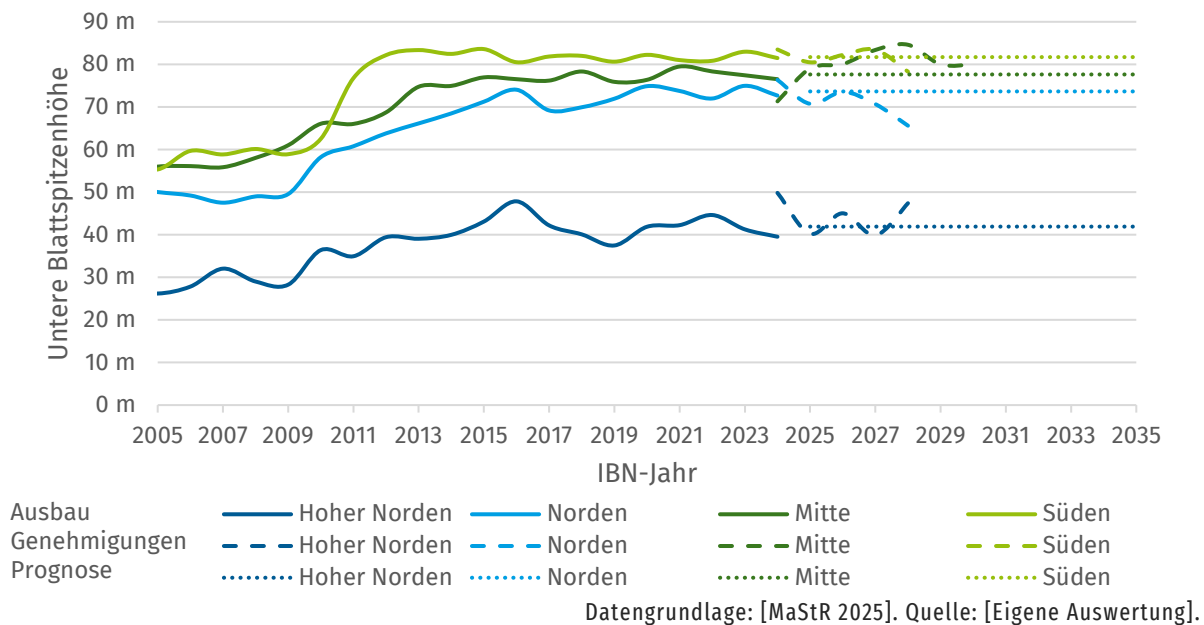


Abbildung 3

(Erwartete) Entwicklung der unteren Blattspitzenhöhe entsprechend dem Zubau bis einschließlich 2024, bereits erteilter Genehmigungen und der Fortschreibung

Analog zu der als konstant definierten spezifischen Flächenleistung wird auch die untere Blattspitzenhöhe für den zukünftigen Ausbau als

konstant definiert. Der Wert wird ebenfalls aus dem Mittelwert über die letzten fünf Inbetriebnahmejahrgänge festgelegt.

Die untere Blattspitzenhöhe der bereits genehmigten Anlagen für den zukünftigen Ausbau weist geringe Abweichungen vom bisherigen Verlauf auf. Im Hohen Norden werden für die kommenden Inbetriebnahmejahrgänge sowohl höhere als auch niedrigere Werte verzeichnet. Obwohl die Schwankungen dabei höher liegen als in der Vergangenheit beobachtet, ist im Mittel keine klare Abweichung vom vorherigen Trend festzustellen. Die untere Blattspitzenhöhe in der Region Mitte steigt etwas an und erreicht das mittlere Niveau der Region Süden. Auch hier lässt sich aufgrund der geringen Datenbasis, insbesondere für spätere, erwartete Inbetriebnahmejahrgänge, keine grundsätzliche Abweichung vom Trend feststellen.

2.2.3 ROTORDURCHMESSER

Die durchschnittliche Größe der installierten Rotordurchmesser ist im Zeitverlauf stetig gestiegen. Während im Jahr 2005 über alle Regionen hinweg Rotordurchmesser von etwa 70 m verbaut wurden, hat sich der durchschnittliche Durchmesser der Rotorblätter bis zum Jahr 2024 auf rund 140 bis 150 m verdoppelt. Der mittlere Rotordurchmesser im Hohen Norden lag in der Vergangenheit zumeist unter dem Durchmesser in den übrigen Regionen. Bis 2020 wurden im Süden deutlich größere Rotordurchmesser installiert, in den letzten Inbetriebnahmejahrgängen wurden hingegen insbesondere in den Regionen Hoher Norden, Norden und Mitte größere Rotordurchmesser verwendet.

Bei der Betrachtung der genehmigten Anlagen liegen die durchschnittlichen Rotordurchmesser der Regionen nah beieinander, wobei weiterhin im Hohen Norden die geringsten und in der Region Mitte die größten Rotordurchmesser verwendet wurden.

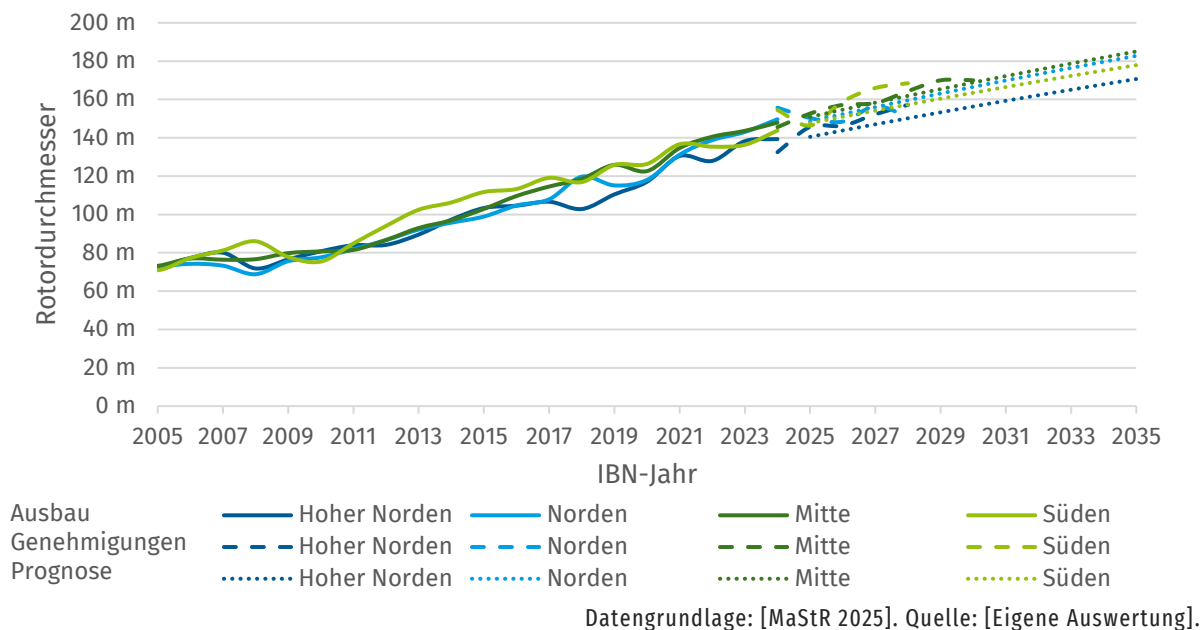


Abbildung 4

(Erwartete) Entwicklung des Rotordurchmessers entsprechend dem Zubau bis einschließlich 2024, bereits erteilter Genehmigungen und der Fortschreibung

Für die Fortschreibung des Rotordurchmessers wurde eine lineare Steigerung der Rotorfläche im Zeitverlauf zugrunde gelegt. Im Gegensatz zur linearen Steigerung des Rotordurchmessers handelt es sich hierbei um einen konservativeren Ansatz, da durch eine Steigerung des Rotordurchmessers eine prozentual höhere Steigerung der Rotorfläche erreicht werden kann.

2.2.4 NABENHÖHE

Auch die Nabenhöhe der installierten Anlagen ist im Zeitverlauf stetig gestiegen. Ähnlich wie bei der unteren Blattspitzenhöhe zeigt der regionale Vergleich der Nabenhöhen im Zeitverlauf einen deutlichen Unterschied des Hohen Nordens zu den übrigen Regionen. Die dort installierten Türme sind deutlich niedriger als im übrigen Land. Dieser regionale Unterschied bestätigt sich auch bei der Betrachtung der bisher genehmigten Anlagentypen für die kommenden Ausbaujahre.

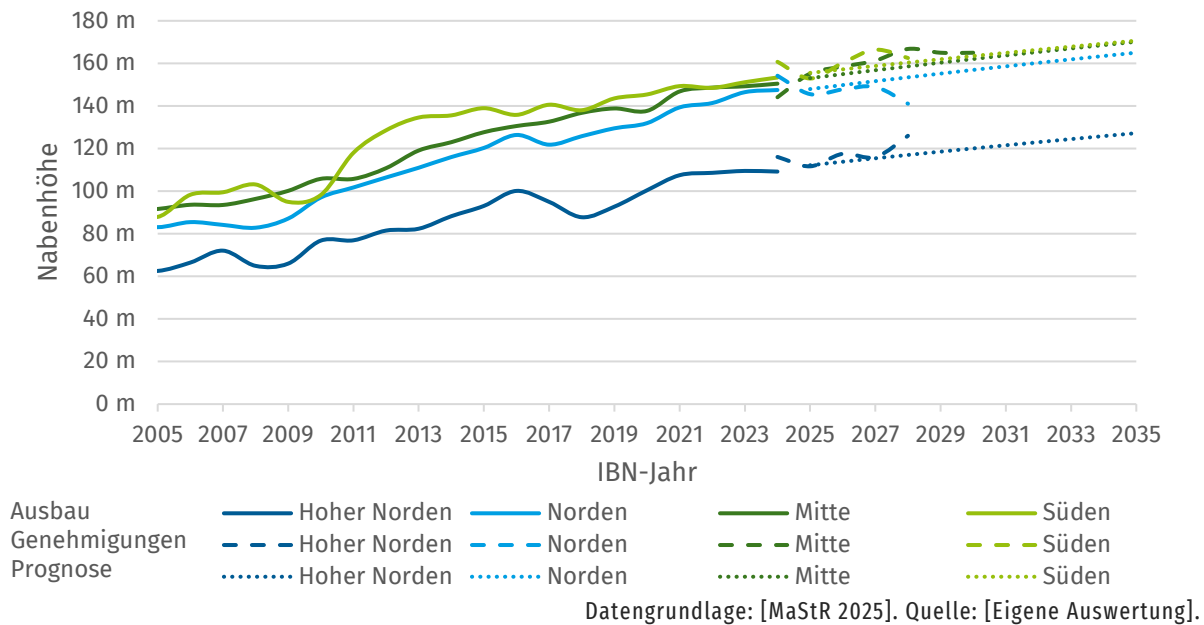


Abbildung 5 (Erwartete) Entwicklung der Nabenhöhe entsprechend dem Zubau bis einschließlich 2024, bereits erteilter Genehmigungen und der Fortschreibung

Für die Fortschreibung ergibt sich die Nabenhöhe aus den zuvor definierten Parametern der unteren Blattspitzenhöhe und des Rotordurchmessers. Der mittlere Rotordurchmesser im Hohen Norden liegt weiterhin unter den übrigen Regionen und erreicht einen Mittelwert von 127 m im Jahr 2035, während der Mittelwert im Norden 165 m erreicht und in den Regionen Mitte und Süden Anlagen mit durchschnittlicher Nabenhöhe von 170 bzw. 171 m eingesetzt werden können.

2.2.5 GESAMTHÖHE

Die Gesamthöhe der installierten Windenergieanlagen resultiert aus der Nabenhöhe zuzüglich des halben Rotordurchmessers. Entsprechend der beiden zuvor betrachteten Parameter steigt auch die Gesamthöhe stetig an. Die niedrigen Nabenhöhen im Hohen Norden beeinflussen auch die Gesamthöhe und führen sowohl beim Ausbau in der Vergangenheit als auch bei den bereits genehmigten Anlagen zu signifikant niedrigeren Werten als in den übrigen Regionen.

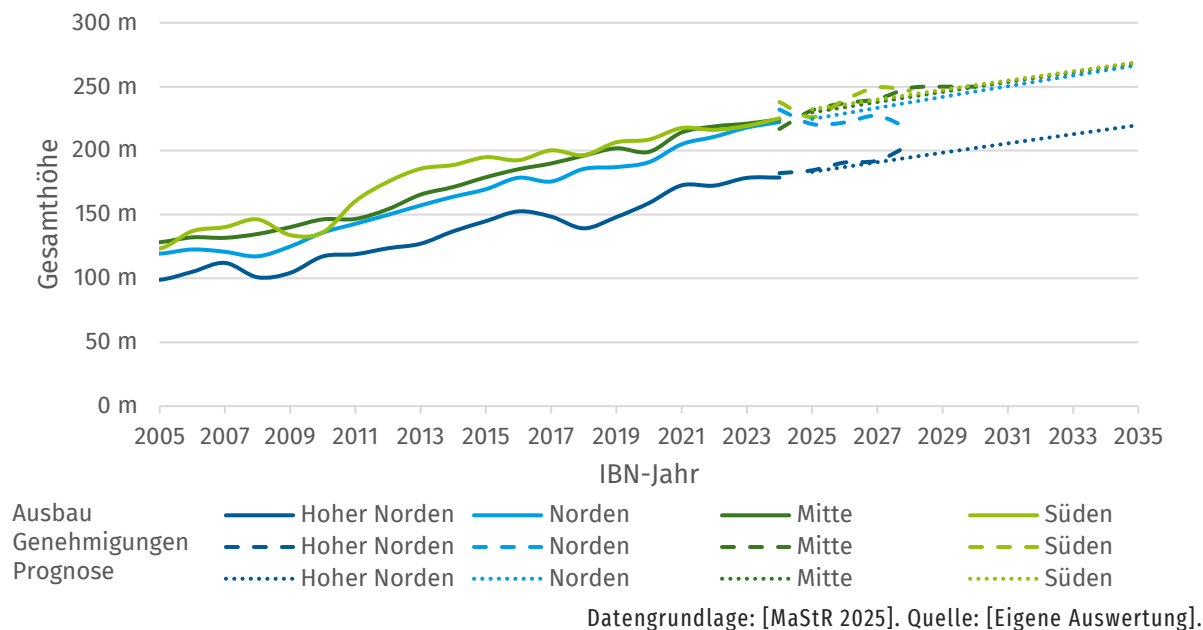


Abbildung 6

(Erwartete) Entwicklung der Nabenhöhe entsprechend dem Zubau bis einschließlich 2024, bereits erteilter Genehmigungen und der Fortschreibung

Die Fortschreibung der Gesamthöhe ergibt sich aus den zuvor definierten Parametern. Bis zum Jahr 2035 steigt die angenommene Gesamthöhe im Hohen Norden auf im Mittel 220 m und in den übrigen Regionen auf 267 bis 269 m.

2.2.6 NENNLEISTUNG

Analog zu den übrigen Parametern hat sich die Nennleistung der Windenergieanlagen in Deutschland im Zeitverlauf deutlich gesteigert. Die Unterschiede zwischen den Regionen sind verhältnismäßig gering, wobei es zu Beginn des Windenergieausbaus einen Trend zu leistungsstärkeren Anlagen im Hohen Norden gab, der sich jedoch im Zeitverlauf zunehmend aufgelöst hat. In den Regionen Norden und Mitte wurden im Mittel leistungsstärkere Anlagen installiert.

Während der Anstieg der Leistung von Jahr zu Jahr bis etwa 2018 verhältnismäßig moderat ausfiel, hat sich in den letzten Jahren eine erheblich größere Leistungssteigerung pro Jahr eingestellt. Auch die bisher erteilten Genehmigungen zeigen weitere Steigerungen der mittleren Nennleistung. Mit der Abschaffung des gesicherten Förderanspruchs für alle Windenergieanlagen in Deutschland und der Einführung des Ausschreibungssystems für alle Windenergieanlagen, die ab 2017 genehmigt wurden, einhergehend mit einer Anpassung des Referenzertragsmodells, stieg der Kostendruck zunächst erheblich. Diesem konnte unter anderem durch die Nutzung von Kostenvorteilen durch die Installation von Windenergieanlagen mit größerer Nennleistung begegnet werden (niedrigere Kosten je kW, Synergien im Betrieb). Parallel erfolgte der breite Einstieg in die Entwicklung der 4-

MW-Klasse der Windenergieanlagen – diverse Hersteller kündigten 2017 neue Typen mit größerer Nennleistung an [DWG 2017]. Seither erfolgten kontinuierlich weitere Bekanntmachungen neuer Anlagenkonfigurationen mit zunehmender Nennleistung, sodass Ende 2024 bereits diverse Typen aus der 7-MW-Klasse auf dem Markt verfügbar sind (vgl. dazu Abschnitt 2.3).

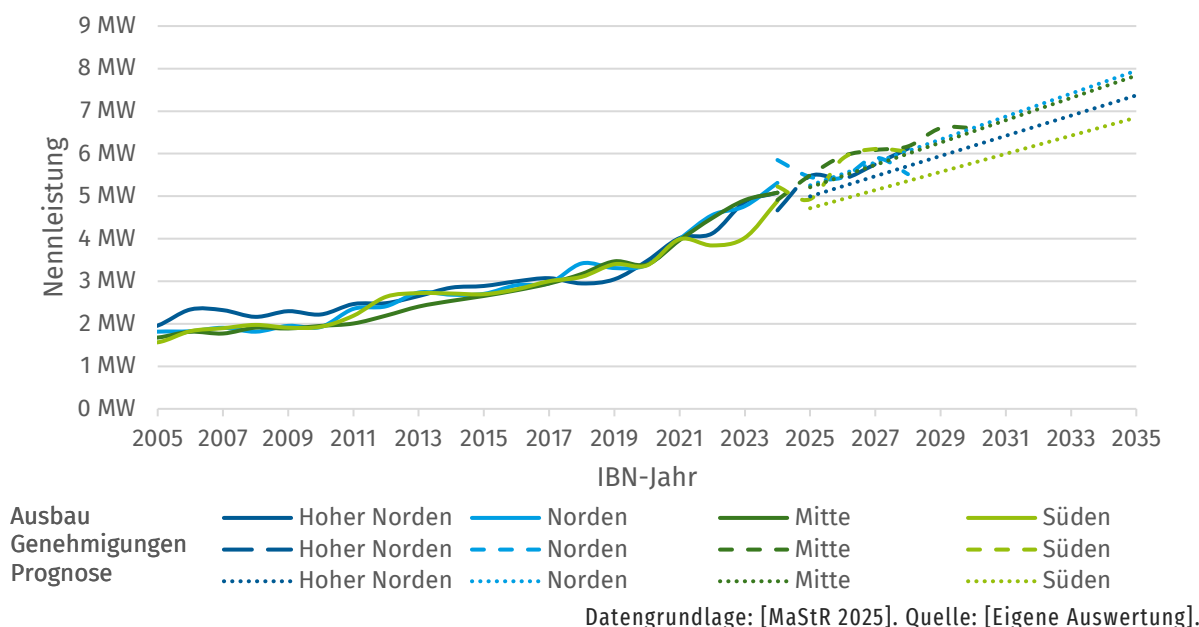


Abbildung 7

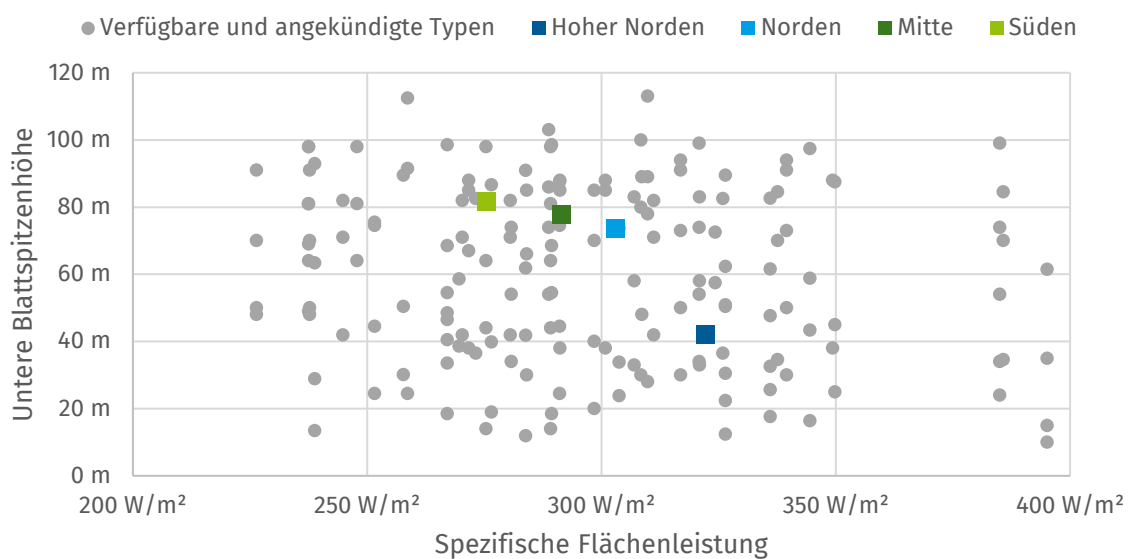
(Erwartete) Entwicklung der Nennleistung entsprechend dem Zubau bis einschließlich 2024, bereits erteilter Genehmigungen und der Fortschreibung

Die Fortschreibung der Nennleistung ergibt sich aus den Parametern der spezifischen Flächenleistung und des Rotordurchmessers. Dem konservativen Ansatz der Fortschreibung des Rotordurchmessers folgend, spiegelt die Fortschreibung nicht den weiterhin stark zunehmenden Leistungszuwachs der installierten Anlagen wider, sondern stellt für die kommenden 10 Jahre eine leichte Abflachung der Entwicklung dar.

2.3 AKTUELLE ANLAGENTYPEN

Zur Verifizierung der fortgeschriebenen Technologieentwicklung erfolgt ein Abgleich mit aktuell verfügbaren und für künftige Jahre angekündigten Anlagenkonfigurationen der auf dem deutschen Markt aktiven Anlagenhersteller. Untersucht wurden Anlagen ab 3 MW Nennleistung von sieben Herstellern hinsichtlich verschiedener Konfigurationsparameter. Der Abgleich mit den getroffenen Annahmen erfolgt hinsichtlich der fix gesetzten Parameter (untere Blattspitzenhöhe und spezifische Flächenleistung) sowie den veränderlichen Parametern (Rotordurchmesser und Nennleistung).

Die Parameter (untere Blattspitzenhöhe und spezifische Flächenleistung) werden im Zeitverlauf statisch angenommen. Die untere Blattspitzenhöhe liegt dabei niedriger, je weiter nördlich die Region liegt, die spezifische Flächenleistung ist höher, je weiter die Region im Norden liegt. Die gesetzten Durchschnittswerte je Region liegen im Rahmen der bei den verfügbaren und angekündigten Anlagentypen festgestellten Konfigurationen. Hinsichtlich der Anlagen im Hohen Norden, die mit relativ niedriger unterer Blattspitzenhöhe festgesetzt sind, sind viele Typen mit deutlich niedrigerer spezifischer Flächenleistung verfügbar. Für die Anlagen im Süden sind hingegen eine Vielzahl von Typen mit höherer spezifischer Flächenleistung verfügbar.



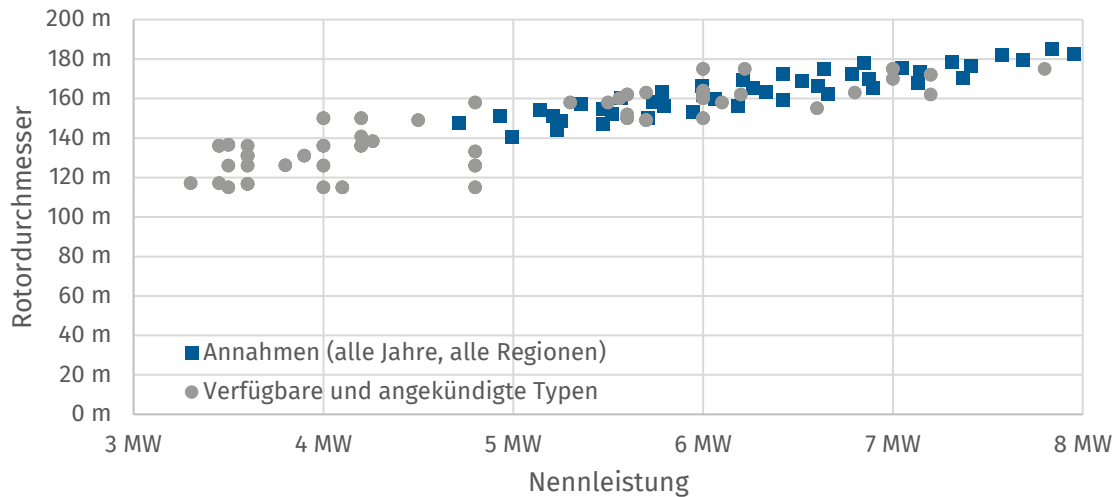
Datengrundlage: [Eigene Recherche]. Quelle: [Eigene Auswertung].

Abbildung 8

Abgleich der Annahmen für die Weiterentwicklung von unterer Blattspitzenhöhe und spezifischer Flächenleistung mit der Konfiguration von bereits verfügbaren und angekündigten Anlagentyp ab 3 MW

Auch die angesetzten Rotordurchmesser und resultierenden Nennleistungen für den mittleren Ausbau der Windenergie über alle Regionen und alle Jahre bis 2035 lassen sich bereits durch die heute angekündigten Anlagentypen abdecken. Dabei stimmt auch das Verhältnis der Steigerung des Rotordurchmessers zur Steigerung der Nennleistung sowie der Annahme im Zeitverlauf mit den Entwicklungsstufen der angekündigten Anlagen überein.

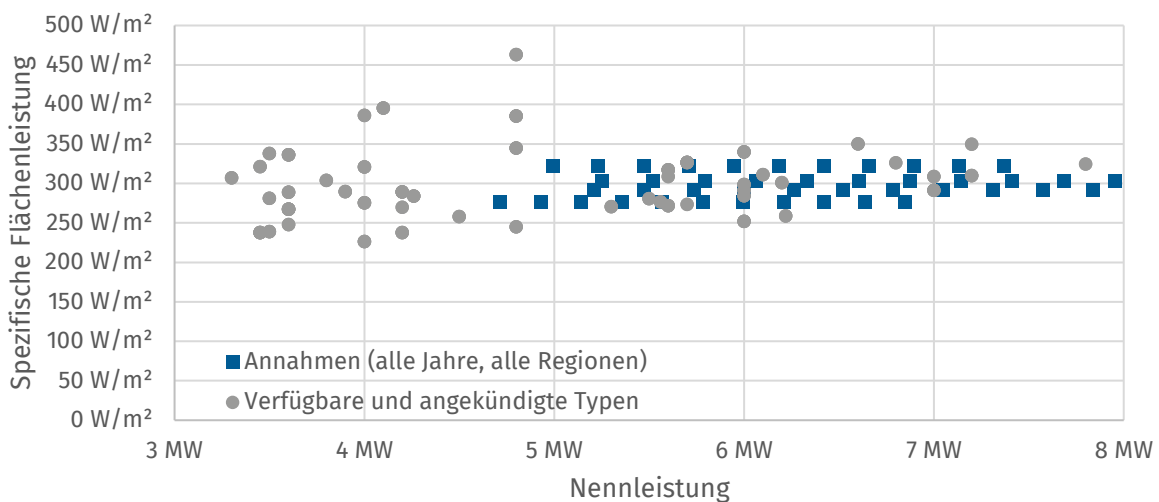
Bei Anlagen der niedrigeren Leistungsklassen (<5 MW) zeigt sich dabei eine größere Auswahl der verfügbaren Rotordurchmesser und folglich auch eine größere Bandbreite verfügbarer spezifischer Flächenleistungen (siehe Abbildung 10). In jüngeren Windenergieprojekten spielen diese eine zunehmend geringere Rolle, da sich Projektentwickler vermehrt für Anlagen der höheren Leistungsklassen entscheiden.



Datengrundlage: [Eigene Recherche]. Quelle: [Eigene Auswertung].

Abbildung 9

Ableich der Annahmen für die Weiterentwicklung von Rotordurchmesser und Nennleistung mit der Konfiguration von bereits verfügbaren und angekündigten Anlagentyp ab 3 MW



Datengrundlage: [Eigene Recherche]. Quelle: [Eigene Auswertung].

Abbildung 10

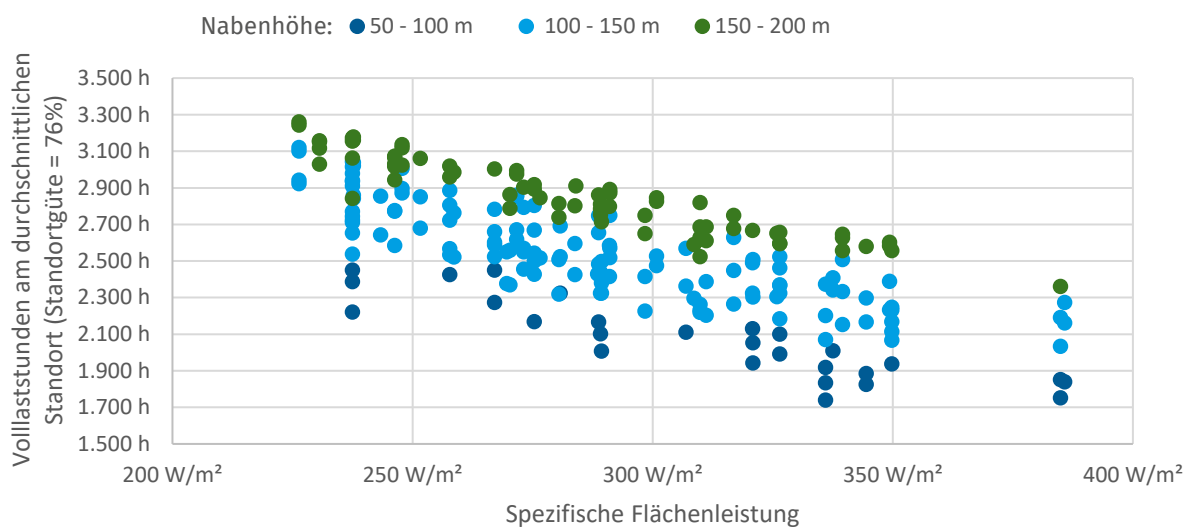
Ableich der Annahmen für die Weiterentwicklung von spezifischer Flächenleistung und Nennleistung mit der Konfiguration von bereits verfügbaren und angekündigten Anlagentyp ab 3 MW

Die verfügbaren und angekündigten Anlagentypen bestätigen die Machbarkeit der künftigen Installation der für die Zukunft fortgeschriebenen Anlagenkonfiguration. Die Mittelwerte der fortgeschriebenen Entwicklung sind bereits heute durch die verfügbaren und angekündigten Anlagentypen abdeckbar. Es konnte nicht festgestellt werden, dass die Verfügbarkeit der Anlagen einer entsprechenden Entwicklung widerspricht.

Im Folgenden werden die verfügbaren Anlagentypen hinsichtlich der jeweils mit ihnen an einem durchschnittlichen Standort erzielbaren Volllaststunden untersucht. Dazu wurden zunächst die Volllaststunden am Referenzstandort ermittelt. Der Referenzstandort ist ein gemäß EEG

definierter Standort mit freier Anströmung (mit Rayleigh-Verteilung bei einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 6,45 m/s in einer Höhe von 100 m sowie einem Höhenprofil nach Potenzgesetz mit Hellmann-Exponenten $\alpha=0,25$ und Rauigkeitslänge von 0,1 m) und ohne weitere z.B. genehmigungsrechtliche Verluste.

Der Referenzstandort ist als Standort mit einer Standortgüte von 100% definiert. Im Durchschnitt werden in Deutschland Projekte mit einer Standortgüte von 76% installiert. Die sich für einen solchen durchschnittlichen Standort ergebenden Volllaststunden für die unterschiedlichen Anlagenkonfigurationen sind in Abbildung 11 dargestellt.



Datengrundlage: [Eigene Berechnung; Eigene Recherche; FGW o. J.]. Quelle: [Eigene Auswertung]

Abbildung 11

Volllaststunden verfügbarer Anlagentypen ab 3 MW verschiedener Nabenhöhenklassen an einem durchschnittlichen Standort mit einer Standortgüte von 76%

Die Auswertung zeigt wie zu erwarten einen deutlichen Zusammenhang der an einen durchschnittlichen Standort erzielbaren Volllaststunden mit der spezifischen Flächenleistung sowie mit der Nabenhöhe der betreffenden Anlagen. Die zunehmende Gesamthöhe ergibt sich aus größeren Nabenhöhen und größeren Rotordurchmessern – die größere Nabenhöhe führt am Referenzstandort gemäß dem Höhenprofil zu einer höheren Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe. Eine niedrigere spezifische Flächenleistung führt aufgrund der Begrenzung der Generatorkapazität zu höheren Volllaststunden bei vergleichbaren Windverhältnissen (vgl. hierzu Abschnitt 4.1).

Im folgenden Abschnitt wird die Entwicklung der Volllaststunden im tatsächlichen Anlagenbestand sowie die mögliche Fortschreibung in der Zukunft betrachtet.

3 ENTWICKLUNG DER VOLLLASTSTUNDEN

Die Volllaststunden des gesamten Anlagenbestands lassen sich aus der jährlichen Stromerzeugung im Verhältnis zur jeweils installierten Leistung des Anlagenbestands berechnen. Diese vereinfachte Berechnung kann auf Basis der Daten der AGEE Stat durchgeführt werden [AGEE-Stat 2024]. Diese Daten liegen im Gegensatz zu den detaillierten Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber von Beginn des Windenergieausbaus bis einschließlich 2023 vor, weshalb auch die Volllaststunden bis zu diesem Betriebsjahr angegeben werden können.

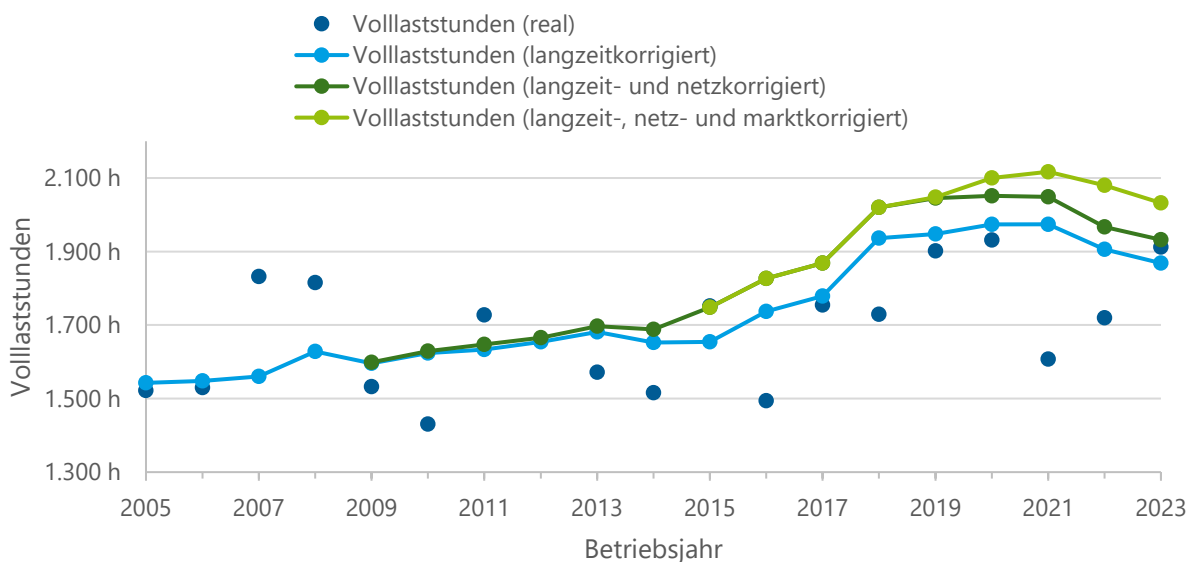
Für die Herleitung der Volllaststunden des Gesamtbestandes wird die ausgewiesene Bruttostromerzeugung aus Windenergie an Land herangezogen und durch den Anlagenbestand des entsprechenden Betriebsjahres geteilt. Für die Ermittlung der Volllaststunden wird nicht die installierte Leistung zum Jahresende verwendet, da dies durch Anlagen mit einer Betriebsdauer von nur einigen Monaten zu einer Verfälschung der Ergebnisse führen würde. Stattdessen wird der Anlagenbestand, der sich im Jahresverlauf durch Zu- und Rückbau stetig verändert, jeweils als Mittel aus dem Stand zum Jahresbeginn und zum Jahresende gemäß [AGEE-Stat 2024] definiert.

Aus den sich ergebenden Volllaststunden des Gesamtbestands je Betriebsjahr (vgl. Abbildung 12, Volllaststunden (real)) lässt sich kein klarer Trend ableiten. Dieser wird erst sichtbar, wenn die Erzeugung im jeweiligen Betriebsjahr hinsichtlich der Güte des Windjahres langzeitkorrigiert wird. Für diese Korrektur wird der BDB-Index herangezogen. Nach Anwendung der Korrektur lassen sich folgende Trends erkennen: Von 2005 bis 2014 nehmen die jährlichen Volllaststunden des Gesamtbestandes regelmäßig zu. Die Steigerung verstärkt sich zwischen 2014 und 2018 deutlich. Von 2018 bis 2021 stagnieren die Volllaststunden des Gesamtbestandes und in den letzten beiden Betriebsjahren 2022 und 2023 lässt sich eine Absenkung der Volllaststunden des Gesamtbestands beobachten (vgl. Abbildung 12, Volllaststunden (langzeitkorrigiert)).

Um das Potenzial der installierten Anlagen hinsichtlich der Volllaststunden zu ermitteln, werden die durch netzbedingte Abregelung nicht erzeugten Strommengen hinzuaddiert. Hierzu werden die regelmäßig durch die BNetzA veröffentlichten Mengen der Ausfallarbeit herangezogen. Für den Zeitraum ab etwa 2011 führt dies zu einer Erhöhung der Volllaststunden um bis zu 6% (vgl. Abbildung 12, Volllaststunden (langzeit- und netzkorrigiert)).

Neben den netzbedingten Abregelungen werden die tatsächlich erreichten Volllaststunden durch marktbedingte Abregelungen

beeinflusst. Diese werden durch die Direktvermarkter vorgenommen und führen zu einer zusätzlichen Senkung der tatsächlich erreichten Volllaststunden. Strommengen, die aufgrund des Einschreitens der Direktvermarkter nicht erzeugt wurden, werden nicht veröffentlicht. Um den Effekt abzuschätzen, wurde im Folgenden für die Betriebsjahre ab 2015 eine Gegenüberstellung der Stromerzeugung gemäß der Online-Hochrechnung und der tatsächlichen Erzeugung von Strom aus Windenergie Onshore, die gemäß EEG durch die Übertragungsnetzbetreiber veröffentlicht wird, vorgenommen. In der Hochrechnung sind Reduzierungen der Einspeiseleistung der Anlagen durch den Netzbetreiber oder im Rahmen der Direktvermarktung nicht berücksichtigt. Die sich ergebende marktbedingte Abregelung ist seit 2019 stetig gestiegen. Die resultierende Entwicklung der Volllaststunden zeigt damit einen steigenden Trend bis 2021 und sinkt ebenfalls in den letzten beiden betrachteten Betriebsjahren ab (vgl. Abbildung 12, Volllaststunden (langzeit-, netz- und marktkorrigiert)).



Datengrundlage: [AGEE-Stat 2024; Betreiber-Datenbasis 2017; BNetzA 2011, 2012, 2013, 2014a, 2014b, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021; Netztransparenz.de 2024a; SMARD 2025a]. Quelle: [Eigene Auswertung].

Abbildung 12

Entwicklung der Volllaststunden des Gesamtbestands aller Windenergieanlagen an Land im Zeitverlauf

Auf Basis der Betrachtung der Volllaststunden des Gesamtbestands lässt sich nicht ableiten, welchen Einfluss die Entwicklung des Anlagenbestandes (Veränderung der Anlagentechnologie, Veränderungen der regionalen Verteilung des Zubaus) auf die Entwicklung der Volllaststunden hat. Die zur Betrachtung des Gesamtbestandes genutzte Datenbasis eignet sich nicht zur Vertiefung dieser Fragestellung, da eine Zuordnung zur Region oder Konfiguration nicht möglich ist.

Für die weiteren Analysen werden anlagenspezifische Volllaststunden benötigt, um Erkenntnisse zur Entwicklung der Volllaststunden in Abhängigkeit von der Technologieentwicklung oder der regionalen Verteilung des Ausbaus zu gewinnen. Dies ist im folgenden Abschnitt beschrieben.

3.1 ERMITTLUNG DER JAHRGANGSSPEZIFISCHEN VOLLLASTSTUNDEN

Gemäß der im EEG verankerten Veröffentlichungspflicht publizieren die Übertragungsnetzbetreiber die jährlich vermarkteten Strommengen der Erneuerbare-Energien-Anlagen. Diese sogenannten Bewegungsdaten wurden für die Erzeugungsjahrgänge 2018 bis 2023 ausgewertet und bilden die Grundlage der Betrachtung der Volllaststunden.

3.1.1 METHODIK

In die Betrachtung der Volllaststunden einbezogen werden Anlagen ab einer Leistung von 100 kW. In die Analyse fließen nur Anlagen ein, die mittels der in den Bewegungsdaten hinterlegten EEG-Anlagenschlüssel bzw. MaStR-Identifikationsnummern mit den entsprechenden Anlagenparametern verknüpft werden konnten. Bei deutlicher Abweichung (über 20%) zwischen den im Marktstammdatenregister gemeldeten Nennleistungen und in den zu den Bewegungsdaten gehörigen Stammdaten gemeldeten Leistungen erfolgt ein Ausschluss von der Analyse.

Weiterhin werden für die Analyse der Volllaststunden nur solche Anlagen berücksichtigt, die im betrachteten Betriebsjahr vollständig in Betrieb waren. Das heißt, Anlagen die im Laufe des betrachteten Betriebsjahres in Betrieb genommen oder stillgelegt wurden, sind von der Analyse ausgeschlossen, um Verzerrungen durch anteiligen Betrieb innerhalb eines Jahres zu vermeiden.

Von der Analyse werden ebenfalls Datensätze ausgeschlossen, die auf suspekte Volllaststunden hinweisen. Dies betrifft sowohl Anlagen, die Volllaststunden von unter 200 h aufweisen, als auch Anlagen, denen über 5.000 Volllaststunden zugeordnet werden. Nach Ausschluss der nicht nutzbaren Datensätze verbleiben je Betriebsjahr rund 96% der relevanten Leistung für die Analyse.

Für jede betrachtete Anlage werden die Ergebnisse der jeweils verfügbaren Betriebsjahre gemittelt. Für jede Anlage in der Betrachtung könnten dabei bis zu sechs Betriebsjahre verfügbar sein. Liegt das Inbetriebnahmedatum einer Anlage nach dem 31. Dezember 2017, reduziert sich entsprechend die maximale mögliche Anzahl der analysierbaren Betriebsjahre. Für Anlagen aus dem Inbetriebnahmejahr

2022 kann maximal ein Datensatz vorliegen, Anlagen mit späterer Inbetriebnahme werden nicht betrachtet.

Die Auswertung der Volllaststunden erfolgt unter Berücksichtigung der Langzeitkorrektur sowie unter Berücksichtigung netz- und marktbedingter Abregelung. In den folgenden Abschnitten wird zunächst dargestellt, wie die ermittelten Volllaststunden korrigiert werden. Daraufgehend wird die Entwicklung der Volllaststunden aller Anlagen, die in einem Jahr in Betrieb genommen wurden, analysiert und gezeigt, wie sich die mittleren Volllaststunden des Anlagenbestands über die Inbetriebnahmejahre entwickelt haben. Die vorliegenden Daten zur vergangenen Entwicklung der Volllaststunden in den vier betrachteten Regionen werden mittels einer Regressionsanalyse hinsichtlich des Einflusses der Anlagenkonfiguration (spezifische Flächenleistung, Rotordurchmesser, Nabenhöhe) untersucht. Weitere Effekte, die die Volllaststunden beeinflussen, wurden nicht untersucht. Korrelieren diese mit der zeitlichen Entwicklung der Anlagentechnologie sind sie in den resultierenden Entwicklungstrends enthalten. Auf Basis der in Kapitel 2 dargestellten erwarteten künftigen Anlagenkonfiguration werden die künftig zu erwartenden Volllaststunden ermittelt.

3.1.2 LANGZEITBEZUG

Die Volllaststunden hängen stark von den Windbedingungen eines Betriebsjahres ab. Die mittleren Windgeschwindigkeiten schwanken zum Teil deutlich zwischen den Kalenderjahren. Diese Schwankungen schlagen sich überproportional auf den Stromertrag nieder. Die Beurteilung der Entwicklung der Volllaststunden erfordert jedoch einen Bezug auf mittlere Windverhältnisse.

Daher werden die realen Volllaststunden langzeitkorrigiert. Es wird der Anemos-Ertragsindex verwendet, welcher auf mesoskaligen Wettersimulationen beruht und das betrachtete Jahr jeweils ins Verhältnis zu den Windverhältnissen der vorangegangenen 20 Jahre setzt. Die Volllaststunden für die Betriebsjahre 2018 bis 2023 wurden mit den bundeslandspezifischen Ertragsindizes langzeitkorrigiert.

Die Langzeitkorrektur wird auf den tatsächlichen Stromertrag und auf die Ausfallarbeit angewendet, da davon ausgegangen wird, dass in Jahren hoher mittlerer Windgeschwindigkeit auch ein entsprechend hoher Anteil an netzengpassbedingter Abregelung erfolgt.

3.1.3 NETZBEDINGTE ABREGELUNG

Die Abschaltungen von Windenergieanlagen aufgrund von Netzengpässen werden als Einspeisemanagement (EinsMan) bzw. Redispatch

bezeichnet. Diese Maßnahmen zur Sicherstellung der Netzstabilität sind mit zunehmendem Ausbau der fluktuierenden Erneuerbaren vermehrt erforderlich. Anlagen müssen dann zur Sicherung der Netzstabilität durch den Netzbetreiber abgeregelt werden, obwohl sie zum betreffenden Zeitpunkt Strom erzeugen könnten.

Bei der Betrachtung der Entwicklung der Volllaststunden sind diese Maßnahmen herauszurechnen. Für die Korrektur über die betrachteten Betriebsjahre liegen unterschiedliche Daten vor. Mit dem Übergang vom EinsMan zum Redispatch 2.0 im Jahr 2022 hat sich die Datenverfügbarkeit in Bezug auf die Erneuerbaren verschlechtert, entsprechend sind vermehrt Annahmen zu treffen.

Für die Betriebsjahre 2018 bis 2021 werden zur Netzkorrektur die von der BNetzA veröffentlichten Daten herangezogen [BNetzA 2018, 2019, 2020, 2021, 2022, 2023]. Die Veröffentlichung beinhaltet neben der absoluten abgeregelt Strommenge je Energieträger auch die Verteilung der abgeregelt Mengen von erneuerbaren Energien nach Netzebenen je Bundesland. Für die Abschätzung der Abregelung für Windenergie an Land je Bundesland werden die Abregelungen auf Verteilnetzebene herangezogen. Der Großteil der Abregelungen auf Übertragungsnetzebene steht im Zusammenhang mit der Offshore-Windenergie, weshalb diese im Folgenden vernachlässigt werden. In den Abrechnungsmengen auf Verteilnetzebene sind weitere Technologien enthalten (z.B. Solar), die aufgrund der geringeren Anteile ebenfalls vernachlässigt werden. Die Verteilung der abgeregelt Mengen je Bundesland wird auf die Gesamtmenge der Abregelung für den Energieträger Windenergie an Land skaliert. Aus der abgeregelt Menge und der tatsächlich erzeugten Menge wird ein Aufschlagsfaktor für alle Windenergieanlagen im betreffenden Bundesland ermittelt, der entsprechend zur Korrektur angewendet wird.

Mit dem Übergang vom EinsMan zum Redispatch 2.0 liegt eine veränderte Datenbasis vor. Die Verteilung auf Bundesländer für erneuerbare Energien wird nicht mehr separat ausgewiesen, sondern insgesamt über alle Energieträger. Der Anteil der Windenergie hieran ist entsprechend geringer, somit kann die Verteilung über alle Bundesländer nicht genutzt werden, um die Abregelung der Windenergie je Bundesland abzuschätzen. Für die Betriebsjahre 2022 und 2023 muss daher vereinfachend angenommen werden, dass die Verteilung über die Bundesländer aktuell der mittleren Verteilung über die Betriebsjahrgänge 2018 bis 2021 entspricht. Die absolute Menge der Abregelung von Windenergie an Land liegt vor [SMARD 2025b]

3.1.4 MARKTBEDINGTE ABREGELUNG

Die marktbedingte Abregelung betrifft Zeiträume, in denen der Strommarktpreis negativ ist. Seit dem EEG 2014 (§ 24) und im aktuellen EEG gemäß des § 51 entfällt der Zahlungsanspruch nach EEG für bestimmte Anlagen, wenn der Spotmarktpreis für eine bestimmte Dauer negativ ist. Der Zeitraum, in dem der Spotmarktpreis negativ sein muss, und die jeweils betroffenen Anlagen variiert nach Gesetzesversion und weiteren Aspekten. Entsprechend reagieren Direktvermarkter und regeln die Anlagen in den Phasen negativer Strompreise in der Regel ab. Dies reduziert die insgesamt eingespeiste Strommenge und folglich auch die Volllaststunden. Im Folgenden werden Daten von Anemos zum prozentualen Einfluss des § 51 nach Bundesländern am Beispiel einer 3 MW Anlage zur Marktkorrektur der Bewegungsdaten herangezogen [anemos 2021, 2022, 2023]. Vereinfachend wird für alle Anlagen unabhängig davon, ob ihr Vergütungsanspruch entfällt oder nicht, eine Abregelung der Windenergieanlagen in längeren Phasen negativer Preise angenommen. Ausnahmen für Pilotanlagen oder kleine Anlagen werden vernachlässigt. Für alle betrachteten Betriebsjahre wird eine Abregelung vom Umfang aller mindestens sechsständiger Phasen negativer Spotmarktpreise angesetzt.

3.2 VOLLASTSTUNDEN UNTERSCHIEDLICHER ANLAGENJAHRGÄNGE

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Auswertung der Volllaststunden nach Inbetriebnahmejahrgängen für die drei betrachteten Szenarien dargestellt.

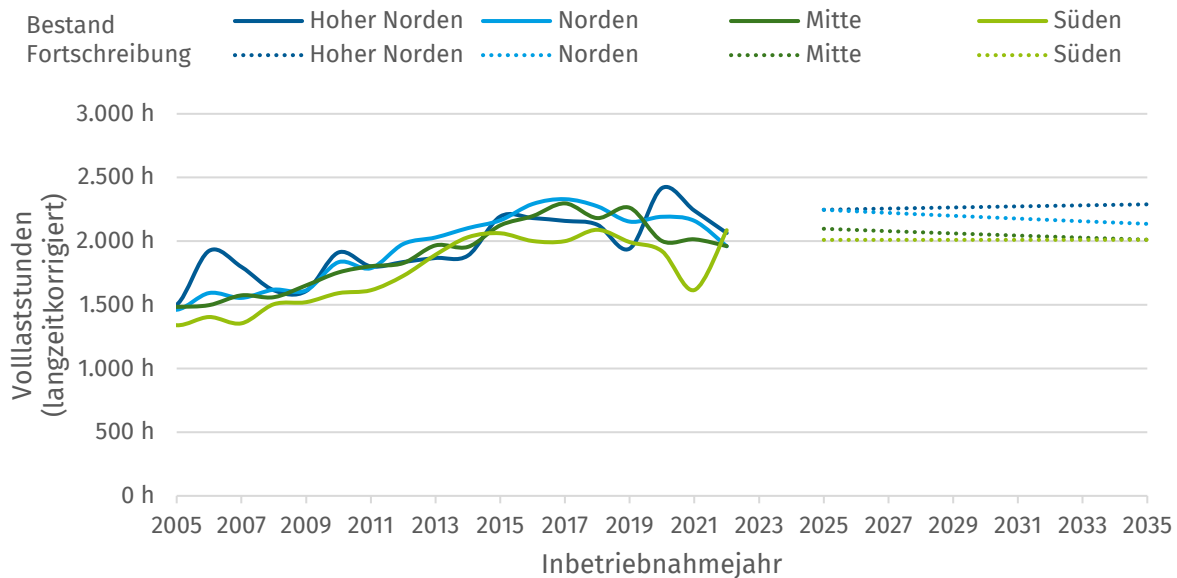
3.2.1 LANGZEITKORRIGIERTE VOLLASTSTUNDEN

Die mittleren Volllaststunden der im Jahr 2005 in Betrieb genommenen Anlagen lagen im Schnitt über alle Regionen bei rund 1.450 h. Im Jahr 2017 erreichten die langzeitkorrigierten Volllaststunden mit knapp 2.200 h im Schnitt über alle Regionen ihren Hochpunkt. Zwischen 2017 und 2022 wurde eine leicht sinkende Tendenz der langzeitkorrigierten Volllaststunden festgestellt.

Über die einzelnen Betriebsjahre variieren die Volllaststunden in den Regionen teils erheblich. Tendenziell liegen Volllaststunden im Hohen Norden und im Norden jedoch rund 3% über dem Schnitt, während die Region Mitte Volllaststunden etwa entsprechend dem Mittel und Anlagen in der Region Süden im Schnitt um 7% unter dem Mittel liegende Volllaststunden aufweisen.

Um die in der Vergangenheit beobachteten Volllaststunden auf den zukünftigen Ausbau zu übertragen, wurde eine Regressionsanalyse hinsichtlich der Anlagenparameter spezifische Flächenleistung,

Rotordurchmesser und Nabenhöhe durchgeführt. Der sich daraus ergebende Zusammenhang wird auf die in Abschnitt 2.2 dargestellte Weiterentwicklung der Technologie übertragen. Die Varianz der Volllaststunden lässt sich nicht vollständig über die Region, die spezifische Flächenleistung, den Rotordurchmesser und die Nabenhöhe erklären, viele weitere Aspekte beeinflussen das Ergebnis. Grundsätzlich ist der Zusammenhang in der Region Norden mit einem Bestimmtheitsmaß von 47% am besten. Im Hohen Norden wurde ein Bestimmtheitsmaß von 37% und in der Region Mitte wurden 31% erzielt. Besonders gering ist das Bestimmtheitsmaß der Analyse in der Region Süden. Hier lässt sich die Höhe der Volllaststunden nur zu 12% durch die Auswahl der Anlagenkonfiguration erklären. Dies wird insbesondere auf die geringere Datenbasis und das komplexere Gelände im Vergleich zu den übrigen Regionen zurückgeführt.



Datengrundlage: [anemos 2019, 2020, 2021, 2022, 2023, 2024; Netztransparenz.de 2019, 2019, 2020, 2021, 2022, 2023, 2024b]. Quelle: [Eigene Auswertung].

Abbildung 13

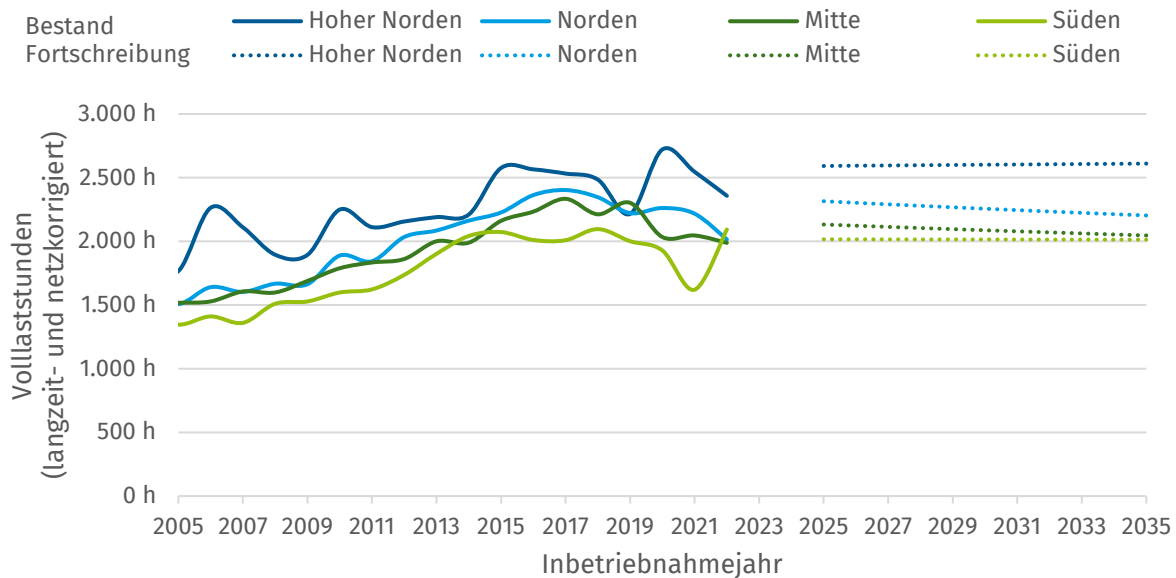
(Erwartete) Entwicklung der langzeitkorrigierten Volllaststunden auf Basis der Fortschreibung in Abhängigkeit von spezifischer Flächenleistung, Rotordurchmesser und Nabenhöhe des erwarteten Zubaus

Die Fortschreibung der Volllaststunden für die Inbetriebnahmejahrgänge 2025 bis 2035 zeigt die Stagnation der weiteren Entwicklung der Volllaststunden. In allen vier betrachteten Regionen ist die erwartete Veränderung in den kommenden Jahren trotz weiter voranschreitender Technologieentwicklung sehr gering. Die Werte bleiben in allen vier Regionen etwa auf gleichem Niveau (geringfügige Steigerung im Hohen Norden und Süden, geringfügige Senkung im Norden und Mitte). Im Mittel über alle Jahre und Regionen liegen die erwarteten Volllaststunden bei 2.130 h. Dabei liegen die Volllaststunden im Hohen Norden im Mittel um 6% und im Norden um 3% über dem

Schnitt, während sie in der Mitte um 4% und im Süden um 6% darunter liegen.

3.2.2 LANGZEIT- UND NETZKORRIGIERTE VOLLLASTSTUNDEN

Werden neben der Langzeitkorrektur auch die netzbedingten Abregelungen bei der Auswertung der Volllaststunden berücksichtigt zeigt sich ein verändertes Bild. Insbesondere auf die Region Hoher Norden haben die netzbedingten Abregelungen großen Einfluss, das Niveau der Volllaststunden in diesem Bereich steigt gegenüber der Auswertung ohne Berücksichtigung der netzbedingten Abregelungen deutlich an. Im Mittel über die Betriebsjahre 2005 bis 2022 sind die Volllaststunden um 16% erhöht. Auch in der Region Norden und Mitte steigen die Volllaststunden aufgrund der netzbedingten Abregelungen im Mittel um 3% bzw. 2% an. Anlagen im Süden sind hingegen kaum beeinflusst.



Datengrundlage: [anemos 2019, 2020, 2021, 2022, 2023, 2024; BNetzA 2011, 2012, 2013, 2014a, 2014b, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022, 2023; Netztransparenz.de 2019, 2019, 2020, 2021, 2022, 2023, 2024b; SMARD 2025b]. Quelle: [Eigene Auswertung].

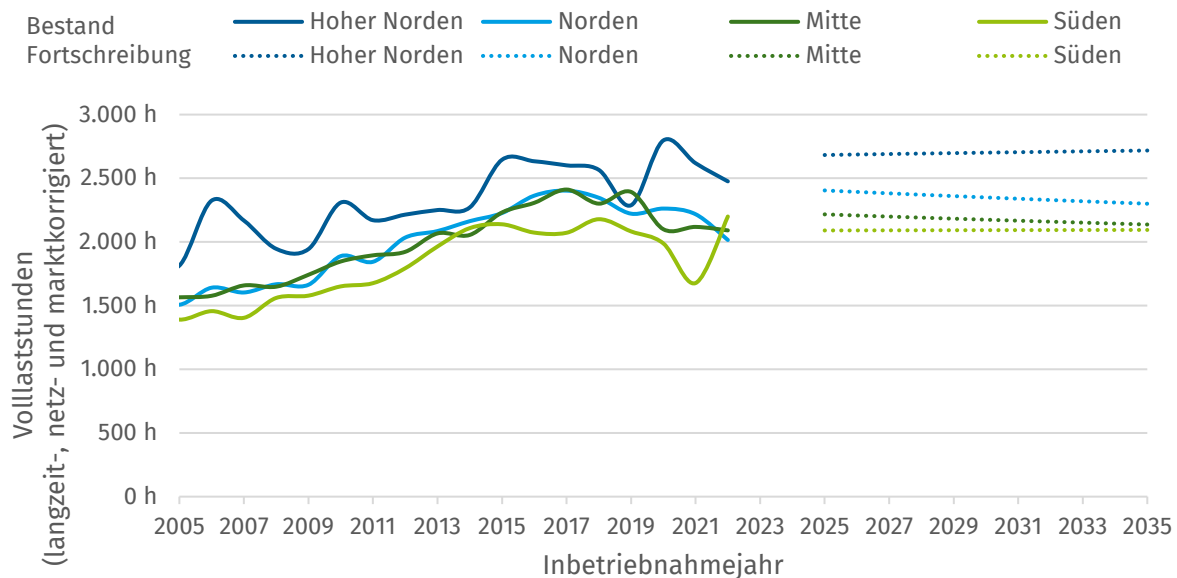
Abbildung 14

(Erwartete) Entwicklung der langzeit- und netzkorrigierten Volllaststunden auf Basis der Fortschreibung in Abhängigkeit von spezifischer Flächenleistung, Rotordurchmesser und Nabenhöhe des erwarteten Zubaus

Entsprechend verändert sich auch das Verhältnis der fortgeschriebenen langzeit- und netzkorrigierten Volllaststunden der Regionen zueinander. In der Region Hoher Norden können im Mittel Volllaststunden von 2600 h erreicht werden. Im Norden stagniert das Niveau bei rund 2.260 h, in der Region Mitte bei rund 2.090 h und im Süden werden im Mittel Volllaststunden von rund 2.015 h erreicht.

3.2.3 LANGZEIT-, NETZ- UND MARKTKORRIGIERTE VOLLLASTSTUNDEN

Im letzten Analyseschritt werden neben den Langzeitkorrekturen und der Korrektur der netzbedingten Abregelung auch marktbedingte Abregelungen korrigiert. Eine grundsätzliche Unsicherheit liegt darin, dass es Überschneidungen zwischen netz- und marktbedingten Abregelungen geben kann, welche im Folgenden vernachlässigt worden sind. Anders als die netzbedingten Abregelungen wirken negative Strompreise und somit die marktbedingten Abregelungen in ähnlichem Ausmaß auf alle Regionen Deutschlands, da Strom unabhängig vom Erzeugungsstandort an derselben Börse vermarktet wird. Unterschiede der Auswirkungen auf die Volllaststunden in den einzelnen Regionen sind auf unterschiedliche Einspeiseprofile zurückzuführen.



Datengrundlage: [anemos 2019, 2020, 2021, 2022, 2023, 2024; BNetzA 2011, 2012, 2013, 2014a, 2014b, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022, 2023; Netztransparenz.de 2019, 2019, 2020, 2021, 2022, 2023, 2024b; SMARD 2025b]. Quelle: [Eigene Auswertung].

Abbildung 15

(Erwartete) Entwicklung der langzeit-, netz- und marktkorrigierten Volllaststunden auf Basis der Fortschreibung in Abhängigkeit von spezifischer Flächenleistung, Rotordurchmesser und Nabhöhe des erwarteten Zubaus

Verglichen mit der Situation der Volllaststunden ohne Marktkorrektur steigen die Volllaststunden nach der Berücksichtigung um rund 3% im Mittel über alle Regionen. Entsprechend steigen auch die Werte in der erwarteten Fortschreibung der Volllaststunden auf rund 2.700 h im Hohen Norden, etwa 2.350 h im Norden, ca. 2.175 h in der Region Mitte und rund 2090 h im Süden.

In allen Szenarien ergeben sich leicht unterschiedliche Tendenzen für die weitere Entwicklung in den einzelnen Regionen. Neben den Abweichungen bei der Technologiefortschreibung resultieren diese vorrangig aus weiteren Aspekten, die die Volllaststunden beeinflussen, jedoch nicht quantifiziert werden können. Wie sich diese Aspekte im

weiteren Zeitverlauf über die Regionen weiterentwickeln, ist entsprechend nicht bekannt. Durch die Fortschreibung wird eine Fortsetzung der in der Vergangenheit beobachteten Entwicklungen angenommen, diese führen über die Regionen zu unterschiedlichen Effekten, teils zu leicht sinkenden und teils zu leicht steigenden Effekten, deren Ursprung nicht eindeutig ist. Im folgenden Abschnitt wird der Fokus auf grundlegende Einflussparameter - sowohl die bisher quantifizierten als auch andere - gelegt.

4 EINFLUSSFAKTOREN EINER VERÄNDERTEN ENTWICKLUNG DER VOLLLASTSTUNDEN

Die positive Entwicklung der Volllaststunden von Windenergieanlagen, die in der Vergangenheit beobachtet wurde, stagniert zum Ende der 2010er Jahre. Dies reflektiert auch die Fortschreibung der Volllaststunden für kommende Ausbaujahre, die bei vergleichbaren Anreizen voraussichtlich nicht zu einer weiteren Steigerung der Volllaststunden führt.

Bei der Berechnung der Volllaststunden wurden die Regionen als Indikator für die Windverhältnisse am Standort, die spezifische Flächenleistung, der Rotordurchmesser und die Nabenhöhe als beeinflussende Faktoren berücksichtigt. Die Höhe der Volllaststunden lässt sich nicht vollständig über diese Parameter erklären. Mit der Region als Indikator für die Windverhältnisse können tatsächliche Standortgegebenheiten nur grob angenähert werden. Standort-spezifische Abweichungen – die bei größerer Varianz der tatsächlichen Windverhältnisse über eine Region zunehmen – könnten für größere Unsicherheiten bei der Höhe der Volllaststunden ausschlaggebend sein. Es gibt darüber hinaus jedoch weitere Faktoren, die die Volllaststunden an einem Standort beeinflussen können.

Ein Treiber für die Steigerung der Volllaststunden in der ersten Hälfte der 2010er Jahre war die deutliche Reduktion der spezifischen Flächenleistung installierter Anlagen. Diese Entwicklung zu einer immer niedrigeren spezifischen Flächenleistung brach jedoch zum Ende der 2010er Jahre ab, weitere Senkungen der spezifischen Flächenleistung wurden weder im Ausbau noch bei der Verfügbarkeit von Windenergieanlagen für den deutschen Markt beobachtet.

Die Steigerung der Nabenhöhe und Gesamthöhe der Windenergieanlagen wurde sowohl in der Vergangenheit beobachtet als auch für die Zukunft angenommen. Grundsätzlich steigt die mittlere Windgeschwindigkeit mit zunehmender Höhe, jedoch sinkt in Abhängigkeit vom jeweiligen Höhenprofil des Windes mit steigender Ausgangshöhe der Effekt auf die Steigerung der mittleren Windgeschwindigkeit.

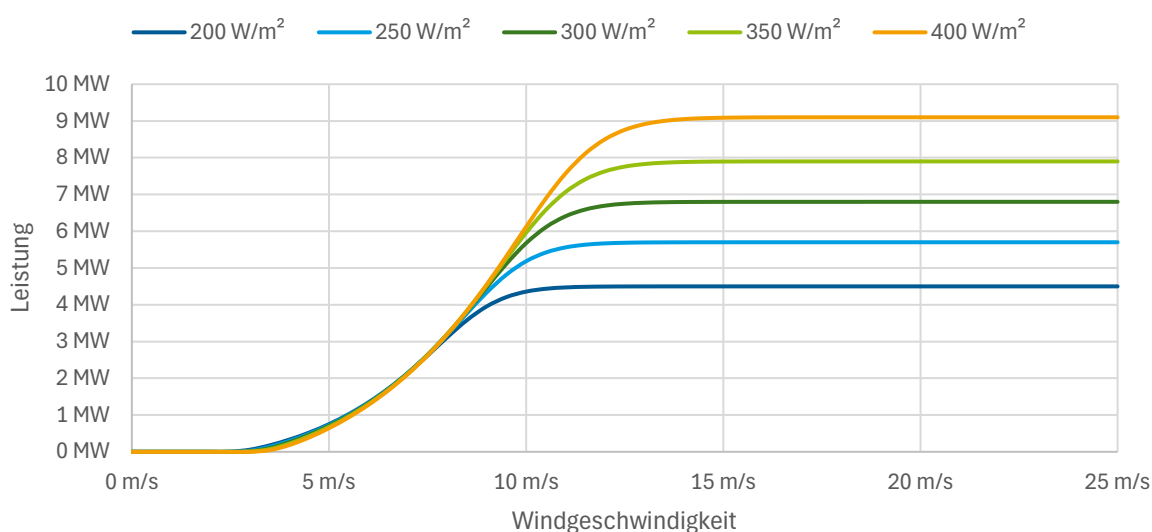
Ein weiterer Treiber für Entwicklung der Volllaststunden können die Parkwirkungsgrade sein. Auch hierzu liegen keine öffentlich verfügbaren Daten vor. Grundsätzlich wirkt sich der Parkwirkungsgrad jedoch erheblich auf die an einem Standort erzielbaren Volllaststunden aus. Eine einzelstehende, weitestgehend frei angeströmte Anlage kann

höhere Energieerträge erzielen als eine Anlage, die im Windschatten eines größeren Projektes steht.

Im Folgenden werden insbesondere die beiden Einflussfaktoren spezifische Flächenleistung und Parkwirkungsgrad noch einmal vertieft betrachtet. Darüber hinaus werden die genehmigungsrechtlichen Abregelungen und weitere Verlustfaktoren wie erläutert.

4.1 EINFLUSS DER SPEZIFISCHEN FLÄCHENLEISTUNG AUF DIE VOLLLASTSTUNDEN

Die spezifische Flächenleistung ist ein Parameter mit großem Einfluss auf die Volllaststunden einer Windenergieanlage. Bei gleichem Rotordurchmesser weisen Windenergieanlagen mit höherer spezifischer Flächenleistung eine höhere Nennleistung auf. In Abbildung 16 wird dargestellt, wie sich am Beispiel von generischen Leistungskennlinien für Anlagen mit einem Rotordurchmesser von 170 m und unterschiedlichen spezifischen Flächenleistungen die Leistungskennlinien verhalten können. Bei der Herleitung der Leistungskennlinien wurde eine Luftdichte von $1,225 \text{ k/m}^3$ und eine Turbulenzintensität von 0,1 angenommen.



Quelle: [Eigene Berechnung].

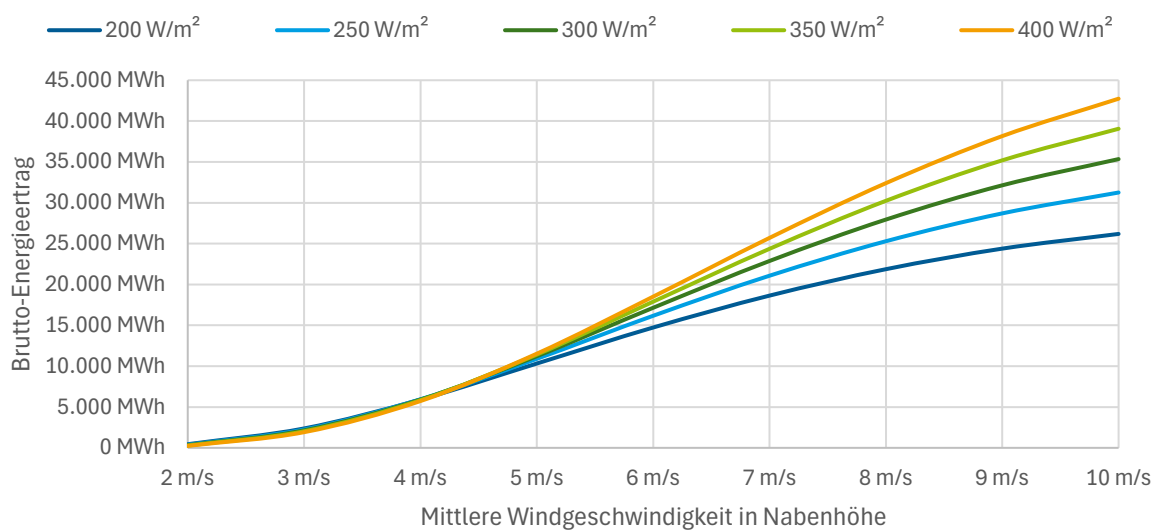
Abbildung 16

Generische Leistungskennlinien für Windenergieanlagen mit unterschiedlicher spezifischer Flächenleistung bei einem Rotordurchmesser von 170 m

Bei zunehmender spezifischer Flächenleistung steigt die erforderliche Windgeschwindigkeit zum Erreichen der Nennleistung. Zudem verschiebt sich das Verhältnis der im Teillastbereich erzielbaren Einspeiseleistung zur Nennleistung. In der Folge erreicht eine Anlage mit höherer spezifischer Flächenleistung bei gleichen

Windverhältnissen zwar einen höheren Energieertrag, jedoch eine niedrigere Anzahl an Volllaststunden.

In Abbildung 17 wird der Brutto-Energieertrag (Energieertrag einer frei angeströmten Anlage ohne jegliche Verluste) der generischen Anlagen mit unterschiedlicher spezifischer Flächenleistung bei unterschiedlichen mittleren Windgeschwindigkeiten dargestellt. Für die Berechnung des Brutto-Energieertrags wurde eine Weibull-Verteilung mit $k=2,0$ zugrunde gelegt. Mit zunehmender mittlerer Windgeschwindigkeit steigen die Erträge, die durch eine höhere spezifische Leistung erzielt werden können.

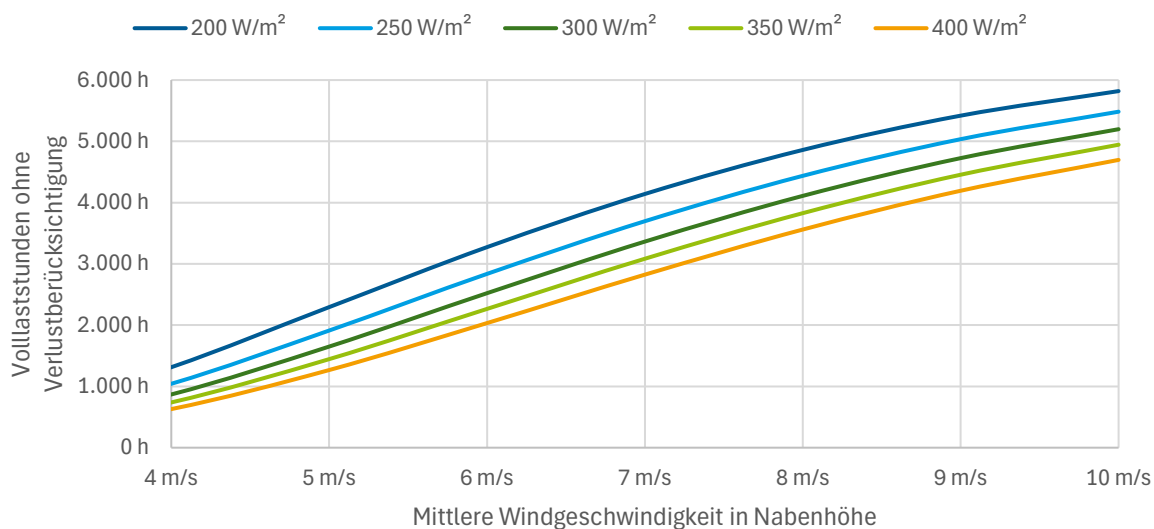


Quelle: [Eigene Berechnung].

Abbildung 17

Brutto-Energieerträge von Windenergieanlagen mit unterschiedlicher spezifischer Flächenleistung in Abhängigkeit von der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe

In Abbildung 18 wird analog zur Darstellung der Brutto-Energieerträge oben die Darstellung der Brutto-Volllaststunden vorgenommen. Diese sind höher, je niedriger die spezifische Leistung der Anlage ist.

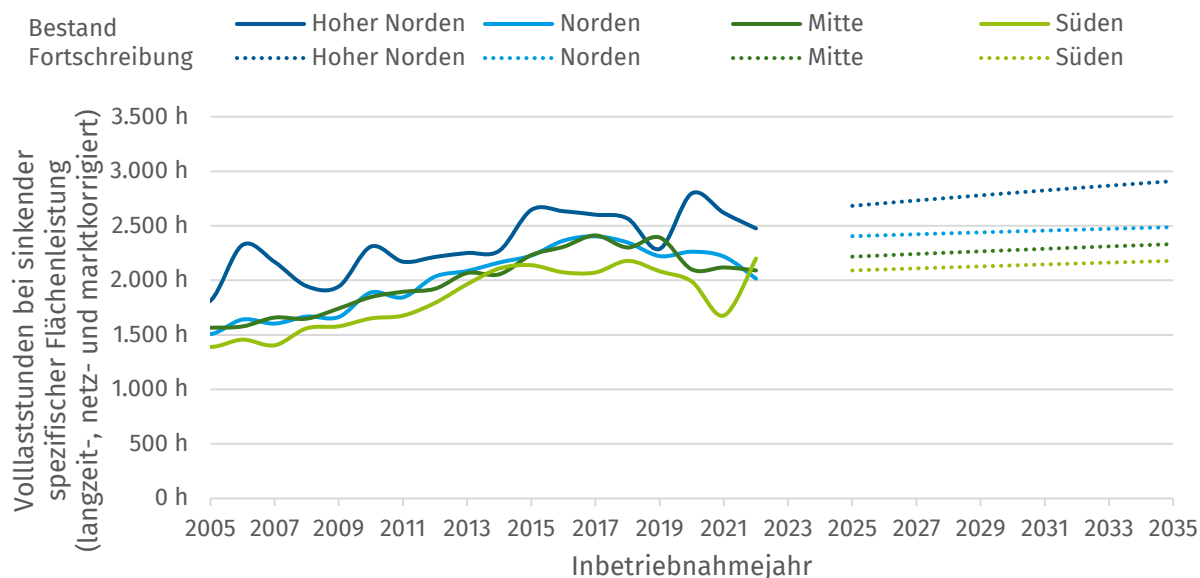


Quelle: [Eigene Berechnung].

Abbildung 18

Brutto-Volllaststunden von Windenergieanlagen mit unterschiedlicher spezifischer Flächenleistung in Abhängigkeit von der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe

Die bisherige Analyse der Entwicklung der Volllaststunden folgt der Annahme, dass die Technologieauswahl in der Zukunft denselben Trends folgt wie in der Vergangenheit. Im Folgenden wird nun gezeigt, welchen Einfluss eine Absenkung der spezifischen Flächenleistung im kommenden Ausbau auf die Volllaststunden in der Zukunft haben könnte. Es wurde entsprechend angenommen, dass die spezifische Flächenleistung in den kommenden Ausbaujahren ab 2025 jährlich um 2% sinkt. Die resultierende spezifische Flächenleistung läge folglich im Jahr 2035 in der Region Hoher Norden bei 263 W/m², im Norden bei 248 W/m², in der Region Mitte bei 238 W/m² und im Süden bei 225 W/m². Eine entsprechende Entwicklung zeichnet sich aktuell nicht in den erteilten Genehmigungen (vgl. Abschnitt 2.2) ab.



Datengrundlage: [anemos 2019, 2020, 2021, 2022, 2023, 2024; BNetzA 2011, 2012, 2013, 2014a, 2014b, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022, 2023; Netztransparenz.de 2019, 2019, 2020, 2021, 2022, 2023, 2024b; SMARD 2025b]. Quelle: [Eigene Auswertung].

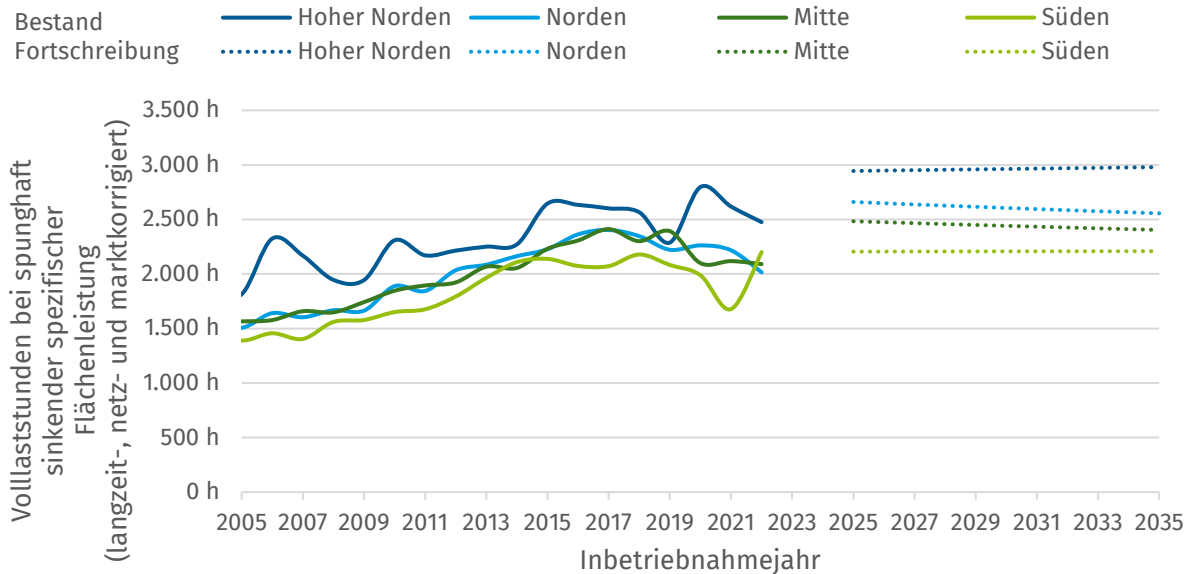
Abbildung 19

(Erwartete) Entwicklung der langzeit-, netz- und marktkorrigierten Volllaststunden bei jährlich um 2% sinkender durchschnittlicher spezifischer Flächenleistung auf Basis der Fortschreibung in Abhängigkeit von spezifischer Flächenleistung, Rotordurchmesser und Nabhöhe des erwarteten Zubaus

Die Absenkung der spezifischen Flächenleistung in den Jahren 2025 bis 2035 führt in allen Regionen zu einer Steigerung der erwarteten Volllaststunden. Im Vergleich zum Szenario aus Abschnitt 3.2.3 steigen die Volllaststunden bezogen auf das Jahr 2035 in der Region hoher Norden um 7%, um 8% im Norden, um 9% in der Region Mitte und um 4% in der Region Süden. Die Steigerung der Volllaststunden führt dabei bei gleichem Rotordurchmesser und gleicher Nabhöhe zu einer sinkenden Nennleistung der Anlagen und zu insgesamt niedrigeren Strommengen.

Wird hingegen von einer kurzfristigen regulatorischen Anpassung ausgegangen, die zu einem relevanten Anreiz von Anlagen mit niedrigerer spezifischer Flächenleistung führt, könnte eine sprunghaftere Veränderung der installierten Anlagentechnologie folgen. Erforderlich hierfür ist eine entsprechende Verfügbarkeit solcher Anlagen. Wie in Abschnitt 2.3 dargestellt, ging die Entwicklung von Anlagen mit größeren Rotordurchmessern mit einer stetigen Steigerung der Nennleistungen einher. Kombinationen von großem Rotordurchmesser mit kleiner Nennleistung, die zu deutlich niedrigeren spezifischen Flächenleistungen führen würden, sind auf dem deutschen Markt aktuell nicht verfügbar. Für das im Folgenden dargestellte Szenario, bei dem exemplarisch über alle Regionen hinweg die mittlere spezifische Flächenleistung sprunghaft um 25% gesenkt wird, wird eine entsprechende Technologieverfügbarkeit angenommen. Die Senkung

der spezifische Flächenleistung um 25% entspricht Werten von 242 W/m² im Hohen Norden, 227 W/m² im Norden, 219 W/m² in der Mitte und 207 W/m² im Süden.



Datengrundlage: [anemos 2019, 2020, 2021, 2022, 2023, 2024; BNetzA 2011, 2012, 2013, 2014a, 2014b, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022, 2023; Netztransparenz.de 2019, 2019, 2020, 2021, 2022, 2023, 2024b; SMARD 2025b]. Quelle: [Eigene Auswertung].

Abbildung 20

(Erwartete) Entwicklung der langzeit-, netz- und marktkorrigierten Volllaststunden bei um 25% reduzierter spezifischer Flächenleistung in allen Regionen auf Basis der Fortschreibung in Abhängigkeit von spezifischer Flächenleistung, Rotordurchmesser und Nabhöhe des erwarteten Zubaus

Abbildung 20 zeigt auf, dass eine sprunghafte Senkung der spezifischen Flächenleistung zu einem Anstieg des Niveaus der Volllaststunden in allen Regionen führt. Die Steigerung der Volllaststunden durch Senkung der spezifischen Flächenleistung wird durch die Senkung der Nennleistung der zu installierenden Anlagen erreicht. Einspeisespitzen werden dadurch reduziert. Die Senkung der spezifischen Flächenleistung führt dabei jedoch zur Reduktion des je Anlage erzielbaren Energieertrags, da Energieträge in Phasen mit Windstärken oberhalb der Nenngeschwindigkeit abgeschnitten werden.

4.2 EINFLUSS DER PARKWIRKUNGSGRAD

Ein weiterer Einflussfaktor auf die Höhe der Volllaststunden sind die Parkwirkungsgrade eines Vorhabens. Der Parkwirkungsgrad wird durch die Höhe der Abschattung einer Windenergieanlage durch benachbarte Anlagen bestimmt. Je enger Windenergieanlagen auf einer Windfläche gebaut werden, desto höher sind die Verluste durch Abschattung und desto niedriger ist der Parkwirkungsgrad. Abgesehen von den Einflüssen, die durch bereits bestehende Anlagen in der Umgebung erfolgen, liegt die Bestimmung des Windparklayouts und somit des resultierenden Parkwirkungsgrades in der Hand des zuständigen

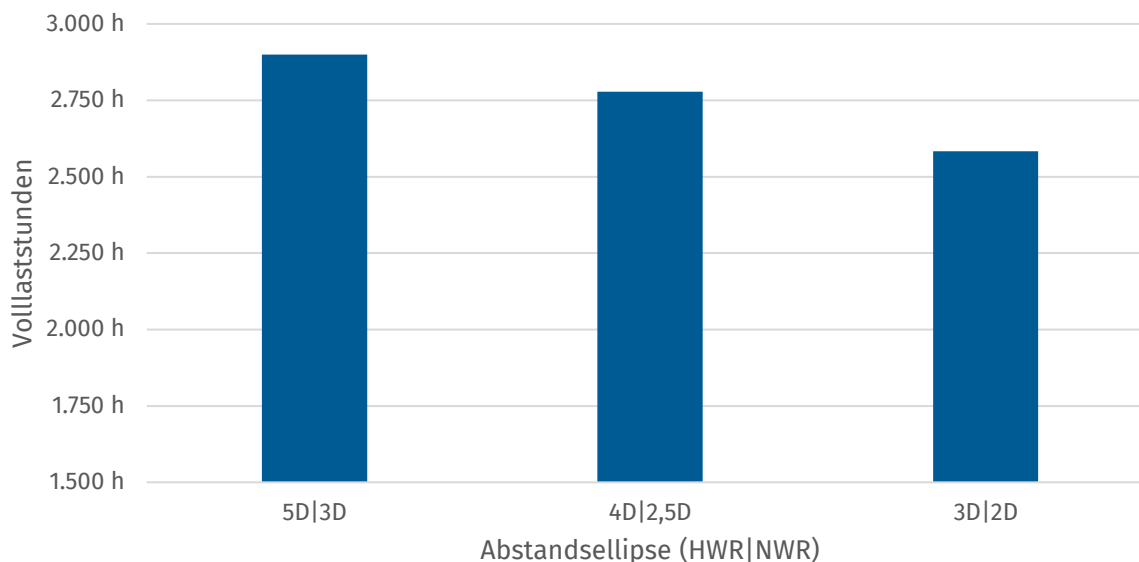
Projektentwicklers. Hier erfolgt eine Abwägung zwischen enger und lockerer Bebauung unter Berücksichtigung der erwarteten Gesamterzeugung. Grundlegend steigt auf einer bestehenden Windfläche bei sinkender Anlagenanzahl der Parkwirkungsgrad, jedoch sinkt auch die Gesamterzeugung.

Die Förderung der erneuerbaren Energien über das EEG basiert auf dem Referenzertragsmodell, welches zu einer höheren Förderung für Standorte mit niedrigeren Energieerträgen führt. Die sogenannte Standortdifferenzierung verfolgt insbesondere den Zweck, den Ausbau auch an weniger windhöffigen Standorten insbesondere im Süden des Landes zu ermöglichen und die Wettbewerbsfähigkeit solcher Standorte sicherzustellen. Wird der Gesamtenergieertrag eines Projektes durch engere Bebauung gesteigert, sinkt der Parkwirkungsgrad des Gesamtprojekts, da die Windverhältnisse durch die gegenseitige Abschattung der Anlagen verschlechtert werden. Die Anlagen werden mit niedrigerer Standortgüte bewertet und entsprechend gemäß EEG stärker gefördert.

Die Entscheidung für eine bestimmte Bebauungsdichte obliegt dem Projektentwickler. Zu berücksichtigen sind dabei neben der Förderhöhe auch die Investitionskosten, die Höhe der Energieerträge, der Flächenbedarf, die Standsicherheit der Anlagen und Synergieeffekte für größere Projekte. Entsprechend dieser Faktoren wird eine wirtschaftlich getriebene Entscheidung getroffen.

Im Folgenden wird ein beispielhaftes Projekt berechnet, um die Auswirkung einer veränderten Bebauungsdichte auf die Volllaststunden aufzuzeigen. Tatsächlich ist darauf hinzuweisen, dass die Parkwirkungsgrade nicht allein von der Bebauungsdichte eines Windenergieprojekts abhängen, sondern von vielen weiteren Faktoren, wie zum Beispiel Größe oder Layout des Projektes oder umgebenden Bestandsanlagen. Das folgende Beispiel basiert auf einem fiktiven Greenfield-Projekt mit 9 Windenergieanlagen mit einer spezifischen Flächenleistung von 300 W/m^2 . Zusätzlich zum Parkwirkungsgrad wurden weitere Verlustfaktoren (Verfügbarkeit, elektrischer Wirkungsgrad, Leistungsdegradation, Vereisung, genehmigungsrechtliche Abregelung) in Höhe von insgesamt 10% berücksichtigt. Mit enger werdender Bebauung könnte Sektormanagement erforderlich werden, um die Standsicherheit der Anlagen zu gewährleisten. Dies ist in der Beispielrechnung nicht berücksichtigt. Als Bebauungsdichten wurden Abstandsellipsen mit 5D (D=Rotordurchmesser), 4D und 3D in Hauptwindrichtung (HWR) und 3D, 2,5D und 2D in Nebenwindrichtung (NWR) angesetzt. Im betrachteten Beispiel liegen die Volllaststunden in der lockersten

Bebauungssituation (5D|3D) um rund 12% höher als im Fall der engsten Bebauung (3D|2D). Dabei bleibt unberücksichtigt, dass der Flächenbedarf für die Umsetzung der jeweiligen Bebauungsdichten erheblich variiert.



Datengrundlage: [Eigene Auswertung]. Quelle: [Eigene Auswertung].

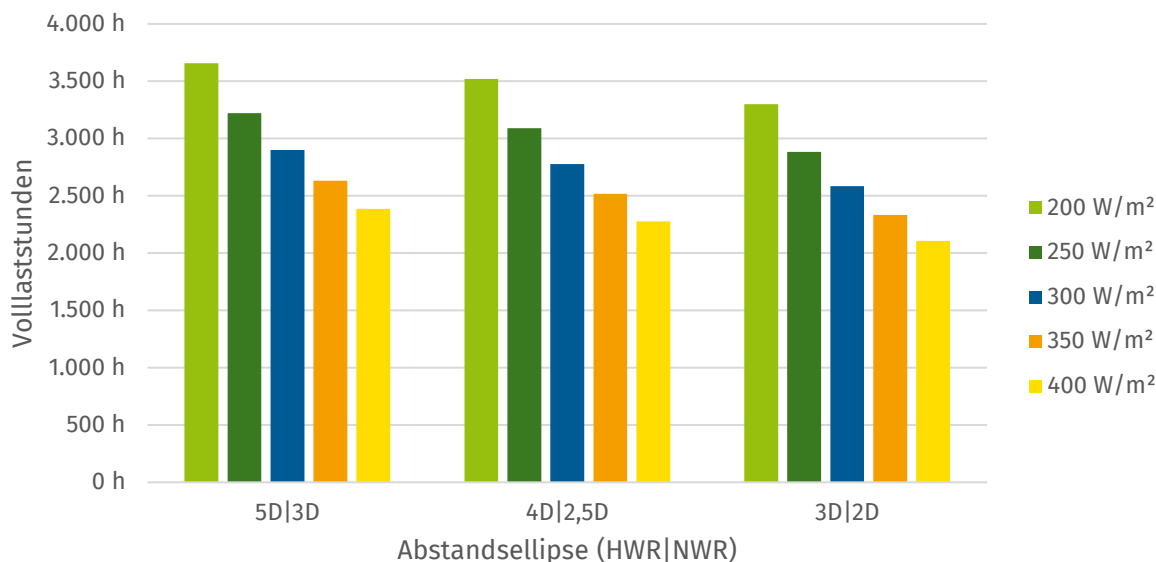
Abbildung 21

Volllaststunden für fiktive Beispielprojekte mit jeweils 9 Windenergieanlagen und unterschiedlichen Abstandsellipsen

Das Zusammenspiel des Einflusses der Bebauungsdichte und der in Abschnitt 4.1 diskutierten verwendeten spezifischen Flächenleistungen der ausgewählten Anlagentypen ist in Abbildung 22 dargestellt. Zur Darstellung der unterschiedlichen spezifischen Flächenleistung wurden jeweils Anlagen mit einheitlichem Rotordurchmesser und variierender Anlagenleistung ausgewählt. Wie in Abschnitt 2.3 aufgezeigt wurde, repräsentieren insbesondere Anlagen mit einer spezifischen Flächenleistung in Höhe von 200 oder 400 W/m² nicht die aktuell am Markt verfügbaren Konfigurationen. Die im aktuellen Ausbau durchschnittliche installierte Anlage weist eine spezifische Flächenleistung von rund 300 W/m² auf. Abbildung 22 macht den großen Einfluss der spezifischen Flächenleistung auf die Volllaststunden deutlich, der bereits in Kapitel 4.1 dargestellt wurde. Mit jeder Senkung der spezifische Flächenleistung um 50 W/m² steigen die Volllaststunden um rund 12%.

Sowohl eine lockere Bebauung der Flächen mit Windenergieanlagen als auch die Verwendung von Anlagen mit niedrigerer spezifischer Flächenleistung führen zu einer Steigerung der Volllaststunden, die je Anlage erzielt werden können. Der Flächenbedarf zur Installation einer bestimmten Anlagenzahl steigt hingegen, je lockerer die Bebauung gewählt wurde. Weiterhin sinkt die installierte Leistung je Anlage mit

sinkender spezifischer Flächenleistung bei gleichbleibendem Rotordurchmesser. Entsprechend führt die Steigerung der Volllaststunden aufgrund beider Maßnahmen zur Reduktion der gesamten Einspeisemenge bezogen auf eine bestimmte Fläche.



Datengrundlage: [Eigene Auswertung]. Quelle: [Eigene Auswertung].

Abbildung 22

Volllaststunden für fiktive Beispielprojekte mit jeweils 9 Windenergieanlagen und unterschiedlichen Abstandsellipsen sowie unterschiedlichen Anlagentypen (variierende spezifische Flächenleistung)

4.3 GENEHMIGUNGSRECHTLICHE ABREGELUNGEN UND WEITERE VERLUSTFAKTOREN

Die genehmigungsrechtlichen Abregelungen umfassen alle Maßnahmen zur Vermeidung negativer Auswirkungen des Windenergiebetriebs, die im Rahmen der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung festgelegt werden. Dies kann zum Beispiel Auflagen zur Abschaltung zur Vermeidung von Schallemissionen oder Schattenschlag oder zum Schutz von Tieren (Fledermäuse, Vögel) beinhalten. Moderne Windenergieanlagen sind fast ausnahmslos von genehmigungsrechtlichen Abregelungen betroffen [MaStR 2025], der Umfang der Abregelungen kann jedoch in Abhängigkeit vom Standort (Nähe zur Wohnbebauung, vorhandene Avifauna) und regionalen Regelungen variieren. Belastbare Daten, wie hoch die genehmigungsrechtlichen Abregelungen üblicherweise sind liegen nicht vor. Dennoch gilt: je restriktiver die Vorgaben zur Abregelung einer Windenergieanlage, desto niedriger sind die erreichbaren Volllaststunden. Eine Erhöhung der Volllaststunden durch Senkung der genehmigungsrechtlichen Abregelung ist nur bedingt möglich, da diese zu Ungunsten des jeweils zu schützenden Gutes gehen. Ein Beispiel für eine solche Anpassung

stellte der § 31k BImSchG dar, der im Rahmen der Energiekrise Abweichungen von Vorgaben zu nächtlichen Geräuschwerten und zur Vermeidung von Schattenwurf bei Windenergieanlagen ermöglichte. Auch ist es zum Beispiel im Bereich des Artenschutzes möglich, durch intensives Monitoring erforderliche Abschaltzeiten zu optimieren.

Zur Erhöhung der Volllaststunden können weiterhin externe Maßnahmen ergriffen werden. Hier ist insbesondere die seit 2025 zulässige Überbauung von Netzanschlüssen zu erwähnen. Diese ermöglicht es, an einem Netzanschluss mehr Leistung als die Netzanschlusskapazität anzuschließen. Dies ist insbesondere bei der Kombination von Windenergie- und Photovoltaikanlagen aufgrund der Komplementarität der zu erwartenden Einspeisung interessant, jedoch ist die Überbauung nicht auf diese Technologiekombination beschränkt. In der technischen Folge wird in Zeiträumen, in denen das angeschlossene Projekt mehr Strom erzeugt als die Netzanschlussleistung zulässt, eine Abregelung vorgenommen. Dies erhöht die Volllaststunden des Netzanschlusses.

Es gibt weitere Faktoren, die die Volllaststunden beeinflussen, jedoch nicht oder nur indirekt durch den Projektentwickler beeinflusst werden können. Vereisungsverluste, die tendenziell im Süden und Südosten höher liegen als im Norden, werden je nach Standort mit 0% bis 3,5% angesetzt [FGW 2023]. Im Zeitverlauf kann mit steigendem Alter einer Anlage eine Absenkung der Volllaststunden durch Leistungsdegradation erfolgen. Diese resultiert aus der Degradation der Oberfläche der Rotorblätter nach längerem Betrieb oder auch temporär durch das Ansetzen von Schmutz auf den Blättern. Auch die technische Verfügbarkeit der Windenergieanlagen beeinflusst die Volllaststunden. Üblicherweise wird diese mit 3% angesetzt [FGW 2023]. Gemäß EEG werden Verluste von höchstens 2% des Bruttostromertrags bei der Ermittlung der Standortgüte berücksichtigt. Damit besteht bereits ein Anreiz, die Verfügbarkeit der Anlagen zu optimieren.

4.4 SCHLUSSFOLGERUNG

Die positive Entwicklung der Volllaststunden von Windenergieanlagen stagniert seit Ende der 2010er Jahre. Dies reflektiert auch die Fortschreibung der Volllaststunden für kommende Ausbaujahre, die bei vergleichbaren Anreizen voraussichtlich nicht zu einer weiteren Steigerung der Volllaststunden führt. Dies widerspricht bisherigen Annahmen (vgl. [DWG 2020]), die den fortlaufenden Ausbau der Windenergie mit weiterhin steigenden Volllaststunden assoziiert hatte.

Höhere Volllaststunden gehen einher mit gleichmäßigerer Einspeisung (vollständig gleichmäßige Einspeisung ist ohne intensiven

Speichereinsatz bei einer fluktuierenden Energieressource wie dem Wind nicht möglich) und einer besseren Auslastung der jeweiligen Netzanbindungen. Die Höhe der Volllaststunden hängt von verschiedensten Einflussfaktoren ab. Das Winddargebot, die Netzkapazität und die Nachfrage an der Strombörse können vom Projektentwickler nicht beeinflusst werden. Da die Höhe der Volllaststunden nicht allein von diesen abhängig ist, könnten für künftig zu errichtende Projekte Maßnahmen ergriffen werden, um höhere Volllaststunden anzureizen. Diese gehen jedoch mit einer Reduktion der erzielbaren Energieerträge auf den betreffenden Flächen einher. Um Branchenakteure zur Veränderung der bisher gewählten Projektkonfigurationen im Sinne höherer Volllaststunden anzuregen, sind abweichende wirtschaftliche Anreize erforderlich. Diese könnten insbesondere die Auswahl der spezifischen Flächenleistung und die aus dem Layout eines Windparks resultierenden Parkwirkungsgrade adressieren.

LITERATUR- UND QUELLENVERZEICHNIS

- AGEE-Stat, Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik. (2024). *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland*.
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland_deu.pdf
- anemos, anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH. (2019). *Wind- und Ertragsindex Report für das Jahr 2018*.
https://www.anemos.de/files/windatlanten/anemos_Windreport_2018.pdf
- anemos, anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH. (2020). *Wind- und Ertragsindex Report für das Jahr 2019*.
https://www.anemos.de/files/windatlanten/anemos_Windreport_2019.pdf
- anemos, anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH. (2021). *Wind- und Ertragsindex Report 2020*. https://www.anemos.de/files/windatlanten/anemos_Windreport_2020.pdf
- anemos, anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH. (2022). *Wind- und Ertragsindex Report 2021*. https://www.anemos.de/files/windatlanten/anemos_Windreport_2021.pdf
- anemos, anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH. (2023). *Wind- und Ertragsindex Report 2022*. https://www.anemos.de/files/windatlanten/anemos_Windreport_2022.pdf
- anemos, anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH. (2024). *Wind- und Ertragsindex Report 2023*. https://www.anemos.de/files/windatlanten/anemos_Windreport_2023.pdf
- Betreiber-Datenbasis (Hrsg.). (2017). *BDB-Index: Version 2017 (Referenzjahre 2002 bis 2016) für das jeweilige Windjahr*.
- BKG, Bundesamt für Kartographie und Geodäsie. (2021). *Verwaltungsgebiete 1:250 000* (Bundesamt für Kartographie und Geodäsie, Hrsg.).
https://gdz.bkg.bund.de/index.php/default/digitale-geodaten/verwaltungsgebiete.html?__store=default
- BNetzA, Bundesnetzagentur. (2011). *Monitoringbericht 2010*.
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2010.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- BNetzA, Bundesnetzagentur. (2012). *Monitoringbericht 2011*.
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2011/MonitoringBericht2011.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- BNetzA, Bundesnetzagentur. (2013). *Monitoringbericht 2012* (3. Auflage).
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2012/MonitoringBericht2012.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- BNetzA, Bundesnetzagentur. (2014a). *Monitoringbericht 2013*.
https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2013/131217_monitoringbericht2013.pdf
- BNetzA, Bundesnetzagentur. (2014b). *Monitoringbericht 2014*.
https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2014/monitoringbericht_2014_bf.pdf
- BNetzA, Bundesnetzagentur. (2015). *Monitoringbericht 2015*.
https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringbericht_2015_ba.pdf
- BNetzA, Bundesnetzagentur. (2016). *3. Quartalsbericht 2015 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen - Viertes Quartal 2015 sowie Gesamtjahresbetrachtung 2015*.
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2016/Quartalsbericht_Q4_2015.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- BNetzA, Bundesnetzagentur. (2017). *Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen - Viertes Quartal und Gesamtjahr 2016*.
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2017/Quartalsbericht_Q4_Gesamt_2016.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- BNetzA, Bundesnetzagentur. (2018). *Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen - Gesamtjahr und Viertes Quartal 2017*.
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2018/Quartalsbericht_Q4_Gesamt_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- BNetzA, Bundesnetzagentur. (2019). *Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen - Gesamtjahr und Viertes Quartal 2018*.
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Quartalsbericht_Q4_2018.pdf?__blob=publicationFile&v=1

- BNetzA, Bundesnetzagentur. (2020). *Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit - Gesamtes Jahr 2019*.
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Gesamtjahr_2019.pdf
- BNetzA, Bundesnetzagentur. (2021). *Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit - Gesamtes Jahr 2020*.
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Gesamtjahr_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- BNetzA, Bundesnetzagentur. (2022). *Netzengpassmanagement - Gesamtes Jahr 2021*.
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Zahlen%20Ganzes%20Jahr2021.pdf
- BNetzA, Bundesnetzagentur. (2023). *Netzengpassmanagement - Gesamtjahr 2022*.
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Ganzjahreszahlen2022.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- DWG, Deutsche WindGuard. (2017). *Kostendruck und Technologieentwicklung im Zuge der ersten Ausschreibungsrunden für die Windenergie an Land* (SP17016A2; S. 44).
https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2017/Kostendruck%20und%20Technologieentwicklung%20im%20Zuge%20der%20ersten%20Ausschreibungsrunden%20f%C3%BCr%20die%20Windenergie%20an%20Land.pdf
- DWG, Deutsche WindGuard. (2020). *Volllaststunden von Windenergieanlagen an Land - Entwicklung, Einflüsse, Auswirkungen*.
https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2020/Volllaststunden%20von%20Windenergieanlagen%20an%20Land%202020.pdf
- DWG, Deutsche WindGuard, ZSW, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, SUER, Stiftung Umweltenergierecht, & BioConsult SH. (2023). *Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017) zum spartenspezifischen Vorhaben Windenergie an Land*.
- FGW. (o. J.). *Refer.*
- FGW. (2023). *Technische Richtlinie für Windenergieanlagen - Teil 6 (TR6) Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen* (Revision 12).
- MaStR, Bundesnetzagentur. (2025). *Marktstammdatenregister (MaStR) mit diversen eigenen Datenkorrekturen und Ergänzungen*. <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>
- Netztransparenz.de, Informationsplatzform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. (2019). *Bewegungsdaten zur Jahresabrechnung 2018*.
<https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen>
- Netztransparenz.de, Informationsplatzform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. (2020). *Bewegungsdaten zur Jahresabrechnung 2019*.
<https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen>
- Netztransparenz.de, Informationsplatzform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. (2021). *Bewegungsdaten zur Jahresabrechnung 2020*.
<https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen>
- Netztransparenz.de, Informationsplatzform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. (2022). *Bewegungsdaten zur Jahresabrechnung 2021*.
<https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen>
- Netztransparenz.de, Informationsplatzform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. (2023). *Bewegungsdaten zur Jahresabrechnung 2022*.
<https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen>
- Netztransparenz.de, Informationsplatzform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. (2024a). *Online-Hochrechnung der tatsächlichen Erzeugung von Strom aus Windenergie Onshore*.
<https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/Transparenzanforderungen/Marktpr%C3%A4mie/Online-Hochrechnung-der-tats%C3%A4chlichen-Erzeugung-von-Strom-aus-Windenergie-Onshore>
- Netztransparenz.de, Informationsplatzform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. (2024b). *Bewegungsdaten zur Jahresabrechnung 2023*.
<https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen>
- SMARD, Bundesnetzagentur. (2025a). *Marktdaten - Stromerzeugung - Realisierte Erzeugung - Deutschland*. <https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten>
- SMARD, Bundesnetzagentur. (2025b). *Strom: Redispatch je Energieträger - Erhöhung und Reduzierung je Energieträger seit Juli 2022*.
<https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten>