

VOLLASTSTUNDEN VON  
WINDENERGIEANLAGEN AN LAND –  
ENTWICKLUNG, EINFLÜSSE,  
AUSWIRKUNGEN

# VOLLASTSTUNDEN VON WINDENERGIEANLAGEN AN LAND – ENTWICKLUNG, EINFLÜSSE, AUSWIR- KUNGEN

---

Kurztitel: Volllaststunden von Windenergieanlagen an Land

Bearbeitung: **DEUTSCHE  
WINDGUARD**  
Rasmus Borrman  
Dr. Knud Rehfeldt  
Dr. Dennis Kruse

Foto Titelseite: -  
Projektnummer: VW20082  
Berichtsnummer: SP20004A2

Auftraggeber: Bundesverband WindEnergie e.V.  
Neustädtische Kirchstraße 6  
10117 Berlin

Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V.  
Marienstraße 14  
40212 Düsseldorf

Varel, 05. Oktober 2020

**DEUTSCHE**  
**WINDGUARD**

Deutsche WindGuard GmbH  
Oldenburger Straße 65  
26316 Varel

Telefon           04451 9515 0  
Telefax           04451 9515 29  
E-Mail            info@windguard.de  
URL               <http://www.windguard.de/>

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 54 Seiten inklusive Deckblatt.

# INHALTSVERZEICHNIS

---

KURZFASSUNG .....	V
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS .....	XII
ABBILDUNGSVERZEICHNIS .....	XII
TABELLENVERZEICHNIS .....	XIII
<b>1 HINTERGRUND UND ZIELSETZUNG .....</b>	<b>1</b>
<b>2 BISHERIGE ENTWICKLUNG DER VOLLLASTSTUNDEN .....</b>	<b>2</b>
2.1 DEFINITIONEN .....	2
2.2 ENTWICKLUNG DER ANLAGENTECHNIK .....	4
2.2.1 Nennleistung .....	5
2.2.2 Anlagengrösse .....	6
2.2.3 Spezifische Nennleistung .....	10
2.3 ENTWICKLUNG DER VOLLLASTSTUNDEN .....	11
2.3.1 Berücksichtigung von Einspeisemanagement .....	12
2.3.2 Langzeitbezug .....	15
2.3.3 Volllaststunden unterschiedlicher Anlagenjahrgänge .....	16
2.3.4 Volllaststunden des Kraftwerkparks .....	17
<b>3 ZUKÜNFTIGE ENTWICKLUNG DER VOLLLASTSTUNDEN .....</b>	<b>20</b>
3.1 AKTUELLE ANLAGEN .....	21
3.2 ANLAGENGRÖSSE .....	22
3.3 SPEZIFISCHE NENNLEISTUNG .....	26
3.4 FLÄCHENPOTENZIAL UND WINDBEDINGUNGEN .....	27
3.5 LEISTUNGSKENNLINIEN .....	29
3.6 ERTRAGSMINDERNDE EFFEKTE .....	31
3.7 VOLLLASTSTUNDEN .....	32
<b>4 ERTRAGSPOTENZIAL AUF AUSGEWIESENEN FLÄCHEN .....</b>	<b>34</b>
<b>5 FAZIT .....</b>	<b>38</b>
LITERATURVERZEICHNIS .....	40

## KURZFASSUNG

---

Die Volllaststunden sind ein Maß für den Nutzungsgrad einer Windenergieanlage.

Die Volllaststunden einer Windenergieanlage werden aus dem Verhältnis aus Energieertrag zu Nennleistung ermittelt und in Stunden pro Jahr angegeben. Sie sind ein Maß für den Nutzungsgrad einer Windenergieanlage. Erreicht eine Windenergieanlage eine hohe Volllaststundenzahl, geht dies in der Regel auch mit einer vergleichsweise geringen Volatilität der Einspeiseleistung einher.

Volllaststunden sollten gemeinsam mit dem Energieertrag bewertet werden.

Verfügen zwei Anlagen gleicher Nabenhöhe und gleichen Rotordurchmessers über eine unterschiedliche Nennleistung, wird die leistungsschwächere Anlage an einem vergleichbaren Standort mehr Volllaststunden, aber einen geringeren jährlichen Energieertrag erreichen. Der Volllaststundenwert sollte daher in Verbindung mit dem Energieertrag bewertet werden.

Volllaststunden können auch als Mittelwert für die Gesamtheit aller Windenergieanlagen an Land in Deutschland angegeben werden. Dieser Wert ist eine wichtige Kenngröße, um von der installierten Gesamtleistung auf die zu erwartende Stromerzeugung zu schließen.

Ziel der Studie: Abschätzung der Volllaststunden und des Energieertrags zukünftiger Anlagen.

Zielsetzung der vorliegenden Untersuchung ist es, eine Einschätzung zur zukünftigen Entwicklung der Volllaststunden von Windenergieanlagen an Land zu treffen und den damit möglichen Energieertrag abzuschätzen.

Dafür wird die bisherige Entwicklung der Anlagentechnologie auf der Grundlage der verfügbaren Anlagenstammdaten [BNetzA 2019b, BNetzA 2020, ÜNB 2019b] dargestellt. Es folgt die Analyse der in den Jahren 2017 und 2018 erreichten Volllaststunden der Anlagenjahrgänge 2000 bis 2017 auf der Basis der von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten Energieerträge [ÜNB 2018, ÜNB 2019a].

Die Darstellung der Entwicklungen von Anlagentechnologie und Volllaststunden erfolgt für vier Regionen:

Tabelle A:  
Zuordnung der Bundesländer zu Regionen

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

Die Entwicklungen der Anlagentechnologie sowie der Volllaststunden werden hier stets nach Anlagenjahrgängen gruppiert dargestellt. Das heißt, es wird der Mittelwert für alle Anlagen gebildet, die in einem Jahr in Betrieb gehen.

Windenergieanlagen sind in der Vergangenheit immer größer geworden. Es wird erwartet, dass sich dieser Trend auch in den kommenden zehn Jahren fortsetzt.

Abbildung A zeigt die bisherige Entwicklung des mittleren Rotordurchmessers sowie die erwartete Entwicklung bis zum Jahr 2030. Der mittlere Rotordurchmesser hat sich von rund 60 m im Jahr 2000 bis zum Jahr 2019 etwa verdoppelt, wobei dieser im Süden meist etwas höher lag als im Norden. Es wird davon ausgegangen, dass sich diese Entwicklungen weiter fortsetzen und im Jahr 2030 im Süden ein mittlerer Rotordurchmesser von 170 m erreicht wird, während dieser in Schleswig-Holstein mit 145 m deutlich niedriger liegen könnte.

Die bisherige Entwicklung und die erwartete zukünftige Entwicklung der mittleren Nabenhöhe sind in Abbildung B dargestellt. Für die bisherige Entwicklung ist ein klares Süd-Nord-Gefälle erkennbar, das auf die geringeren Windgeschwindigkeiten im Süden zurückzuführen ist. Für die Prognose der Volllaststunden wird angenommen, dass die mittlere Höhe der unteren Blattspitze auf dem momentanen Niveau verbleibt und der mittlere Rotordurchmesser wie zuvor dargestellt anwächst. Für das Jahr 2030 werden im Süden eine mittlere Nabenhöhe von 167 m und in Schleswig-Holstein eine mittlere Nabenhöhe von 116 m erwartet.

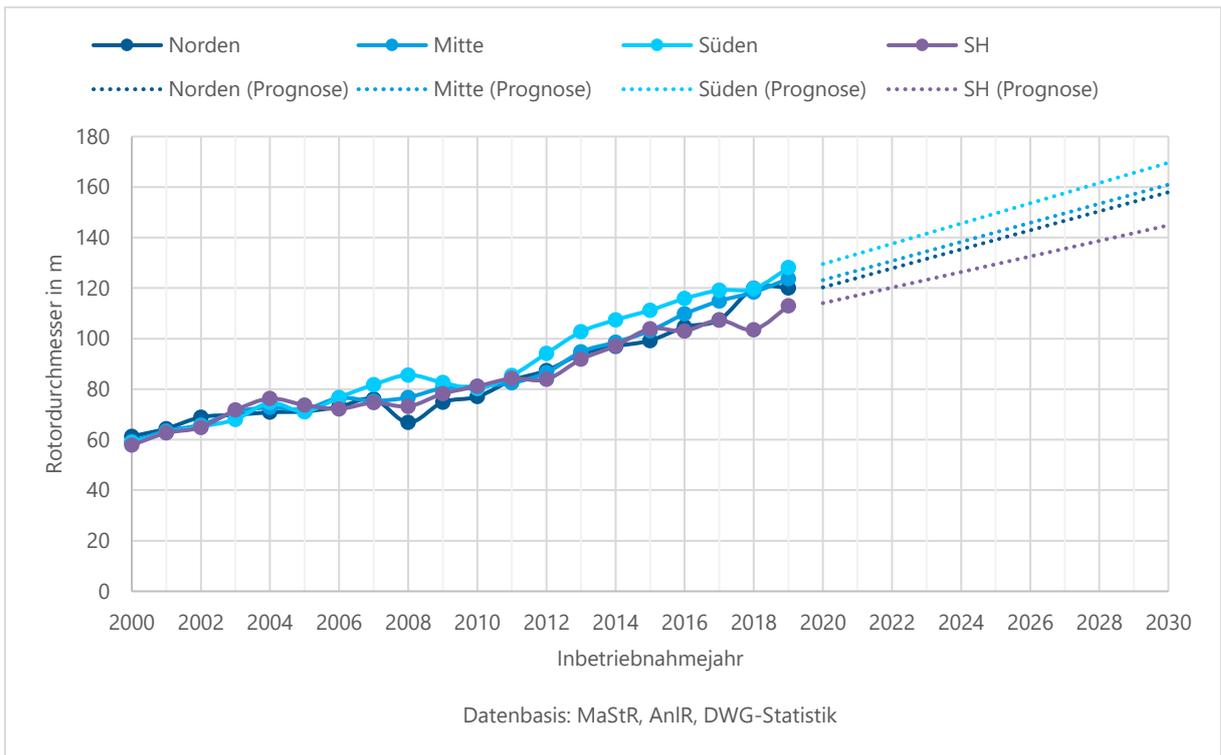


Abbildung A:  
Prognose für die Entwicklung des mittleren Rotordurchmessers

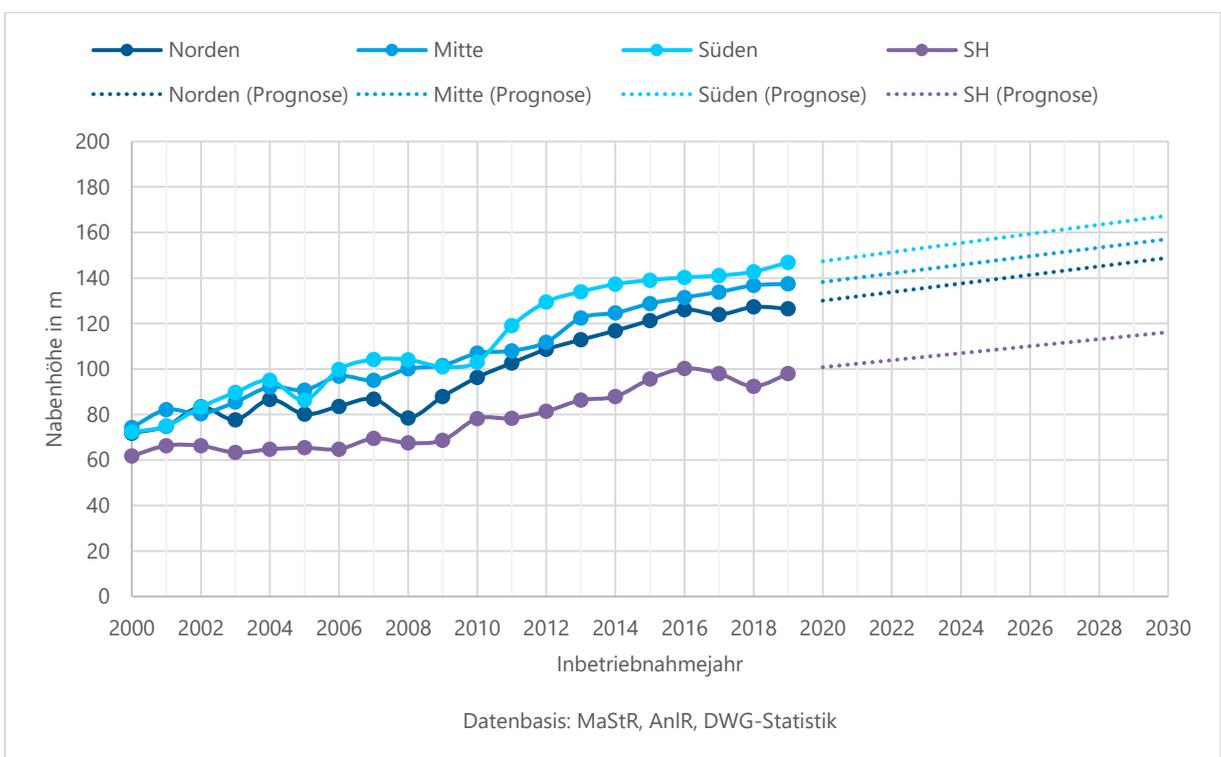


Abbildung B:  
Prognose für die Entwicklung der mittleren Nabenhöhe

Für die Abschätzung der Volllaststunden zukünftiger Anlagen spielt das Verhältnis aus Nennleistung zur überstrichenen Rotorfläche, hier als spezifische Nennleistung bezeichnet, eine entscheidende Rolle. Abbildung C zeigt, dass die mittlere spezifische Nennleistung im Zeitraum von 2012 bis 2019 in allen Regionen deutlich gesunken ist, wobei sich diese mindestens in der Mitte und im Süden zuletzt zu stabilisieren schien. Gleichzeitig ist ein Nord-Süd-Gefälle der spezifischen Nennleistung erkennbar, das auf die höheren Windgeschwindigkeiten im Norden zurückzuführen ist.

Die mittlere spezifische Nennleistung ist seit 2012 gesunken. Für die Abschätzung der Volllaststunden wird angenommen, dass sich die spezifische Nennleistung zukünftig zwischen  $230 \text{ W/m}^2$  und  $350 \text{ W/m}^2$  bewegt.

Die weitere Entwicklung der spezifischen Nennleistung ist unsicher und hängt auch von der Entwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen ab. Die Prognose der Volllaststunden erfolgt daher für drei unterschiedliche Szenarien. Basierend auf einer Auswertung der aktuellen Anlagen-Plattformen von fünf Herstellern, werden die Volllaststunden für Extremwerte der spezifischen Nennleistung von  $230 \text{ W/m}^2$  und  $350 \text{ W/m}^2$  bestimmt. Zusätzlich werden die Volllaststunden für die regionalen Mittelwerte der spezifischen Nennleistung der letzten drei Jahre, wie in Abbildung C dargestellt, berechnet.

Für die Analyse der Volllaststunden bestehender Anlagen werden die tatsächlich erreichten Energieerträge auf die entsprechenden Energieerträge bei mittleren Windverhältnissen umgerechnet und um den Einfluss des Einspeisemanagements bereinigt. Abbildung D zeigt die korrigierten Volllaststunden im Jahr 2018 für die Anlagenjahrgänge 2000 – 2017 sowie die erwarteten Volllaststunden für die kommenden Anlagenjahrgänge bis 2030.

Es wird deutlich, dass neuere Anlagen im Jahr 2018 tendenziell höhere Volllaststunden erreicht haben. Wesentliche Einflussfaktoren dürften die Steigerung der Nabenhöhe sowie das Absinken der spezifischen Nennleistung sein. Als weitere Effekte können Alterungserscheinungen bei den Altanlagen sowie verbesserte Anlagen- und Parkwirkungsgrade und höhere Anlagenverfügbarkeiten neuerer Anlagen vermutet werden. Darüber hinaus zeigt sich, dass im Norden höhere Volllaststunden erreicht wurden als im Süden, was durch die höheren Windgeschwindigkeiten zu begründen ist.

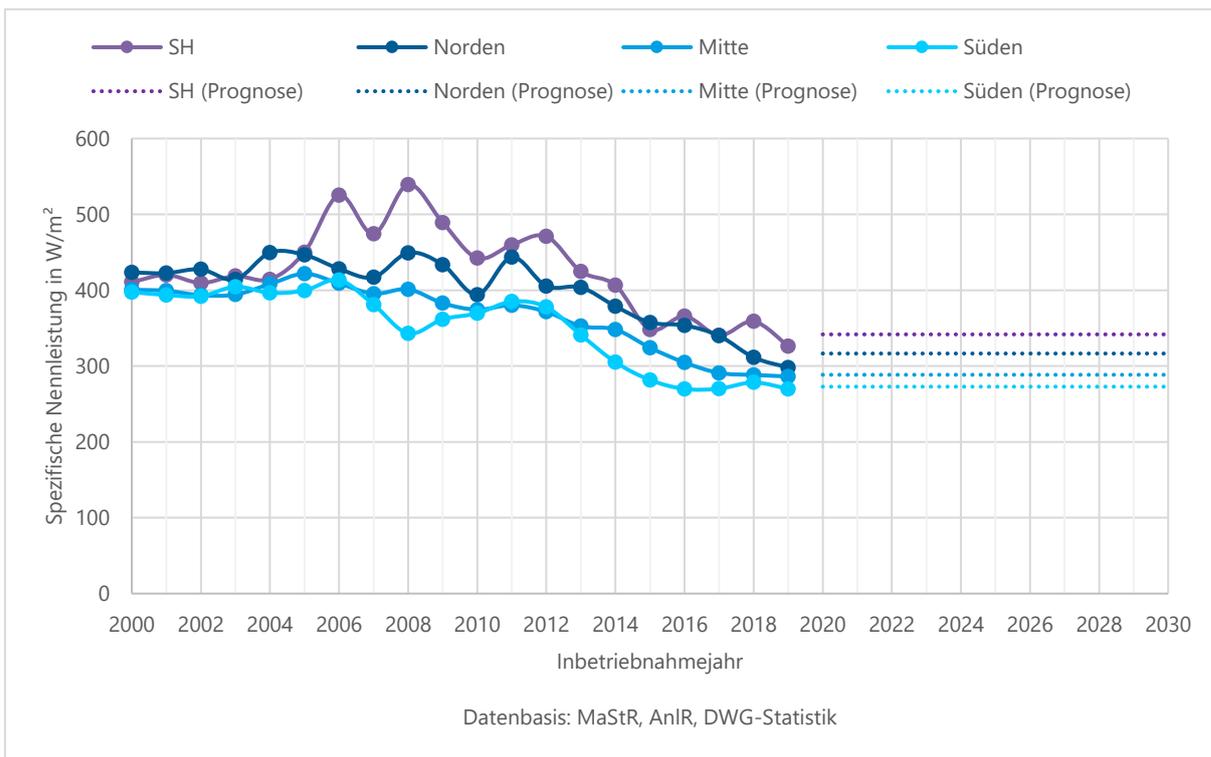


Abbildung C:  
Prognose für die Entwicklung der mittleren spezifischen Nennleistung

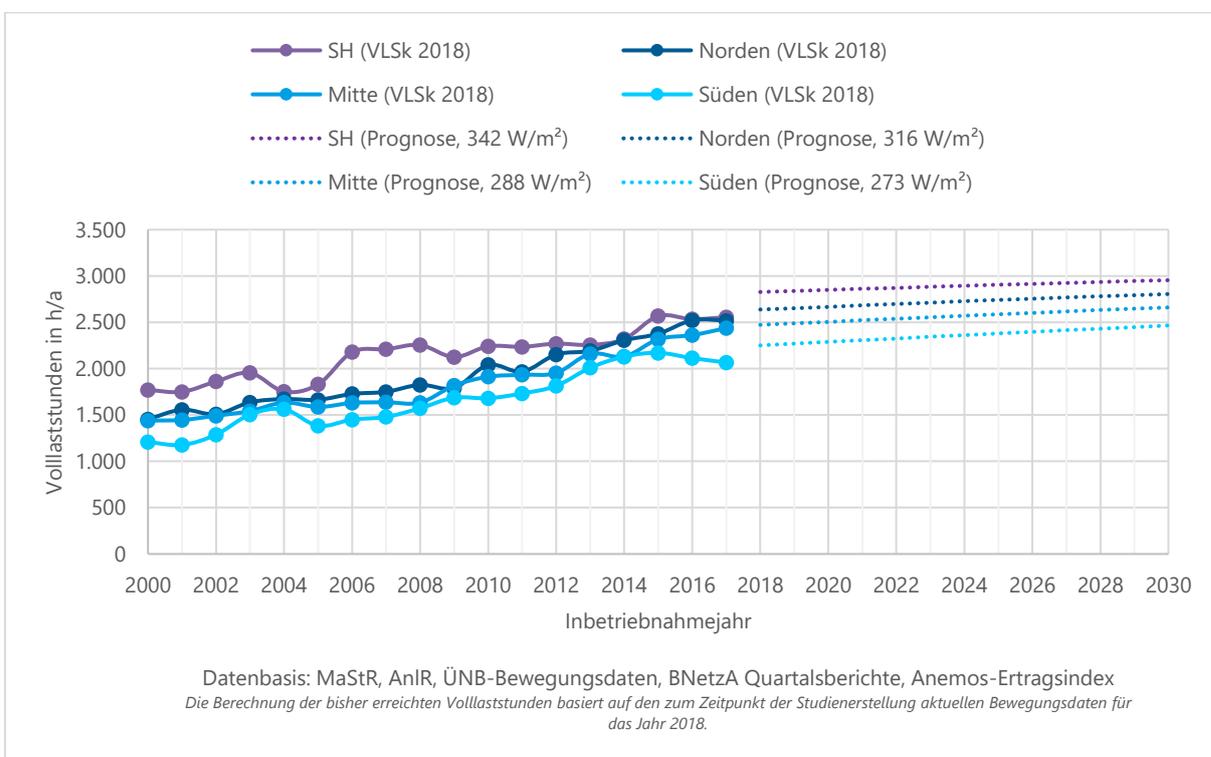


Abbildung D:  
Prognose der Entwicklung der mittleren Volllaststunden je Inbetriebnahmejahr (VLSk 2018: Volllaststunden im Betriebsjahr 2018, einsman- und langzeitkorrigiert)

Die mittleren Volllaststunden neuer Anlagen werden wohl auch weiterhin moderat ansteigen.

Die Prognose der Volllaststunden zukünftiger Anlagen erfolgt auf der Grundlage der hier dargestellten Annahmen zur Anlagenentwicklung sowie des vom Umweltbundesamt veröffentlichten Potenzials ausgewiesener Flächen für die Nutzung durch Windenergieanlagen [Navigant & F-IEE 2019]. Unter diesen Annahmen kann davon ausgegangen werden, dass die Volllaststunden neuer Anlagen auch weiterhin leicht steigen werden, wie Abbildung D zeigt.

Demnach können für Neuanlagen mit Inbetriebnahme im Jahr 2030 in Schleswig-Holstein ohne Ausfallarbeit durch Einspeisemanagement im Mittel rund 3.000 Volllaststunden erwartet werden. In den anderen Regionen liegen die erwarteten mittleren Volllaststunden mit Werten von 2.800 im Norden, knapp 2.700 in der Mitte und knapp 2.500 im Süden ebenfalls auf hohem Niveau.

An Standorten mit besonders guten Windbedingungen in Schleswig-Holstein mit mittleren Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe von über 8,2 m/s können je nach Anlagentechnologie zwischen 3.300 Volllaststunden bei einer spezifischen Nennleistung von 350 W/m<sup>2</sup> und 4.000 Volllaststunden bei einer spezifischen Nennleistung von 230 W/m<sup>2</sup> erreicht werden. Aber auch im Süden werden an guten Standorten in hohen Nabenhöhen mittlere Windgeschwindigkeiten von über 7,5 m/s erreicht. Dies führt mit Werten von 2.900 bei einer spezifischen Nennleistung von 350 W/m<sup>2</sup> bis 3.500 bei einer spezifischen Nennleistung von 230 W/m<sup>2</sup> ebenfalls zu hohen Volllaststunden.

Bis zum Jahr 2030 könnten auf ausgewiesenen Flächen zusätzliche Anlagen mit einer Leistung von insgesamt 59 GW installiert werden. Hiermit wäre ein Energieertrag von etwa 153 TWh/a möglich.

Die rechtskräftig ausgewiesenen oder in Aufstellung befindlichen Flächen machen aktuell einen Anteil von 0,9% an der Fläche Deutschlands aus [Navigant & F-IEE 2019]. Auf dieser Fläche ließen sich unter Berücksichtigung aller Bestandsanlagen (Stichtag: 31.12.2017), welche noch im Jahr 2030 in Betrieb sein werden, gut 12.600 zusätzliche Windenergieanlagen der für die kommenden zehn Jahre zu erwartenden Größen installieren. Verharrt die mittlere spezifische Nennleistung wie angenommen auf dem aktuellen regionalen Niveau, kann mit diesem Zubau eine Gesamtleistung von 59 GW und ein Energieertrag von 153 TWh pro Jahr erreicht werden. Dies entspricht im Mittel 2.590 Volllaststunden. Gemeinsam mit den Bestandsanlagen, die auch über das Jahr 2030 noch in Betrieb sein werden, ließe sich so eine installierte Gesamtleistung von 85 GW und ein jährlicher Stromertrag von etwa 212 TWh erreichen.

Eine zusätzlich durchgeführte Potenzialabschätzung zeigt den möglichen Energieertrag, falls die ausgewiesene Fläche in allen Regionen 2% der Landesfläche betrüge und es keine Einschränkungen durch Bestandsanlagen gäbe. Unter der Annahme der dargestellten mittleren Anlagentechnologie für das kommende Jahrzehnt ließe sich mit rund 40.000 Anlagen und einer installierten Gesamtleistung von 200 GW ein Energieertrag von etwa 500 TWh pro Jahr erreichen.

## ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AnlR	EEG-Anlagenregister
EinsMan	Einspeisemanagement
MaStR	Marktstammdatenregister
SH	Schleswig-Holstein
VLS	Volllaststunden
VLSk	Volllaststunden, einsman- und langzeitkorrigiert
WEA	Windenergieanlagen

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1:	Mittlere Nennleistung je Inbetriebnahmejahr .....	6
Abbildung 2:	Mittlerer Rotordurchmesser je Inbetriebnahmejahr .....	7
Abbildung 3:	Mittlere Nabenhöhe je Inbetriebnahmejahr .....	7
Abbildung 4:	Mittlere Gesamthöhe je Inbetriebnahmejahr .....	9
Abbildung 5:	Mittlere Höhe der unteren Blattspitze je Inbetriebnahmejahr .....	9
Abbildung 6:	Mittlere spezifische Nennleistung je Inbetriebnahmejahr .....	11
Abbildung 7:	Volllaststunden unterschiedlicher Anlagenjahrgänge .....	17
Abbildung 8:	Entwicklung des Anlagenbestands [DWG 2020] .....	18
Abbildung 9:	Entwicklung der Volllaststunden des Kraftwerksparks aller Windenergieanlagen an Land .....	19
Abbildung 10:	Spezifische Nennleistung aktueller Anlagen .....	22
Abbildung 11:	Prognose für die Entwicklung des mittleren Rotordurchmessers .....	23
Abbildung 12:	Prognose für die Entwicklung der mittleren Höhe der unteren Blattspitze .....	24
Abbildung 13:	Prognose für die Entwicklung der mittleren Nabenhöhe .....	25
Abbildung 14:	Prognose für die Entwicklung der mittleren Gesamthöhe .....	25
Abbildung 15:	Prognose für die Entwicklung der mittleren spezifischen Nennleistung .....	26
Abbildung 16:	Prognose für die Entwicklung der mittleren Nennleistung .....	27

Abbildung 17: Leistungskennlinien für drei Windenergieanlagen mit unterschiedlicher spezifischer Nennleistung ..... 29

Abbildung 18: Bruttostromertrag in Abhängigkeit von der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe ..... 30

Abbildung 19: Bruttovolllaststunden in Abhängigkeit von der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe ..... 30

Abbildung 20: Prognose der Entwicklung der mittleren Volllaststunden je Inbetriebnahmejahr (VLSk: Volllaststunden, einsman- und langzeitkorrigiert) ..... 33

## TABELLENVERZEICHNIS

---

Tabelle 1: Zuordnung der Bundesländer zu Regionen ..... 3

Tabelle 2: Ausfallarbeit bei Windenergieanlagen an Land je Bundesland ..... 13

Tabelle 3: Anteil der Ausfallarbeit an der möglichen Stromerzeugung je Bundesland ..... 14

Tabelle 4: Ausgewiesene Windfläche je Region und Windgeschwindigkeitsklasse (Datengrundlage: Navigant & F-IEE 2019) ..... 28

Tabelle 5: Mittlere Volllaststunden für Anlagen mit Inbetriebnahme im Jahr 2030 ..... 33

Tabelle 6: Anteil ausgewiesene Windfläche an der Gesamtfläche (Datengrundlage: Navigant und F-IEE 2019) ..... 34

Tabelle 7: Potenzial der Nennleistung und des Stromertrags (Datengrundlage: Navigant & F-IEE 2019) ..... 36

Tabelle 8: Potenzial auf ausgewiesenen Windflächen (Datengrundlage: Navigant & F-IEE 2019) ..... 37

# 1 HINTERGRUND UND ZIELSETZUNG

Volllaststunden sind ein Maß für den Nutzungsgrad einer Windenergieanlage.

Die Volllaststunden stellen den Zusammenhang zwischen installierter Leistung und Energieertrag her.

Volllaststunden können auch als Indikator für die Volatilität der Einspeisung interpretiert werden.

Volllaststunden sollten gemeinsam mit dem Energieertrag betrachtet werden.

Die Volllaststunden sind ein Maß für den Nutzungsgrad einer Stromerzeugungsanlage und bezeichnen die Zeit, die eine Anlage bei Nennlast betrieben werden müsste, um dieselbe Stromproduktion zu erreichen, wie diese über den gesamten Bezugszeitraum mit schwankender Erzeugungsleistung erreicht hat. Die Volllaststunden von Windenergieanlagen werden in der Regel pro Kalenderjahr angegeben. Die Volllaststunden pro Jahr werden aus dem Quotienten aus Jahresenergieertrag und Nennleistung berechnet.

Die Kenntnis der mittleren Volllaststunden aller Windenergieanlagen und ihrer Entwicklung ist von großer Bedeutung, da sie den Zusammenhang zwischen installierter Leistung und zu erwartendem Energieertrag herstellt. Während die quantitativen Ziele der Energiewende als Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch (bzw. am Bruttostromverbrauch) formuliert sind [BMWi 2019], werden die Ausbauziele der Windenergie in der Regel in der Größe der Nennleistung formuliert. Für eine vorausschauende politische Steuerung des zukünftigen Anteils der Windenergie an der Energiewende ist daher eine Annahme für die zukünftig zu erwartenden Volllaststunden erforderlich.

Die Einspeiseleistung von Windenergieanlagen schwankt naturgemäß bedingt durch die Schwankungen der Windgeschwindigkeit. Nur in Zeiten mit dauerhafter Überschreitung der Nennwindgeschwindigkeit erfolgt eine konstante Einspeisung auf dem Niveau der Nennleistung. Die Volllaststunden können in diesem Zusammenhang als Indikator für die Volatilität der Einspeiseleistung einer Windenergieanlage interpretiert werden. Je höher die Volllaststunden einer Anlage, umso gleichmäßiger ist in der Regel die Einspeisung.

Bei fixer Nennleistung geht ein hoher Volllaststundenwert auch mit einem hohen Energieertrag einher. So können beispielsweise die in unterschiedlichen Jahren erreichten Volllaststunden einer Windenergieanlage gut miteinander verglichen werden, um eine Aussage über den Ertrag eines Jahres zu treffen.

Beim Vergleich der Volllaststunden unterschiedlicher Windenergieanlagen ist jedoch zu beachten, dass ein höherer Volllaststundenwert nicht notwendigerweise auch mit einem höheren Energieertrag einhergeht. Verfügen zwei Anlagen gleicher Nabenhöhe und gleichen Rotordurchmessers über eine

Ziel der Studie: Abschätzung der Volllaststunden und des Energieertrags zukünftiger Anlagen.

unterschiedliche Nennleistung, wird die leistungsschwächere Anlage an einem vergleichbaren Standort mehr Volllaststunden, aber einen geringeren jährlichen Energieertrag erreichen. Dies liegt daran, dass die leistungsschwächere Anlage schon bei geringerer Windgeschwindigkeit bei Nennlast betrieben wird, was zu einer geringeren Ausnutzung höherer Windgeschwindigkeiten führt.

Zielsetzung der vorliegenden Untersuchung ist es, eine Einschätzung zur zukünftigen Entwicklung der Volllaststunden von Windenergieanlagen an Land zu treffen. Des Weiteren soll abgeschätzt werden, welcher Gesamtenergieertrag mit der erwarteten Anlagentechnologie auf sämtlichen ausgewiesenen Flächen möglich ist.

Zu diesem Zweck erfolgt die Darstellung der bisherigen Entwicklung der Volllaststunden von Windenergieanlagen an Land in Deutschland. Darüber hinaus wird ein Vergleich der in unterschiedlichen Regionen Deutschlands erreichten Volllaststunden angestellt. Es werden die wesentlichen Einflussfaktoren des Indikators Volllaststunden identifiziert.

Auf dieser Basis erfolgt die Ableitung eines Korridors, der eine mögliche zukünftige Entwicklung der Volllaststunden von Windenergieanlagen an Land skizziert. Im abschließenden Schritt wird der zukünftig mögliche Energieertrag aus der erwarteten Anlagentechnologie und dem Flächenpotenzial in Deutschland abgeschätzt.

## 2 BISHERIGE ENTWICKLUNG DER VOLLLASTSTUNDEN

---

Für ein besseres Verständnis von der bisherigen Entwicklung der Volllaststunden wird zunächst die Anlagenentwicklung anhand der wichtigsten Größen- und Leistungsparameter dargestellt.

Anschließend erfolgt die Analyse der bisherigen Entwicklung der Volllaststunden unter Berücksichtigung der Effekte von Einspeisemanagement und jährlichen Schwankungen der mittleren Windgeschwindigkeit.

### 2.1 DEFINITIONEN

---

Unter dem jährlichen **Bruttoenergieertrag** einer Windenergieanlage wird die Strommenge verstanden, die eine

Windenergieanlage unter idealen Bedingungen an einem konkreten Standort erzeugen könnte. Der Bruttoenergieertrag ergibt sich aus der standortspezifischen Windgeschwindigkeitsverteilung in Nabenhöhe und der Leistungskennlinie der betrachteten Windenergieanlage.

Hingegen berücksichtigt der jährliche **Nettoenergieertrag** die tatsächliche Stromerzeugung einer Anlage und unterliegt damit Einflüssen wie parkinternen Abschattungsverlusten, der technischen Verfügbarkeit einer Anlage oder genehmigungsbedingten Abregelungen.

Die jährlichen **Volllaststunden** einer Windenergieanlage oder einer Anzahl mehrerer Anlagen werden aus dem Quotienten aus kumuliertem jährlichem Nettoenergieertrag und kumulierter Nennleistung gebildet und sind damit ein Indikator für den Nutzungsgrad einer Windenergieanlage oder eines Anlagenparks.

Die **spezifische Nennleistung** einer Windenergieanlage wird aus dem Verhältnis ihrer Nennleistung und ihrer überstrichenen Rotorfläche gebildet. Entsprechend bezeichnet der **spezifische Stromertrag** den Stromertrag je überstrichener Rotorfläche.

Die Darstellung der Anlagenentwicklung und der Entwicklung der Volllaststunden der Windenergie an Land erfolgt jeweils für **vier Regionen**, für welche jeweils mehrere Bundesländer zusammengefasst werden. Schleswig-Holstein (SH) wird aufgrund der besonders guten Windverhältnisse sowie Besonderheiten bei der zulässigen Gesamthöhe der Anlagen gesondert betrachtet.

Tabelle 1:  
Zuordnung der Bundesländer zu Regionen

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

## 2.2 ENTWICKLUNG DER ANLAGENTECHNIK

---

Die Volllaststunden einer Windenergieanlage sind neben den standortspezifischen Windbedingungen in hohem Maße abhängig von der technischen Anlagenkonfiguration. Dazu zählen insbesondere die spezifische Nennleistung sowie die Nabenhöhe.

Für die Ermittlung der Anlagenentwicklung werden unterschiedliche Datenquellen zu statischen Grunddaten wie Anlagenstandort, Nennleistung, Rotordurchmesser und Nabenhöhe (sogenannte Stammdaten) genutzt und über den eindeutigen EEG-Anlagenschlüssel zusammengeführt:

- Marktstammdatenregister (Stand v. Mai 2020): Das Marktstammdatenregister (MaStR) wird von der Bundesnetzagentur geführt und umfasst als zentrales Register Daten zu sämtlichen Energieerzeugungsanlagen. Anlagenbetreiber sind verpflichtet, die für ihre Anlage erforderlichen Daten einzutragen und aktuell zu halten. Für Windenergieanlagen zählen hierzu auch Nennleistung, Rotordurchmesser und Nabenhöhe. Für einen Großteil bestehender Windenergieanlagen gilt hierfür allerdings eine Frist bis zum 31. Januar 2021. Die Angaben zur technischen Anlagenkonfiguration liegen entsprechend bisher nur teilweise vor.
- EEG-Anlagenstammdaten (Stand v. Januar 2019). Die ebenfalls von der Bundesnetzagentur geführten EEG-Anlagenstammdaten (sogenanntes Anlagenregister) wurden am 31. Januar 2019 durch das MaStR ersetzt, erhalten aber für Anlagen mit Inbetriebnahme bis zum Januar 2019 zum Teil noch Angaben zur technischen Anlagenkonfiguration, die noch nicht in das MaStR eingetragen wurden.
- Stammdaten der Übertragungsnetzbetreiber (Stand v. August 2018). Die von den Übertragungsnetzbetreibern auf ihrer gemeinsamen Netztransparenz-Plattform zur Verfügung gestellten Anlagendaten enthalten unter anderem Informationen zum Standort, zur Nennleistung und zum Inbetriebnahmezeitpunkt von Windenergieanlagen. Diese Daten wurden für den jährlichen Zubau und die kumulierte Nennleistung in unterschiedlichen Regionen genutzt.

Wo für einen EEG-Anlagenschlüssel Abweichungen zwischen Marktstammdatenregister und EEG-Anlagenstammdaten vorliegen, werden die EEG-Anlagenstammdaten verwendet. Anlagen, für die keine Informationen zum Rotordurchmesser und zur Nabenhöhe vorliegen oder für die kein EEG-Anlagenschlüssel angegeben ist, werden für die Auswertung nicht

berücksichtigt. Die Datenbasis umfasst etwas mehr als 17.000 Anlagen und damit mehr als die Hälfte aller Windenergieanlagen an Land. Die aus der Datenbasis abgeleiteten Mittelwerte stimmen gut mit den Werten aus der Windenergiestatistik [DWG 2020] überein, welche die Deutsche WindGuard halbjährlich auf der Basis von Herstellerbefragungen veröffentlicht.

## 2.2.1 NENNLEISTUNG

---

Die Anlagenentwicklung schreitet stetig voran, was sich insbesondere in der Größe der Windenergieanlagen und ihrer Nennleistung bemerkbar macht. Die Anlagentechnologie ist hingegen in ihrem Grundprinzip nur unwesentlich verändert worden. Innovative Anlagenkonzepte, wie beispielsweise Flugwindkraftanlagen befinden sich erst im Entwicklungsprozess.

Die mittlere Nennleistung neuer Windenergieanlagen ist seit 2000 deutlich gestiegen.

Abbildung 1 zeigt wie sich die mittlere Nennleistung aller Anlagen, die in einem Jahr in Betrieb genommen wurden, über die Zeit entwickelt hat. Im Jahr 2000 lag die mittlere Nennleistung noch bei 1.105 kW im Süden Deutschlands. Im Norden lag sie mit 1.291 kW etwas höher. Im Jahr 2017 lag der Durchschnitt aller neu in Betrieb genommenen Anlagen schon in allen Regionen deutlich über 3.000 kW. Die Entwicklung der Anlagenleistung ist in allen Regionen ähnlich verlaufen, wenngleich die Anlagenleistung in Schleswig-Holstein von einem überdurchschnittlich hohen Niveau kommend, zuletzt weniger stark gestiegen ist als in anderen Regionen.

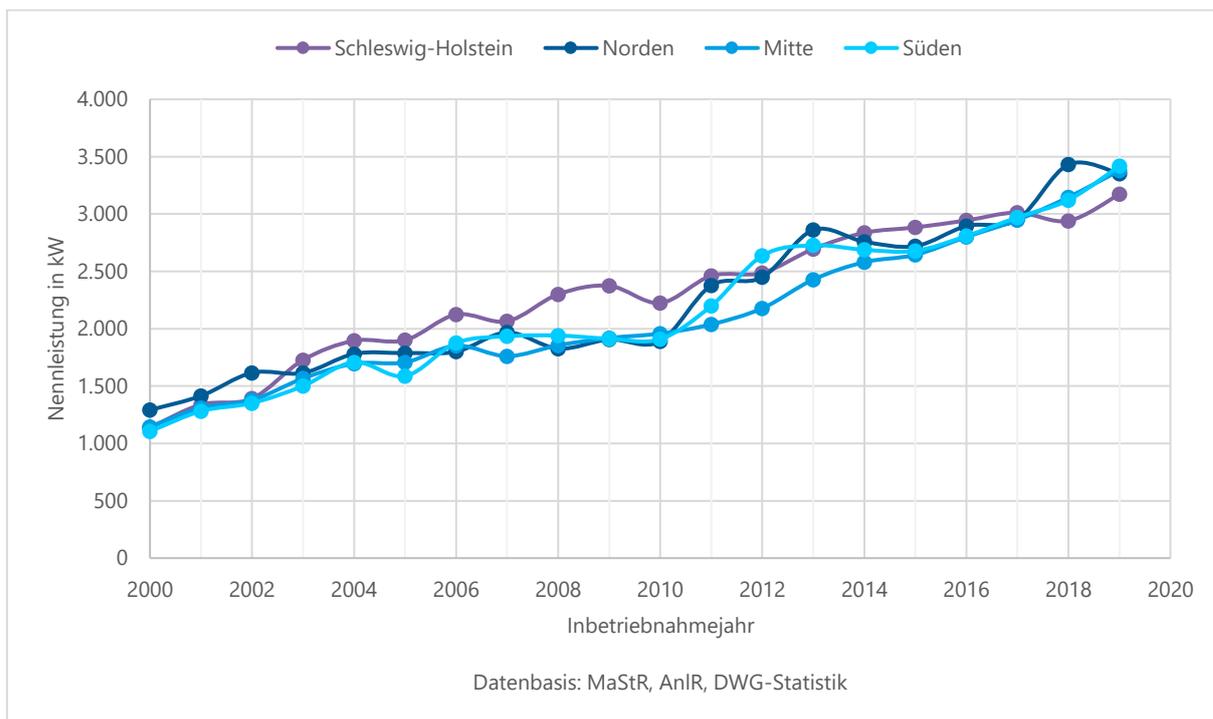


Abbildung 1:  
Mittlere Nennleistung je Inbetriebnahmejahr

## 2.2.2 ANLAGENGRÖSSE

Die Weiterentwicklung der Anlagentechnik wird am deutlichsten anhand der Anlagengröße ersichtlich. Sowohl der Rotordurchmesser als auch die Nabenhöhe und in der Konsequenz auch die Gesamthöhe der Anlagen sind in allen Regionen gewachsen.

Der mittlere Rotordurchmesser hat sich seit dem Jahr 2000 etwa verdoppelt.

Abbildung 2 zeigt, dass sich der mittlere Rotordurchmesser von rund 60 m im Jahr 2000 bis zum Jahr 2019 etwa verdoppelt hat. Die Entwicklung des mittleren Rotordurchmessers erfolgte dabei in allen vier Regionen ähnlich, wobei der mittlere Rotordurchmesser im Süden in der Regel etwas größer ist als im Norden.

Auch die mittlere Nabenhöhe (Abbildung 3) ist seit 2000 gestiegen, allerdings sind deutliche Unterschiede zwischen den vier Regionen feststellbar. Während sich die mittlere Nabenhöhe im Süden von 72 m im Jahr 2000 auf 147 m im Jahr 2019 mehr als verdoppelt hat, erfolgte die Steigerung in der Mitte sowie im Norden weniger stark ausgeprägt. In Schleswig-Holstein liegt die mittlere Nabenhöhe stets deutlich unter den anderen Regionen und ist in den Jahren 2017 und 2018 gegenüber dem Vorjahr sogar gesunken, bevor sie im Jahr 2019 wieder gestiegen ist.

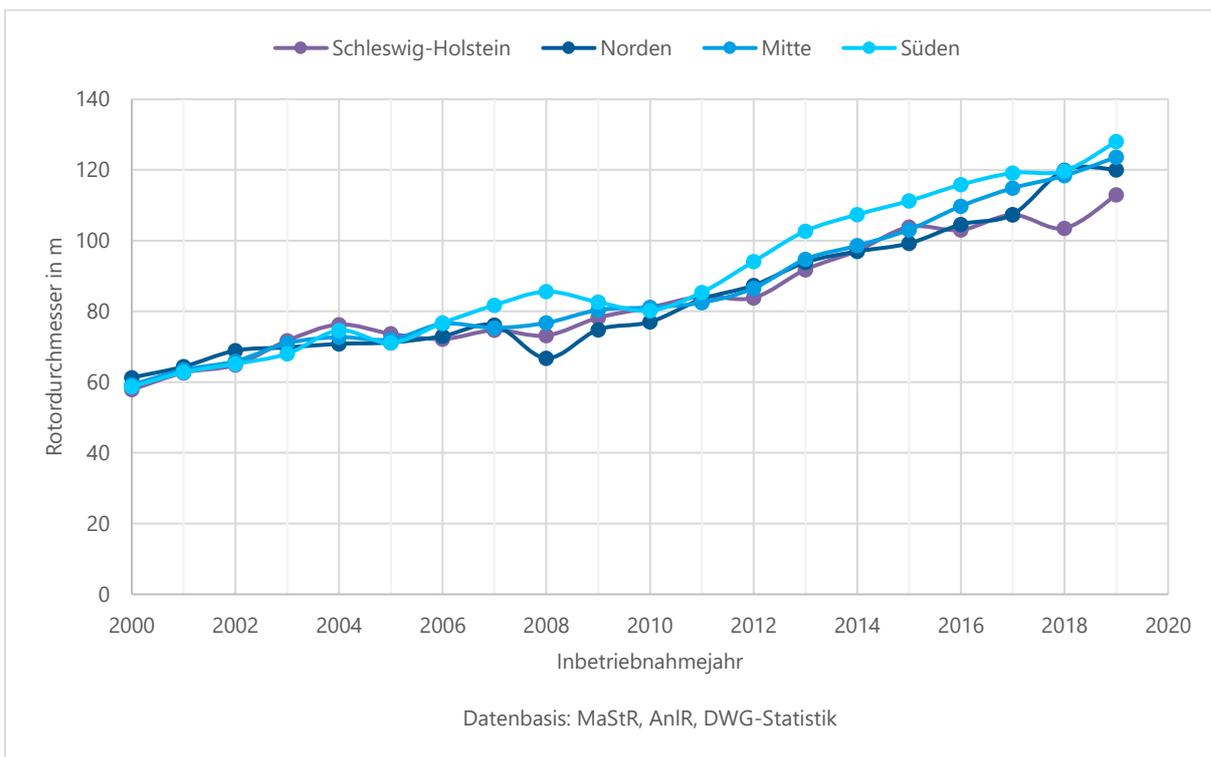


Abbildung 2:  
Mittlerer Rotordurchmesser je Inbetriebnahmehjahr

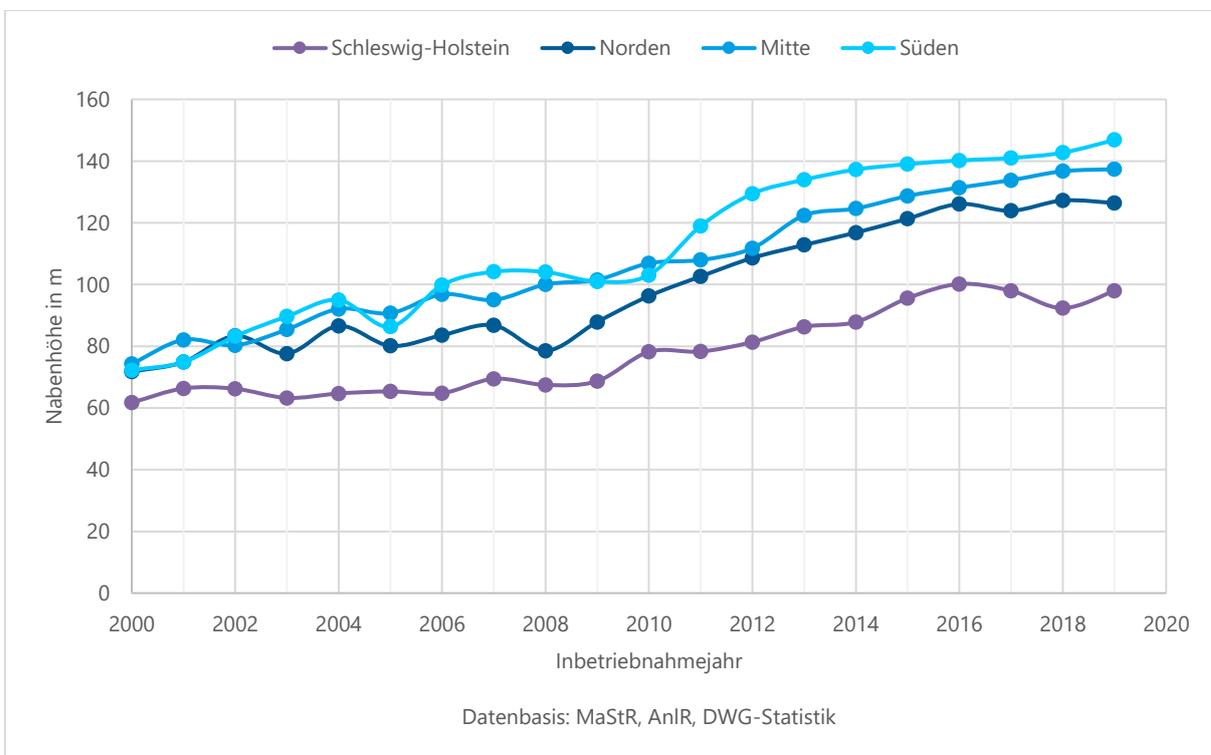


Abbildung 3:  
Mittlere Nabenhöhe je Inbetriebnahmehjahr

Die Gesamthöhe einer Windenergieanlage (Abbildung 4) ergibt sich vereinfacht aus der Nabenhöhe plus dem halben

Rotordurchmesser. Entsprechend spiegelt die Entwicklung der mittleren Gesamthöhe die Entwicklungen von Rotordurchmesser und Nabenhöhe unmittelbar wider. Auch hier zeigen sich deutliche Unterschiede zwischen den Regionen. Anlagen in Süddeutschland sind im Schnitt um ein Drittel höher als Anlagen in Schleswig-Holstein.

Ein weiterer wichtiger Parameter zur Beschreibung der Anlagengröße ist die Höhe der unteren Blattspitze (Abbildung 5). Diese ergibt sich vereinfacht aus der Nabenhöhe abzüglich des halben Rotordurchmessers. Während man in allen Regionen für den Zeitraum von 2000 bis 2013 insgesamt eine Steigerung der mittleren Höhe der unteren Blattspitze feststellen kann, zeigt sich, dass diese seitdem etwa auf einem Niveau geblieben ist. Es sind jedoch deutliche Unterschiede in der Höhe dieses Niveaus zwischen den vier Regionen feststellbar. So war die mittlere Höhe der unteren Blattspitze im Jahr 2018 im Süden mit 83 m doppelt so hoch wie in Schleswig-Holstein mit 41 m.

Es lässt sich daher schlussfolgern, dass die Steigerung der mittleren Gesamthöhe der Windenergieanlagen seit 2013 in erster Linie auf die Steigerung des Rotordurchmessers bei unveränderter Höhe der unteren Blattspitze zurückzuführen ist. Im Ergebnis führt dies auch zu einem Ansteigen der mittleren Nabenhöhe.

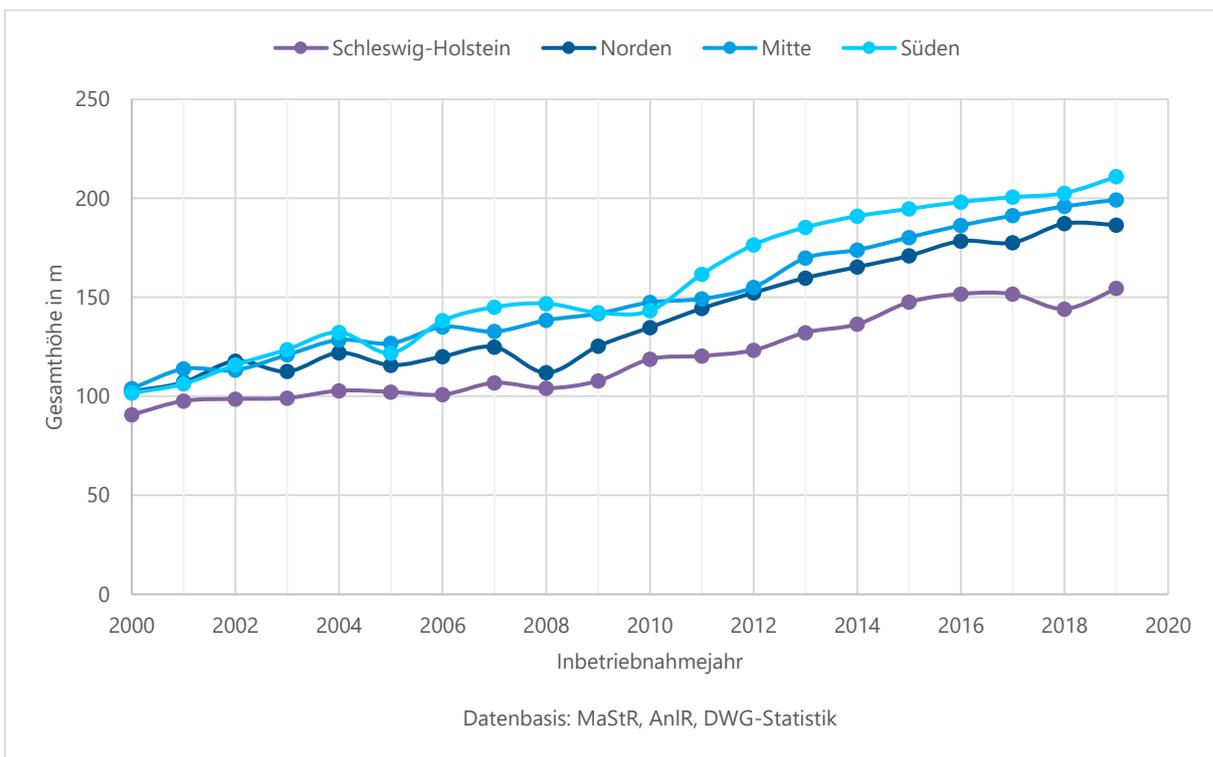


Abbildung 4:  
Mittlere Gesamthöhe je Inbetriebnahmejahr

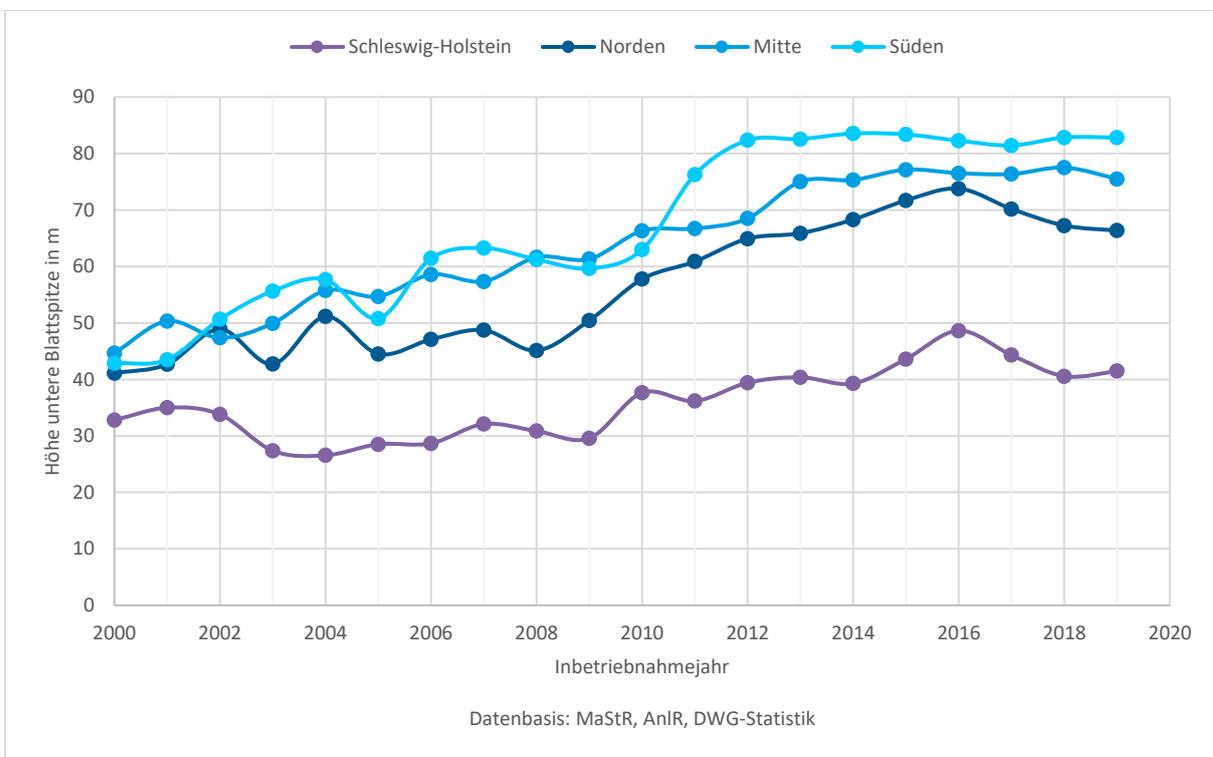


Abbildung 5:  
Mittlere Höhe der unteren Blattspitze je Inbetriebnahmejahr

### 2.2.3 SPEZIFISCHE NENNLEISTUNG

Für die Interpretation der Volllaststunden ist die spezifische Nennleistung von entscheidender Bedeutung. Die spezifische Nennleistung stellt das Verhältnis aus Anlagennennleistung zu der überstrichenen Rotorfläche dar.

So können Anlagen mit gleichem Rotordurchmesser je nach Standort über unterschiedliche Nennleistungen verfügen. Vergleicht man zwei Anlagen mit gleichem Rotordurchmesser, so ist die Anlage mit der höheren absoluten und damit auch spezifischen Nennleistung stets teurer als die Anlage mit geringerer Nennleistung. Diese Zusatzkosten ergeben sich aus der Auslegung der strukturellen und elektrischen Komponenten für höhere Windgeschwindigkeiten und Leistungen. Eine solche Zusatzinvestition rentiert sich in der Regel nur für Standorte, an denen hohe mittlere Windgeschwindigkeiten vorliegen und an denen durch die höhere Nennleistung ein signifikanter Zusatzertrag bei hohen Windgeschwindigkeiten erreicht werden kann. Bei Anlagen mit hoher spezifischer Nennleistung wird daher auch von Starkwindanlagen gesprochen, Anlagen mit niedriger spezifischer Nennleistung werden als Schwachwindanlagen bezeichnet.

Die mittlere spezifische Nennleistung unterscheidet sich erwartungsgemäß zwischen den vier Regionen (Abbildung 6). Im Norden sind höhere Windgeschwindigkeiten zu erwarten als im Süden Deutschlands. Dies spiegelt sich in der Auslegung der Anlagen wider. Für die spezifische Nennleistung ist ein deutliches Nord-Süd-Gefälle erkennbar, mit hoher spezifischer Nennleistung im Norden und geringerer spezifischer Nennleistung im Süden. Mit  $326 \text{ W/m}^2$  ist die mittlere spezifische Nennleistung aller Anlagen mit Inbetriebnahme im Jahr 2019 in Schleswig-Holstein 20% höher als im Süden Deutschlands mit  $270 \text{ W/m}^2$ .

Die mittlere spezifische Nennleistung ist seit 2012 gesunken, hat sich jedoch in der Mitte und im Süden Deutschlands zuletzt stabilisiert.

Für alle Regionen ist etwa ab dem Inbetriebnahmejahr 2012 eine Entwicklung hin zu geringeren spezifischen Nennleistungen zu beobachten. Die mittlere spezifische Nennleistung unterschiedlicher Anlagenjahrgänge ist in drei von vier Regionen zwischen 2012 und 2019 um etwa 30% gefallen. In der Mitte war die Abnahme mit 23% etwas weniger ausgeprägt.

Im Süden und der Mitte Deutschlands hat sich der sinkende Trend in den Jahren 2017 bis 2019 nicht fortgesetzt. Vielmehr verharnte die spezifische Nennleistung auf einem Niveau von etwa  $270 \text{ W/m}^2$  bzw.  $285 \text{ W/m}^2$ .

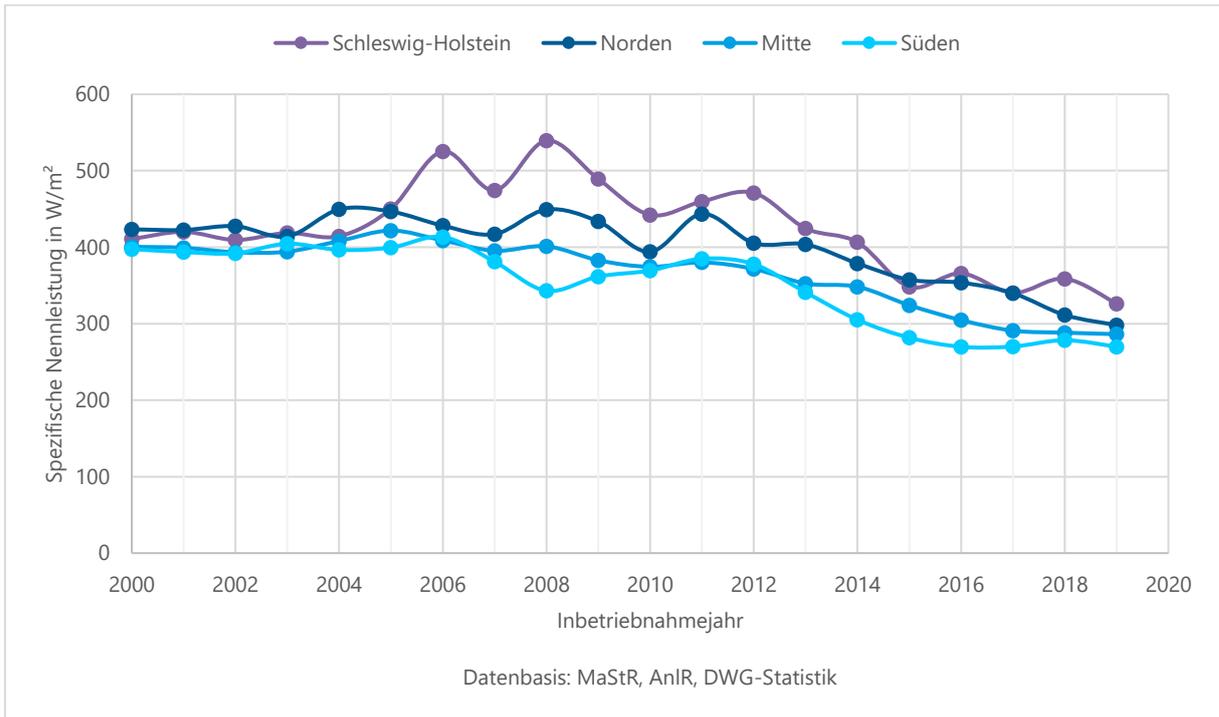


Abbildung 6:  
Mittlere spezifische Nennleistung je Inbetriebnahmejahr

## 2.3 ENTWICKLUNG DER VOLLLASTSTUNDEN

Die Übertragungsnetzbetreiber sind gemäß § 77 EEG 2017 verpflichtet, für jedes Kalenderjahr sogenannte Bewegungsdaten zu veröffentlichen. Diese Bewegungsdaten umfassen für jede EEG-Anlage die jährliche Stromerzeugung. Diese Bewegungsdaten liegen aktuell für die Jahre 2017 und 2018 vor. Bewegungsdaten und Stammdaten werden über den eindeutigen EEG-Anlagenschlüssel zusammengeführt. Für die Ermittlung der Volllaststunden werden nur solche Anlagen berücksichtigt, die vor dem für die Ermittlung des Stromertrags relevanten Kalenderjahr in Betrieb genommen worden sind. Für Anlagen, die im Laufe des Jahres 2018 oder später in Betrieb genommen wurden, sind daher keine Informationen zu den Volllaststunden verfügbar.

In den folgenden Abschnitten wird zunächst dargestellt, wie die Volllaststunden ermittelt und korrigiert werden. Darauf folgend wird die Entwicklung der Volllaststunden aller Anlagen, die in einem Jahr in Betrieb genommen wurden, analysiert und gezeigt, wie sich die mittleren Volllaststunden des gesamten Anlagenbestands entwickelt haben.

### 2.3.1 BERÜCKSICHTIGUNG VON EINSPEISEMANAGEMENT

Die Abschaltung von Windenergieanlagen aufgrund von Netzengpässen, das sogenannte Einspeisemanagement, hat seit 2011 deutlich zugenommen [BNetzA 2019a]. Bei der Windenergie an Land ist insbesondere Schleswig-Holstein stark von Einspeisemanagement betroffen, während in den südlichen Bundesländern bisher so gut wie gar kein Einspeisemanagement von Windenergieanlagen an Land erforderlich war. Um einen Vergleich der Volllaststunden zwischen Anlagen unterschiedlicher Inbetriebnahmejahre und in unterschiedlichen Bundesländern zu ermöglichen, ist es daher erforderlich, den Einfluss des Einspeisemanagements zu korrigieren. Auch für die Abschätzung der zukünftigen Entwicklung der Volllaststunden soll das technische Potenzial der Windenergietechnik betrachtet werden. Eine Betrachtung ohne Korrektur netzengpassbedingter Abregelung würde daher zu einer Unterschätzung dieses Potenzials führen.

Für die EinsMan-Korrektur wird zunächst die Ausfallarbeit durch Einspeisemanagement für jedes Bundesland ermittelt. Anschließend werden die realen Erträge einzelner Windenergieanlagen um die Ausfallarbeit korrigiert.

Die Bundesnetzagentur veröffentlicht in ihren Quartalsberichten [BNetzA 2019a] die durch Einspeisemanagement bedingte Ausfallarbeit nach Energieträgern, nach Bundesländern und nach Netzebenen der Abregelung je Bundesland. Explizite Angaben der Ausfallarbeit je Energieträger und Bundesland werden nicht veröffentlicht und können für die Windenergie an Land nur indirekt abgeschätzt werden. Hierfür wird der folgende Ansatz verfolgt:

1. Der Anteil der Ausfallarbeit bei Windenergieanlagen an Land und auf See an der gesamten Ausfallarbeit betrug 96,1% im Jahr 2017 und 97,1% im Jahr 2018. Der verbleibende Anteil entfiel im Wesentlichen auf Solarenergie und Biomasse. Die Ausfallarbeit je Bundesland wird vereinfachend pauschal um den verbleibenden Anteil von 3,9% beziehungsweise 2,9% reduziert. Somit kann die Ausfallarbeit der Windenergie je Bundesland abgeschätzt werden.
2. Der Gesamtumfang der Ausfallarbeit im Übertragungsnetz betrug 892 GWh im Jahr 2017 und 1.400 GWh im Jahr 2018. Der Gesamtumfang der Ausfallarbeit von Windenergieanlagen auf See betrug 826 GWh im Jahr 2017 und 1.356 GWh im Jahr 2018. Es wird davon ausgegangen, dass die Abregelungen von Windenergieanlagen auf See sämtlich im

Übertragungsnetz anfallen. Die Ausfallarbeit der Windenergie je Bundesland wird daher um den Anteil der Ausfallarbeit der Windenergie auf See an der Ausfallarbeit im Übertragungsnetz, also 93% der Ausfallarbeit im Übertragungsnetz im Jahr 2017 und 97% im Jahr 2018 reduziert, um die Ausfallarbeit der Windenergie an Land je Bundesland zu erhalten.

Für die Jahre 2017 und 2018 ergibt sich die in Tabelle 2 dargestellte Ausfallarbeit der Windenergie an Land. Schleswig-Holstein weist in beiden Jahren den mit Abstand größten Anteil an der Ausfallarbeit auf.

Tabelle 2:  
Ausfallarbeit bei Windenergieanlagen an Land je Bundesland

Bundesland	2017		2018	
	Ausfallarbeit Wind an Land (GWh)	Anteil Bundesland an Ausfallarbeit Wind an Land	Ausfallarbeit Wind an Land (GWh)	Anteil Bundesland an Ausfallarbeit Wind an Land
Schleswig-Holstein	2.453	63%	2.861	64%
Niedersachsen	483	12%	558	12%
Brandenburg	324	8%	356	8%
Nordrhein-Westfalen	221	6%	137	3%
Sachsen-Anhalt	211	5%	278	6%
Mecklenburg-Vorpommern	150	4%	230	5%
Thüringen	30	1%	34	1%
Hamburg	0	0%	0	0%
Baden-Württemberg	6	0%	4	0%
Rheinland-Pfalz	6	0%	14	0%
Bayern	5	0%	4	0%
Hessen	0	0%	0	0%
Sachsen	1	0%	3	0%
Bremen	0	0%	0	0%
Saarland	0	0%	0	0%

Schleswig-Holstein ist mit Abstand am stärksten von Einsparungen bei Windenergieanlagen an Land betroffen.

Noch deutlicher wird diese Sonderstellung Schleswig-Holsteins, wenn man die Ausfallarbeit auf die mögliche Stromerzeugung durch Windenergieanlagen an Land bezieht. Die mögliche Stromerzeugung durch Windenergieanlagen an Land erhält man, wenn man zu ihrer tatsächlichen Stromerzeugung die Ausfallarbeit addiert. Der Anteil der Ausfallarbeit an der möglichen Stromerzeugung betrug in Schleswig-Holstein 18% im Jahr 2017 und 20% im Jahr 2018. In anderen Bundesländern ist dieser Anteil mit 3% oder weniger deutlich geringer.

Tabelle 3:  
Anteil der Ausfallarbeit an der möglichen Stromerzeugung je Bundesland

Bundesland	2017		2018	
	Stromerzeugung Wind an Land (GWh)	Anteil Ausfallarbeit an möglicher Stromerzeugung	Stromerzeugung Wind an Land (GWh)	Anteil Ausfallarbeit an möglicher Stromerzeugung
Schleswig-Holstein	11.276	18%	11.217	20%
Niedersachsen	18.946	2%	17.398	3%
Brandenburg	11.591	3%	11.476	3%
Nordrhein-Westfalen	10.052	2%	9.040	1%
Sachsen-Anhalt	8.199	3%	8.846	3%
Mecklenburg-Vorpommern	5.899	2%	6.300	4%
Thüringen	2.606	1%	2.783	1%
Hamburg	209	0%	151	0%
Baden-Württemberg	2.525	0%	1.996	0%
Rheinland-Pfalz	6.025	0%	5.777	0%
Bayern	4.551	0%	4.569	0%
Hessen	3.733	0%	3.245	0%
Sachsen	1.953	0%	2.143	0%
Bremen	369	0%	355	0%
Saarland	844	0%	670	0%

Um den zuvor ermittelten Gesamtumfang der Ausfallarbeit auf die Einzelanlagen der hier ausgewerteten Datenbasis zu beziehen, wird ein zweigeteilter Ansatz verfolgt. Für Schleswig-Holstein erfolgt aufgrund des hohen Anteils der Ausfallarbeit an der möglichen Stromerzeugung eine detaillierte EinsMan-Korrektur unter zusätzlicher Einbeziehung von EinsMan-Zeiten, wie sie vom Verteilnetzbetreiber Schleswig-Holstein Netz AG veröffentlicht werden. Für alle anderen Bundesländer erfolgt eine vereinfachte Zuteilung.

Für die ausgewertete Datenbasis wird für jedes Bundesland nur der Anteil der in Tabelle 2 angegebenen Ausfallarbeit berücksichtigt, wie er dem Verhältnis aus der in der Datenbasis repräsentierten Gesamtnennleistung zur Gesamtnennleistung aller Windenergieanlagen im jeweiligen Bundesland entspricht.

Für Schleswig-Holstein wird die Zuteilung dieser Ausfallarbeit auf die Einzelanlagen mit dem Produkt aus EinsMan-Zeit und Nennleistung gewichtet. Für alle anderen Bundesländer erfolgt eine rein nennleistungsgewichtete Zuteilung.

Die Schleswig-Holstein Netz AG ist für den überwiegenden Flächenanteil Schleswig-Holsteins der zuständige Verteilnetzbetreiber und somit für die Abschaltung von Windenergieanlagen an Land zuständig. Die Schleswig-Holstein Netz AG veröffentlicht auf ihrer Internetseite [SH Netz 2020] sämtliche abgeschlossene EinsMan-Ereignisse. Für jedes Ereignis wird neben dem EEG-Anlagenschlüssel auch die Dauer und die Stufe der

Leistungsbegrenzung angegeben, nicht jedoch die betroffene Ausfallarbeit. Für den Zeitraum vom 01.01.2017 bis 31.12.2018 werden insgesamt rund 980.000 EinsMan-Ereignisse für Windenergieanlagen an Land sowie Solaranlagen gelistet. Diese EinsMan-Ereignisse betreffen 5.074 Anlagen, darunter 2.812 Windenergieanlagen. Ende 2018 waren laut den Stammdaten von TenneT [ÜNB 2019b] rund 3.240 Windenergieanlagen in Schleswig-Holstein am Netz. Es liegen demnach EinsMan-Zeiten für 87% aller Windenergieanlagen an Land in Schleswig-Holstein vor. In der ausgewerteten Datenbasis liegen sogar für 91% aller Anlagen in Schleswig-Holstein EinsMan-Zeiten vor. Der weitaus überwiegende Anteil der EinsMan-Ereignisse erfolgte mit der Stufe 0%, das heißt vollständige Abschaltung der Anlagen. Für die Ermittlung der gesamten EinsMan-Zeit je Anlage werden sämtliche Zeiten mit Stufe 0% voll berücksichtigt. Zeiten mit der Stufe 60% werden mit dem Faktor 0,4 und Zeiten mit der Stufe 30% mit dem Faktor 0,7 berücksichtigt.

Die einsmankorrigierten Volllaststunden einer Anlage berücksichtigen für den Stromertrag neben dem tatsächlich erreichten Stromertrag die Ausfallarbeit der betroffenen Anlage.

### 2.3.2 LANGZEITBEZUG

Des Weiteren hängen die Volllaststunden von den Windbedingungen eines Jahres 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.

Die Langzeitkorrektur rechnet den Ertrag eines Jahres auf den Ertrag bei mittleren Windverhältnissen um.

Daher werden die realen Volllaststunden langzeitkorrigiert. Es wird der Anemos-Ertragsindex [Anemos 2018 & 2019] 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 Jahre 2017 und 2018 wurden mit den bundeslandspezifischen Ertragsindizes langzeitkorrigiert. Das Jahr 2017 lag mit einem flächengewichteten Ertragsindex für Deutschland von 98,8% nur knapp unter dem langjährigen Mittel, während die zu erwartenden Erträge für das Jahr 2018 mit einem Ertragsindex von 93,1% deutlich dahinter zurückblieben.

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.

### 2.3.3 VOLLLASTSTUNDEN UNTERSCHIEDLICHER ANLAGENJAHRGÄNGE

In Abschnitt 2.2 wird dargestellt, dass die jährlichen Mittelwerte für Nennleistung, Rotordurchmesser und Nabenhöhe seit dem Jahr 2000 deutlich gestiegen sind. Die mittlere spezifische Nennleistung hingegen hat in dem Zeitraum von 2012 bis 2019 abgenommen.

Abbildung 7 zeigt die im Jahr 2018 erreichten mittleren Volllaststunden unterschiedlicher Anlagenjahrgänge. Mit einem Anlagenjahrgang sind hier alle Anlagen gemeint, die in einem bestimmten Jahr in Betrieb gegangen sind. Es sind die mittleren Volllaststunden der Anlagenjahrgänge 2000 bis 2017 dargestellt, da nur für diese anlagenbezogene Stromerzeugungsdaten vorliegen.

Neuere Anlagen haben tendenziell höhere Volllaststunden erreicht.

Es zeigt sich, dass neuere Anlagen im Jahr 2018 in der Regel mehr Volllaststunden erreicht haben als ältere Anlagen. Die dominanten Einflüsse auf die Steigerung der Volllaststunden sind der Trend zu geringeren spezifischen Nennleistungen und die steigenden Nabenhöhen, welche für einen fixen Standort mit höheren Windgeschwindigkeiten einhergehen. Als weitere Effekte können Alterungserscheinungen bei den Altanlagen sowie verbesserte Anlagen- und Parkwirkungsgrade und höhere Anlagenverfügbarkeiten neuerer Anlagen vermutet werden.

Im Vergleich zu den Anlagen, die bereits im Jahr 2000 in Betrieb genommen worden sind, haben Anlagen mit Inbetriebnahme im Jahr 2017 im Betriebsjahr 2018 in Schleswig-Holstein 44% mehr Volllaststunden erzielt. In den drei anderen Regionen ist die jeweilige Zunahme zwischen den Inbetriebnahmejahren 2000 und 2017 mit rund 70% noch deutlicher. Als Ergebnis hat sich eine Angleichung im Hinblick auf die Volllaststunden zwischen den Regionen ergeben. Anlagen, die im Jahr 2017 in Betrieb gegangen sind, haben in Schleswig-Holstein im Betriebsjahr 2018 unter Berücksichtigung der EinsMan- und Langzeitkorrektur im Mittel 2.556 Volllaststunden erreichen können. Im Norden und der Mitte Deutschlands waren es mit 2.518 (-1,5%) beziehungsweise 2.437 Volllaststunden (-4,7%) nur unwesentlich weniger, wengleich der Energieertrag in Schleswig-Holstein aufgrund der höheren spezifischen Nennleistung je Anlage höher lag. Die Anlagen im Süden Deutschlands lagen mit 2.066 Volllaststunden (-19,2%) deutlich unter den anderen Regionen.

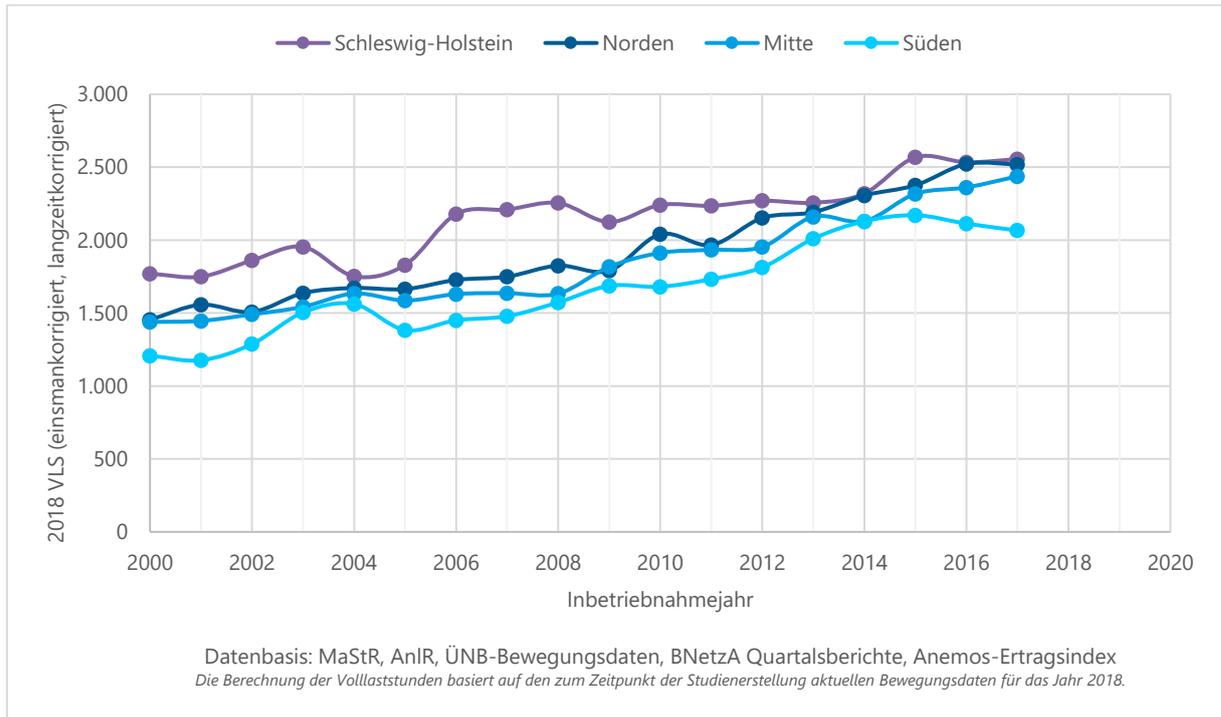


Abbildung 7:  
Volllaststunden unterschiedlicher Anlagenjahrgänge

### 2.3.4 VOLLLASTSTUNDEN DES KRAFTWERKPARKS

Die Analysen in Abschnitt 2.3.3 zeigen, dass neuere Anlagen tendenziell eine höhere Volllaststundenzahl erreichen. Im Folgenden soll untersucht werden, inwiefern sich das auf die mittleren Volllaststunden des gesamten Anlagenbestands ausgewirkt hat.

Abbildung 8 zeigt, dass die kumulierte Nennleistung aller Windenergieanlagen an Land in Deutschland seit den 1990er Jahren kontinuierlich zugenommen hat, wenngleich der jährliche Netozubau deutlichen Schwankungen unterlag und seit 2017 zuletzt wieder abgenommen hat. Gleichzeitig hat in den vergangenen Jahren ein Rückbau von Altanlagen stattgefunden, jedoch stets in weit geringerem Umfang als der Zubau.

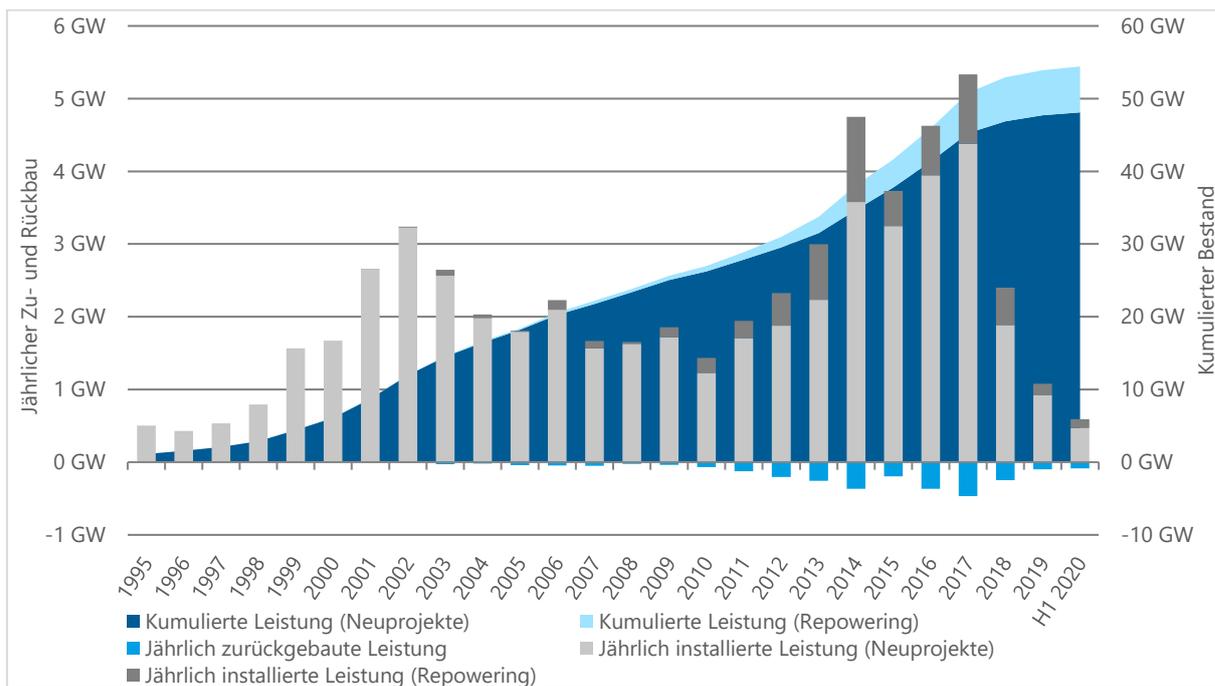


Abbildung 8:  
Entwicklung des Anlagenbestands [DWG 2020]

Wird der gesamte Anlagenpark um Windenergieanlagen mit höheren zu erwartenden Volllaststunden erweitert, beziehungsweise werden Altanlagen mit tendenziell geringeren Volllaststunden durch Anlagen neuerer Generationen ersetzt, so ist zu erwarten, dass die mittleren Volllaststunden des gesamten Kraftwerksparks ebenfalls zunehmen.

Um diesen Zusammenhang zu untersuchen, werden die durch die Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik [AGEE-Stat 2020] veröffentlichten Daten zur installierten Nennleistung sowie zur Bruttostromerzeugung verwendet. Diese Daten liegen im Gegensatz zu den detaillierten Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber bis einschließlich 2019 vor, weshalb auch die Volllaststunden bis zu diesem Betriebsjahr angeben werden können. Für die Ermittlung der Volllaststunden wird nicht die installierte Leistung am Ende des Jahres verwendet, da dies durch Anlagen mit einer Betriebsdauer von nur einigen Monaten zu einer Verfälschung der Ergebnisse führen würde. Stattdessen wird die installierte Leistung zum Ende des Vorjahres zuzüglich des halben Zubaus im betrachteten Jahr für die Nennleistung angesetzt.

Es erfolgt auch hier eine Korrektur um die durch das Einspeisemanagement verursachte Ausfallarbeit auf der Basis der in den Quartalsberichten der Bundesnetzagentur veröffentlichten Werte.

Zusätzlich werden die so ermittelten Stromerträge langzeitkorrigiert. Es werden die Jahresmittelwerte des aus der Betreiberdatenbasis ermittelten BDB-Indexes verwendet [BtrDB 2020]. Für diesen Index werden die Betriebsergebnisse von etwa 4.500 Windenergieanlagen ausgewertet.

Abbildung 9 zeigt die tatsächlich erreichten Volllaststunden des Kraftwerksparks aus allen Windenergieanlagen an Land für die Jahre 2000 bis 2019. Hieraus wird ersichtlich, welchen Schwankungen die Betriebsergebnisse über die Jahre unterliegen. Die erreichten Volllaststunden des Kraftwerksparks reichen von 1.445 im Jahr 2001 bis zu 1.915 im Jahr 2019. Ein Trend ist aus diesen Werten zunächst nicht abzuleiten.

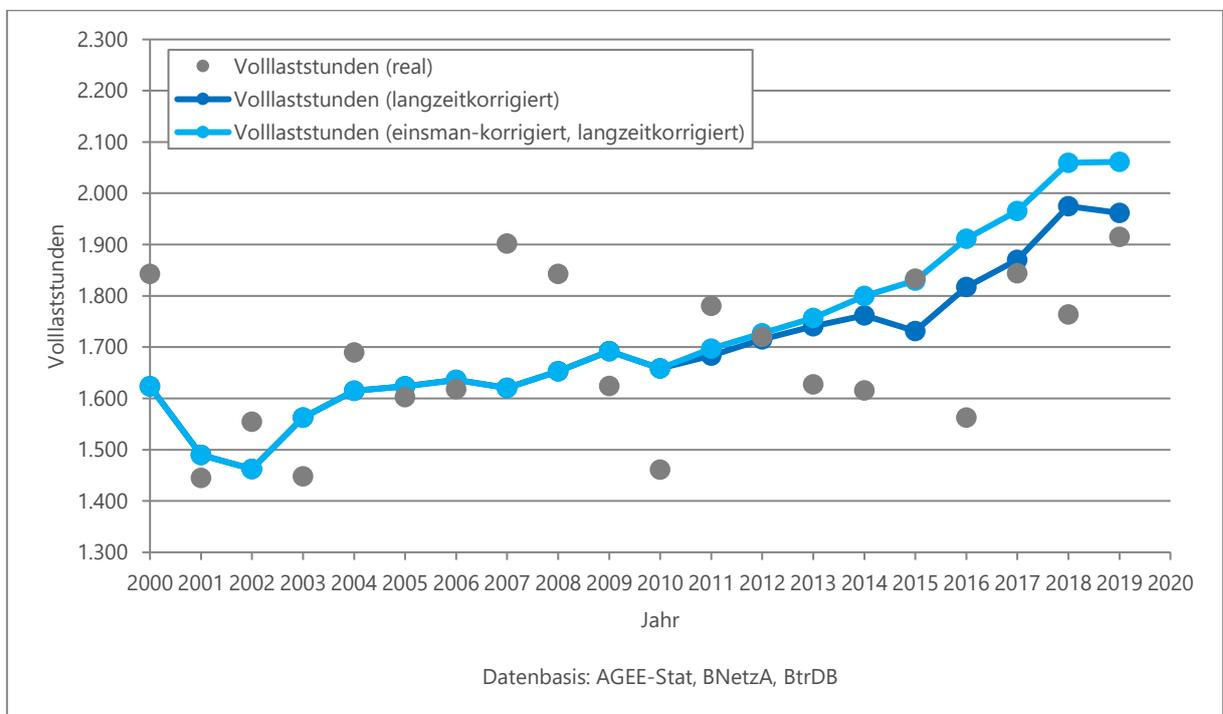


Abbildung 9:  
Entwicklung der Volllaststunden des Kraftwerksparks aller Windenergieanlagen an Land

Die Entwicklung der Volllaststunden wird erst nach dem Anwenden der Langzeitkorrektur deutlich. Nun zeigt sich ein deutlicher Trend hin zu höheren Volllaststunden. Das kurzzeitige Absinken der langzeitkorrigierten Volllaststunden in den Jahren 2001 bis 2003 ist vermutlich durch den starken Zubau in diesen Jahren und eine damit einhergehende Ungenauigkeit bei der Ermittlung der mittleren Volllaststunden zu erklären.

Auch die mittleren Volllaststunden aller Bestandsanlagen sind mit der Zeit gestiegen.

Addiert man nun ergänzend die durch das Einspeisemanagement verursachte Ausfallarbeit zu den Stromerträgen, ist der Trend zu höheren Volllaststunden noch klarer zu erkennen. Im Jahr 2019 betrug die Ausfallarbeit 5% der möglichen Stromerzeugung. Seit 2004 sind die mittleren möglichen Volllaststunden von 1.615 Volllaststunden bis auf einen Wert von 2.062 Volllaststunden gestiegen. Die Steigerung beträgt damit 28% über einen Zeitraum von 15 Jahren.

Ein großer Vorteil des BDB-Indexes besteht darin, dass dieser eine repräsentative Auswahl aller Anlagen im Hinblick auf die zeitliche und örtliche Verteilung der Inbetriebnahme auswertet. Da der BDB-Index im Gegensatz zu dem zuvor verwendeten Anemos-Ertragsindex jedoch nicht auf Messungen oder Modellierungen der tatsächlichen Windverhältnisse basiert, kann nicht ausgeschlossen werden, dass andere Effekte wie die Zunahme von genehmigungsrechtlichen Abschaltungen oder die Alterung der Anlagen den Index beeinflussen. Dies führt im Ergebnis gegebenenfalls zu einer Überschätzung des hier dargestellten Trends. Diese Effekte werden jedoch im Vergleich zu dem Einfluss der Windverhältnisse als eher gering eingeschätzt.

### 3 ZUKÜNFTIGE ENTWICKLUNG DER VOLLLASTSTUNDEN

---

Für die Abschätzung der zukünftigen Entwicklung der Volllaststunden neuer Windenergieanlagen wird ein Ansatz in sieben Schritten verfolgt:

1. Im ersten Schritt wird ein Überblick über die aktuell angekündigten Anlagen von fünf Herstellern erstellt. Hieraus können wichtige Trends für die Entwicklung der Anlagengröße sowie der spezifischen Nennleistung abgeschätzt werden.
2. Im zweiten Schritt erfolgt eine Prognose für die Entwicklung der Anlagengröße, die auf einer Prognose für Rotordurchmesser und die Höhe der unteren Blattspitze auf der Basis der bisherigen Entwicklungen basiert. Die mittlere Nabenhöhe sowie die Gesamthöhe der Anlagen ergeben sich daraus.
3. Für jede Region wird eine wahrscheinliche mittlere spezifische Nennleistung festgelegt. Diese Annahme basiert auf einer Analyse der neuesten Anlagen der wichtigsten Hersteller von Windenergieanlagen an Land sowie der bisherigen

Entwicklung der spezifischen Nennleistung. Aus Rotordurchmesser und spezifischer Nennleistung ergibt sich die Nennleistung der Anlagen.

4. Für die Windbedingungen in den vier Regionen wird auf der Analyse der Verfügbarkeit von Flächen für die Nutzung von Windenergieanlagen an Land im Auftrag des Umweltbundesamtes [Navigant & F-IEE 2019] aufgebaut. Die angegebenen Windgeschwindigkeiten werden von der Referenzhöhe von 100 m auf die erwartete Nabenhöhe hochgerechnet.
5. Der mittlere Bruttoenergieertrag wird aus den regionalen Windbedingungen sowie regionsspezifischen Leistungskennlinien in Abhängigkeit von der spezifischen Nennleistung ermittelt.
6. Anschließend werden pauschale Abschläge für parkinterne Verschattungen, technische Verfügbarkeit und genehmigungsrechtliche Abschaltungen auf den Bruttoenergieertrag angewandt, um den Nettoenergieertrag zu erhalten.
7. Aus dem Nettoenergieertrag und der Nennleistung werden die Volllaststunden errechnet.

### 3.1 AKTUELLE ANLAGEN

---

Für diese Auswertung werden die neuesten Plattformen der Hersteller Enercon, Vestas, Siemens Gamesa, Nordex und GE mit insgesamt 15 Anlagen betrachtet. Der gemeinsame Marktanteil der genannten Hersteller am Zubau der Windenergie an Land in Deutschland betrug im Jahr 2018 über 90% [Ern. Energien 2019]. Die betrachteten Anlagen sind bereits verfügbar oder werden in Kürze verfügbar sein.

Die Rotordurchmesser dieser Anlagen liegen zwischen 133 m und 170 m. Für jede Anlage sind unterschiedliche Nabenhöhen verfügbar. Diese liegen zwischen 90 m und 166 m. Auch bei der Nennleistung kann bei einigen Anlagen aus zwei oder mehr Möglichkeiten gewählt werden. Mit einer maximalen Nennleistung von 6,6 MW ist die Anlage SG 5.8-155 aktuell die Anlage mit der höchsten Nennleistung. Die geringste Nennleistung ist bei der Anlage N149/4.0 mit 4 MW zu finden.

Wie Abbildung 10 zeigt, liegt die spezifische Nennleistung der betrachteten Anlagen zwischen  $229 \text{ W/m}^2$  und  $350 \text{ W/m}^2$  und damit in einem deutlich engeren Bereich als dies noch bei den Anlagen in der Vergangenheit der Fall war.

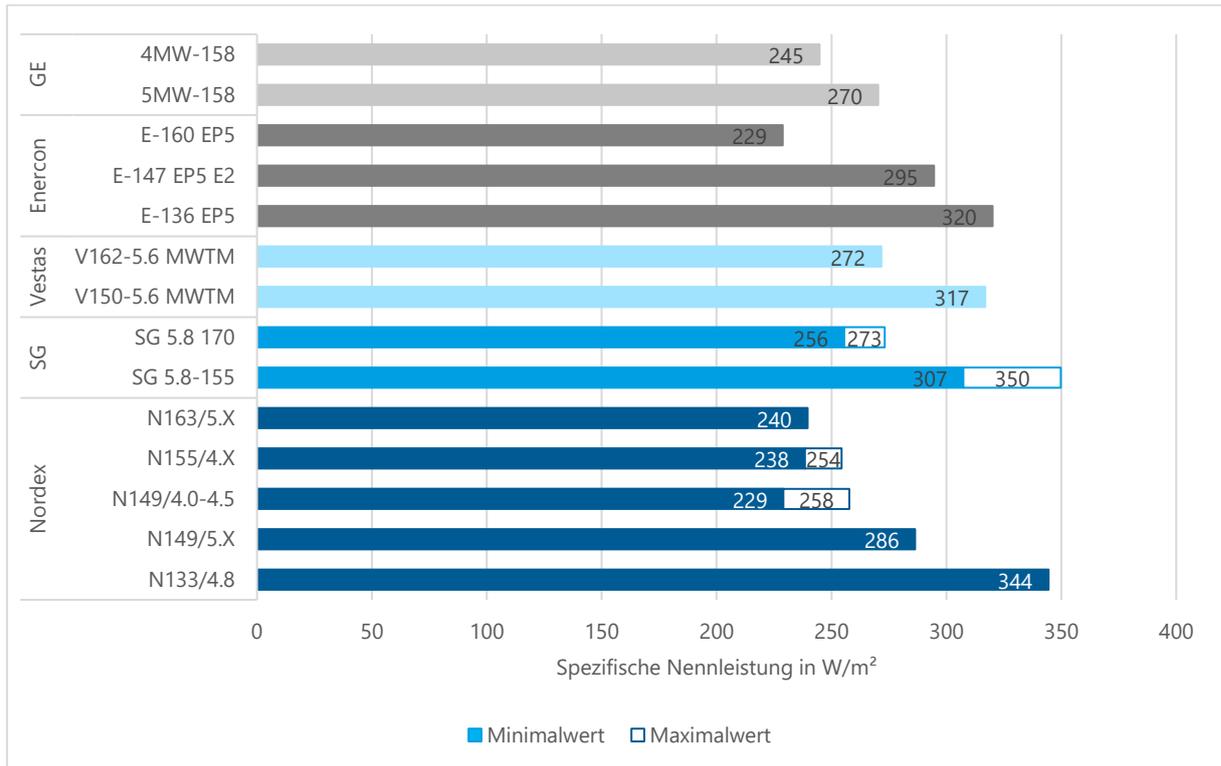


Abbildung 10:  
Spezifische Nennleistung aktueller Anlagen

## 3.2 ANLAGENGRÖSSE

Die zukünftige Größe von Windenergieanlagen kann anhand von vier Kenngrößen beschrieben werden: Rotordurchmesser, Nabenhöhe, Gesamthöhe und Höhe der unteren Blattspitze. Von diesen vier Größen müssen zwei festgelegt werden, die beiden weiteren ergeben sich entsprechend. Die bisherige Entwicklung hat eine stetige Zunahme des Rotordurchmessers gezeigt und auch die aktuellen Anlagen verfügen über deutlich höhere Rotordurchmesser als der bisherige Mittelwert der Neuinstallationen. Auf der anderen Seite wird in Abschnitt 2.2.2 festgestellt, dass der Zuwachs bei der Nabenhöhe und der Gesamthöhe in den vergangenen Jahren fast ausschließlich auf der Zunahme des Rotordurchmessers beruhte, während die Höhe der unteren Blattspitze nicht signifikant gestiegen ist, sondern in einigen Jahren sogar gesunken ist.

Für die Prognose der Anlagengröße wird von einer stetigen Zunahme des Rotordurchmessers bei gleichbleibender Höhe der unteren Blattspitze ausgegangen.

Für die kommenden Jahre wird daher angenommen, dass der mittlere Rotordurchmesser und die Nabenhöhe der Neuinstallationen weiterhin steigen und die Höhe der unteren Blattspitze unverändert bleibt.

Die Prognose des mittleren Rotordurchmessers (Abbildung 11) basiert auf einer linearen Regression der Mittelwerte für die Inbetriebnahmejahre 2005 bis 2019. Demnach wird für das Jahr

2030 für den Süden von einem mittleren Rotordurchmesser von 170 m ausgegangen, die entsprechende Annahme für Schleswig-Holstein liegt mit 145 m deutlich darunter.

Die mittlere Höhe der unteren Blattspitzen ist in allen vier Regionen seit 2012 nicht signifikant gestiegen und teilweise sogar leicht gesunken. Es kann vermutet werden, dass eine zusätzliche Steigerung der Gesamthöhe über das Rotorwachstum hinaus keinen wirtschaftlichen Vorteil bietet oder genehmigungsrechtlich schwierig ist. Es wird daher davon ausgegangen, dass auch in Zukunft keine Steigerung der mittleren Höhe der unteren Blattspitze erfolgt. Die Höhe der unteren Blattspitze wird entsprechend auf dem mittleren Niveau der Jahre 2015 bis 2019 fixiert (Abbildung 12).

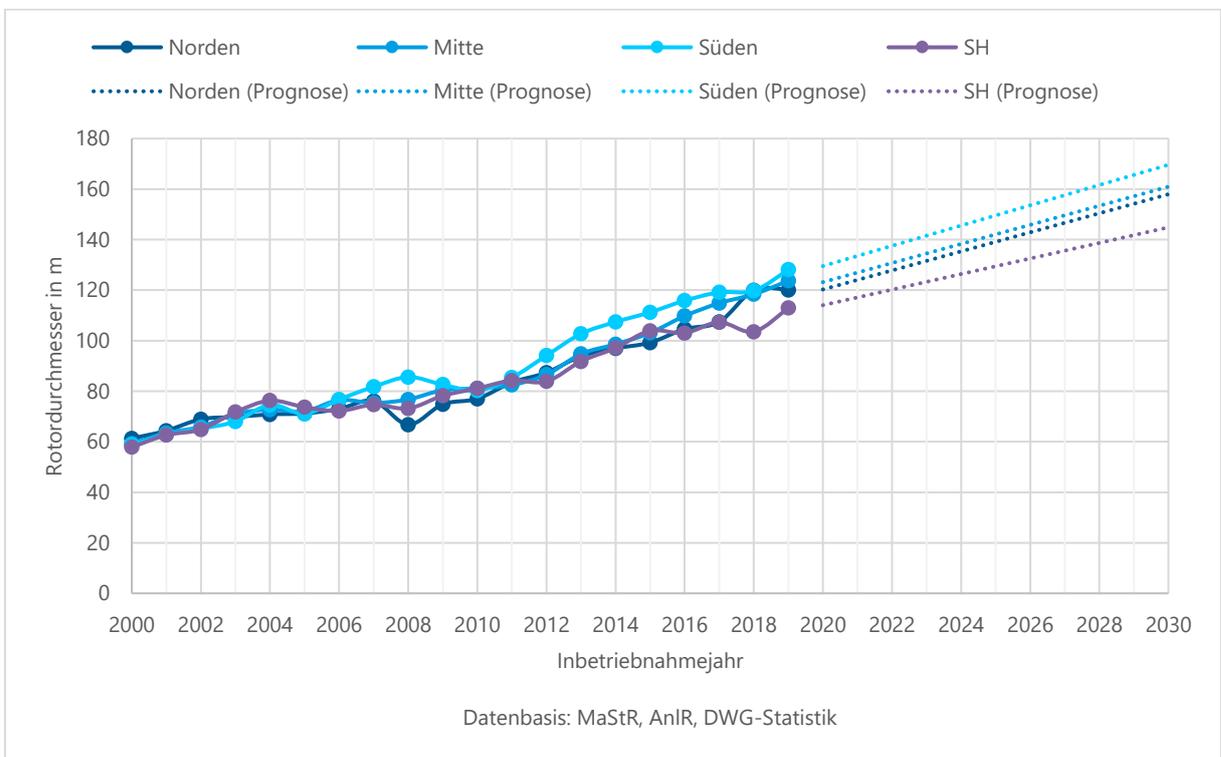


Abbildung 11:  
Prognose für die Entwicklung des mittleren Rotordurchmessers

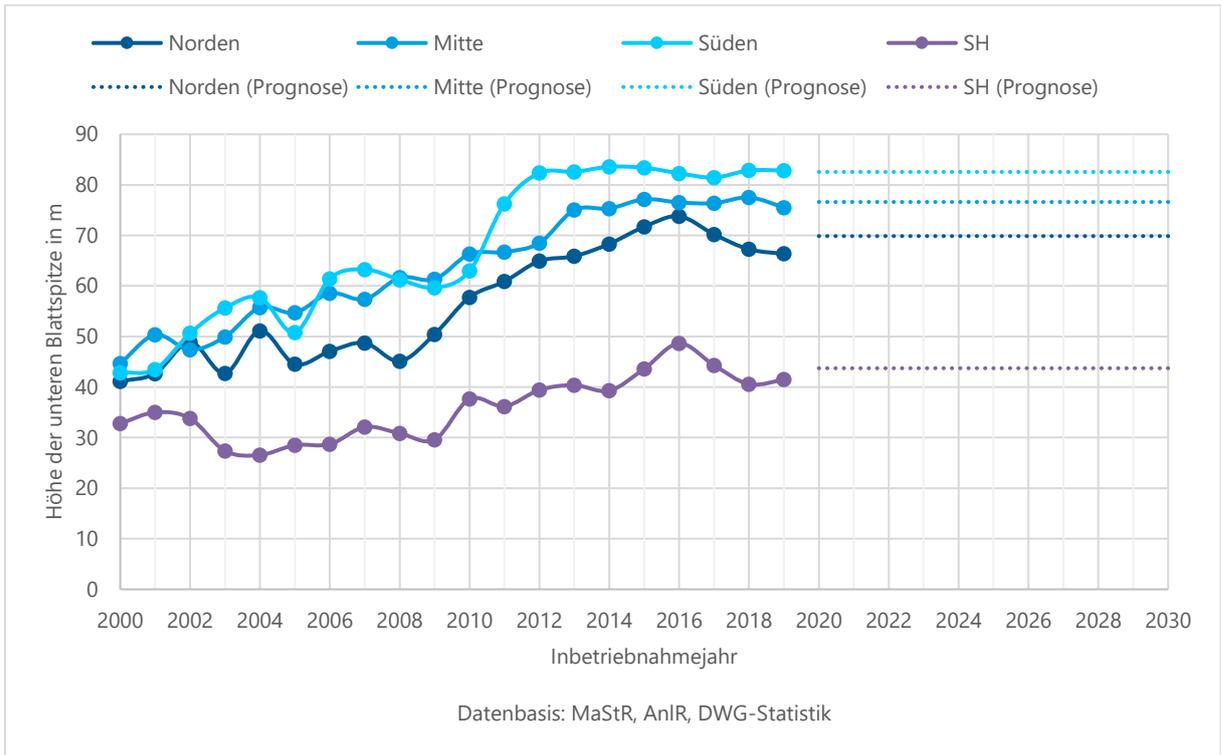


Abbildung 12:  
Prognose für die Entwicklung der mittleren Höhe der unteren Blattspitze

Die mittlere Nabenhöhe ergibt sich vereinfacht aus der Höhe der unteren Blattspitze und dem halben Rotordurchmesser. Abbildung 13 zeigt die Annahmen für die Entwicklung der mittleren Nabenhöhe in den vier Regionen. Im Süden liegt die Steigerung der Nabenhöhe bei 20 m, in Schleswig-Holstein bei 16 m.

Ähnlich stellt sich die Entwicklung der Gesamthöhe (Abbildung 14) dar, die sich aus der Summe aus der Höhe der unteren Blattspitze und dem Rotordurchmesser ergibt.

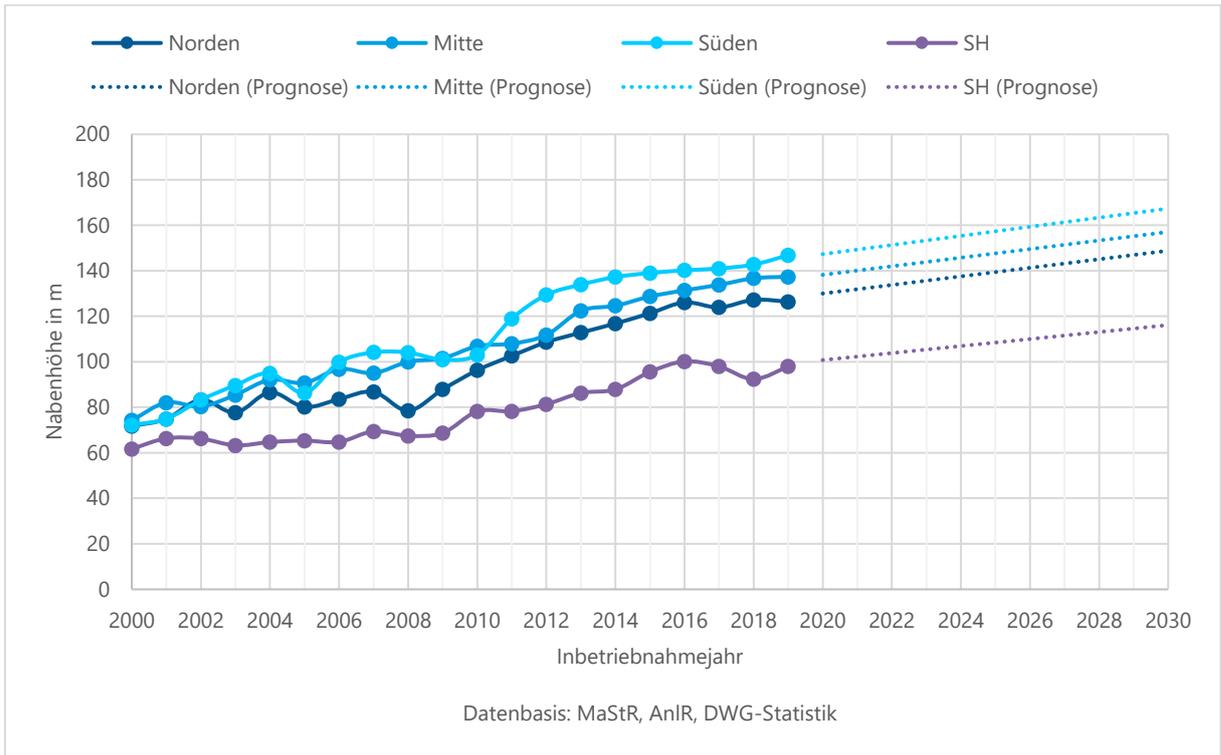


Abbildung 13:  
Prognose für die Entwicklung der mittleren Nabenhöhe

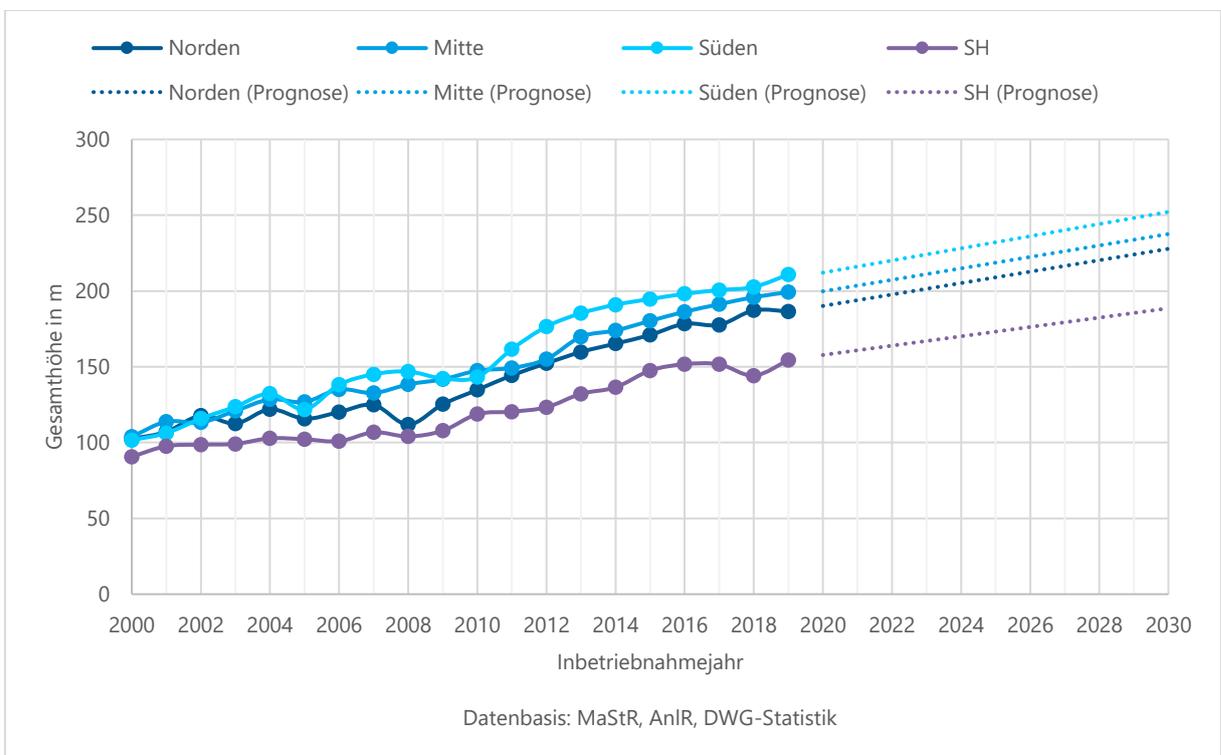


Abbildung 14:  
Prognose für die Entwicklung der mittleren Gesamthöhe

### 3.3 SPEZIFISCHE NENNLEISTUNG

Die Abschätzung der Volllaststunden erfolgt für eine gleichbleibende spezifische Nennleistung und für Extremwerte.

Basierend auf der Auswertung aktueller Anlagentypen wird davon ausgegangen, dass sich die spezifische Nennleistung in näherer Zukunft in einem Bereich zwischen  $230 \text{ W/m}^2$  und  $350 \text{ W/m}^2$  bewegen wird. Mit regionalen Unterschieden bei der mittleren spezifischen Nennleistung ist weiterhin zu rechnen. Da sich die spezifische Nennleistung zuletzt zu stabilisieren schien, wird für die Abschätzung der Volllaststunden bis zum Jahr 2030 für jede Region die mittlere Nennleistung der letzten drei Inbetriebnahmejahre angenommen. Wie in Abbildung 15 dargestellt, liegt diese in Schleswig-Holstein bei  $342 \text{ W/m}^2$ , im Norden bei  $316 \text{ W/m}^2$ , in der Mitte bei  $288 \text{ W/m}^2$  und im Süden bei  $273 \text{ W/m}^2$ . Ergänzend werden die Volllaststunden jeweils für eine spezifische Nennleistung von  $230 \text{ W/m}^2$  und  $350 \text{ W/m}^2$  berechnet.

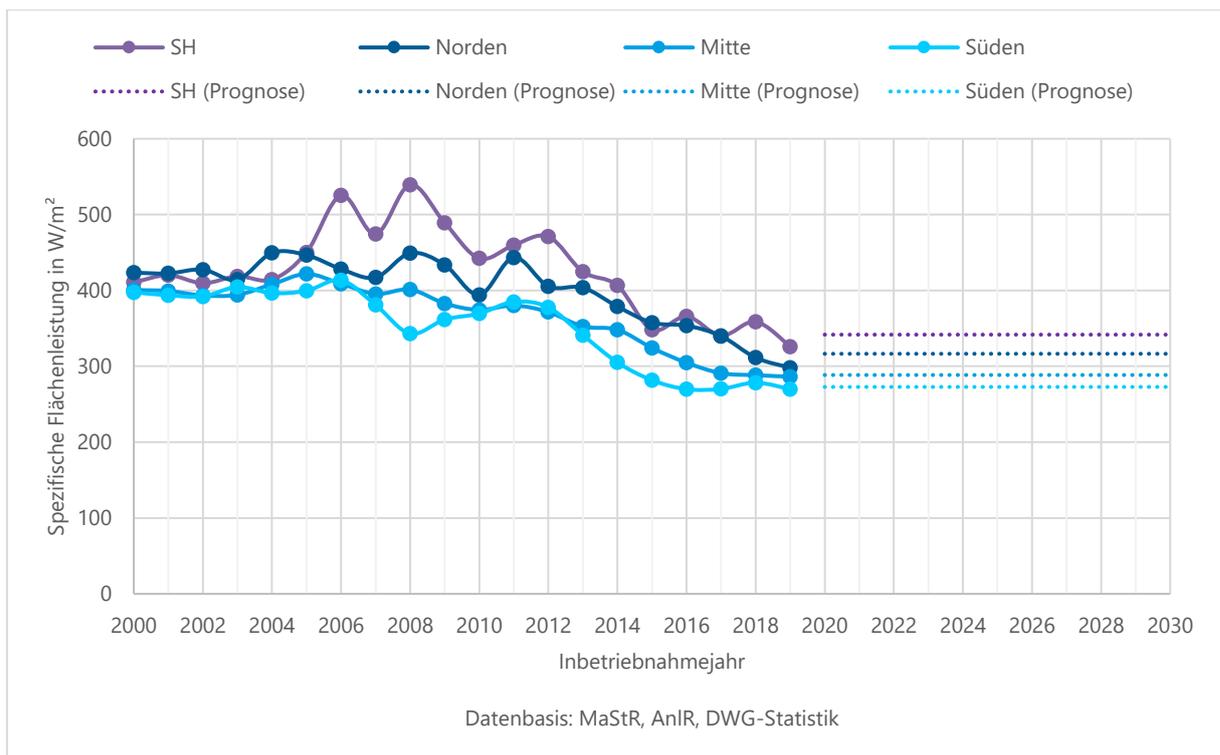


Abbildung 15: Prognose für die Entwicklung der mittleren spezifischen Nennleistung

Die Abschätzung für die Entwicklung der mittleren Nennleistung (Abbildung 16) ergibt sich aus der Entwicklung des Rotordurchmessers und der spezifischen Nennleistung. Da für den Rotordurchmesser eine lineare Steigerung angenommen wird, steigt die Nennleistung überproportional. Demnach ist für

Anlagen mit Inbetriebnahme im Jahr 2030 mit mittleren Nennleistungen zwischen 5,6 MW und 6,2 MW zu rechnen.

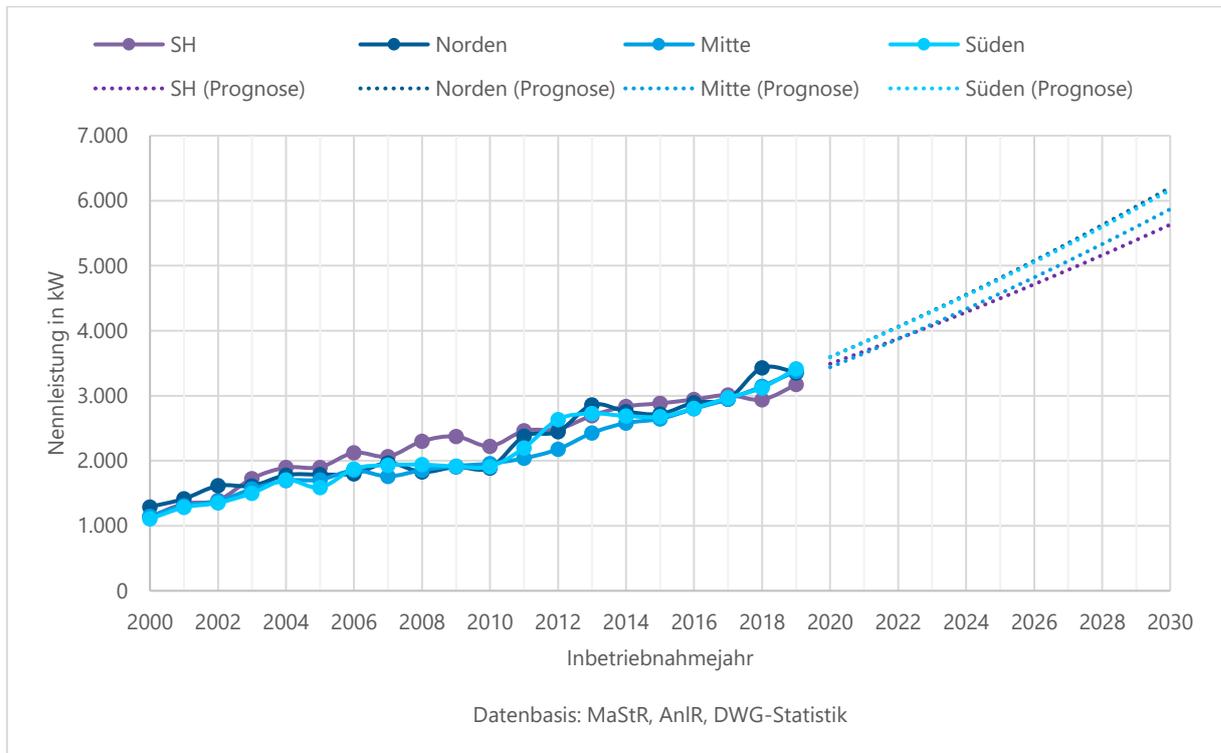


Abbildung 16:  
Prognose für die Entwicklung der mittleren Nennleistung

### 3.4 FLÄCHENPOTENZIAL UND WINDBEDINGUNGEN

Die erreichbaren Volllaststunden hängen maßgeblich mit den Windbedingungen an einem Standort zusammen. Im Auftrag des Umweltbundesamtes haben Navigant und das Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik [Navigant und F-IEE 2019] das Potenzial an kurz- und mittelfristig verfügbaren Flächen für die Windenergienutzung an Land ermittelt. Auf der Grundlage von Regional- und Bauleitplänen wurde die insgesamt ausgewiesene Fläche für die Windenergienutzung je Bundesland ermittelt. Darüber hinaus erfolgte eine Klassifizierung dieser Flächen nach mittleren Windgeschwindigkeiten. Hierfür wurde das Modell COSMO-DE des Deutschen Wetterdienstes zugrunde gelegt und die mittleren Windgeschwindigkeit in einer Höhe von 100 m angegeben.

Allerdings geben bereits die Autoren der Studie an, dass das Modell COSMO-DE tendenziell zu einer Überschätzung der Windgeschwindigkeit führt. In 20 Stichproben wurden mittlere Windgeschwindigkeiten aus langfristigen Windmessungen, die der Deutschen WindGuard vorliegen, mit den Ergebnissen des

COSMO-DE Modells für denselben Standort verglichen. Die Windmessungen lagen im Schnitt 11% unter den Ergebnissen des Modells, weswegen für die vorliegende Analyse die mittleren Windgeschwindigkeiten in jeder Windgeschwindigkeitsklasse um 11% reduziert werden. Die Ermittlung der Windgeschwindigkeiten in höheren Nabenhöhe erfolgt nach dem Potenzgesetz nach Hellmann. Es wird davon ausgegangen, dass Standorte mit geringer Windgeschwindigkeit einen höheren Hellmann-Exponenten und damit eine stärkere Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe aufweisen. Tabelle 4 fasst die Annahmen zu den Windgeschwindigkeitsklassen samt Hellmann-Exponenten und die ausgewiesenen Windflächen für die vier Regionen zusammen.

Tabelle 4:  
Ausgewiesene Windfläche je Region und Windgeschwindigkeitsklasse (Datengrundlage: Navigant & F-IEE 2019)

Windgeschwindigkeitsklasse										
Mittlere Windgeschwindigkeit (100 m) aus COSMO-DE	4,5m/s – 5m/s	5m/s – 5,5m/s	5,5m/s – 6m/s	6m/s – 6,5m/s	6,5m/s – 7m/s	7m/s – 7,5m/s	7,5m/s – 8m/s	8m/s – 8,5m/s	8,5m/s – 9m/s	9m/s – 9,5m/s
Reduzierter Mittelwert (100 m)	4,2m/s	4,7m/s	5,1m/s	5,6m/s	6,0m/s	6,5m/s	6,9m/s	7,3m/s	7,8m/s	8,2m/s
Hellmann-Exponent	0,40	0,37	0,33	0,30	0,27	0,23	0,20	0,17	0,17	0,10
Mittelwert (Hochrechnung 150 m)	5,0m/s	5,4m/s	5,9m/s	6,3m/s	6,7m/s	7,1m/s	7,5m/s	7,9m/s	8,2m/s	8,6m/s
Für die Windenergienutzung ausgewiesene Fläche in km <sup>2</sup>										
Schleswig-Holstein	0	0	0	0	0	7,5	69,7	118,1	84,5	31,9
Norden	0	0,6	4,1	4,2	104,2	238,3	144,5	40,3	18,2	0
Mitte	1,6	19,8	85,5	411,8	625,8	366,1	90,9	6,9	0	0
Süden	25,5	115,1	281,5	301,1	175,6	48,7	6,0	0	0	0

Für die Verteilung der Windgeschwindigkeit wird eine Rayleigh-Verteilung (Weibull-Verteilung mit Formfaktor 2) angenommen.

Die Volllaststunden werden für jede Windgeschwindigkeitsklasse und jede Region individuell berechnet. Es wird davon ausgegangen, dass sich der Zubau gleichmäßig auf die ausgewiesenen Flächen verteilt. Für die Berechnung der mittleren Volllaststunden je Region werden die Volllaststunden in den

unterschiedlichen Windgeschwindigkeitsklassen mit ihrem Flächenanteil gewichtet.

### 3.5 LEISTUNGSKENNLINIEN

Für die Berechnung des Bruttoenergieertrags ist neben der Windgeschwindigkeitsverteilung die Leistungskennlinie der verwendeten Windenergieanlage erforderlich. Für jede spezifische Nennleistung wird eine individuelle Leistungskennlinie erstellt.

Je Region wird der Energieertrag jeweils für das in Abschnitt 3.1 ermittelte Spektrum der spezifischen Nennleistung von  $230 \text{ W/m}^2$  bis  $350 \text{ W/m}^2$  ermittelt. Darüber hinaus wird der Energieertrag für die in Abschnitt 3.3 angenommene spezifische Nennleistung bestimmt. Es wird eine Luftdichte von  $1,225 \text{ kg/m}^3$  und eine Turbulenzintensität von  $0,1$  unterstellt.

Die folgende Abbildung zeigt beispielhafte Leistungskennlinien für das Spektrum der spezifischen Nennleistung.

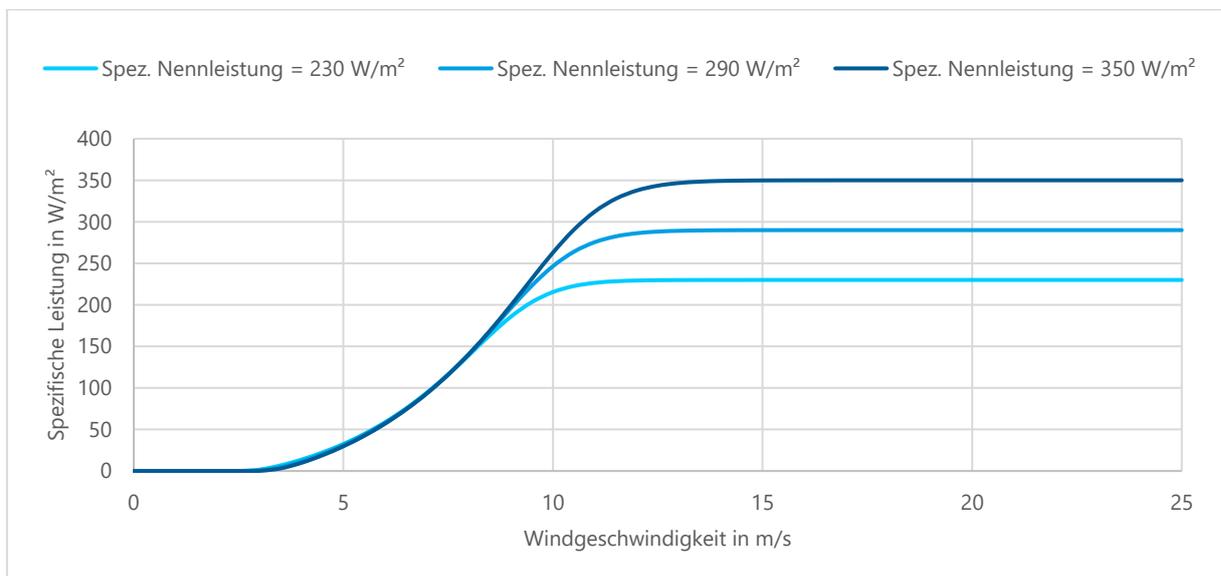


Abbildung 17:  
Leistungskennlinien für drei Windenergieanlagen mit unterschiedlicher spezifischer Nennleistung

Bei einer angenommenen Rayleigh-Verteilung ergibt sich der jährliche spezifische Bruttostromertrag je überstrichener Rotorfläche wie in Abbildung 18 dargestellt.

Die Volllaststunden können nun aus dem Quotienten aus spezifischem Bruttostromertrag und spezifischer Nennleistung berechnet werden (Abbildung 19).

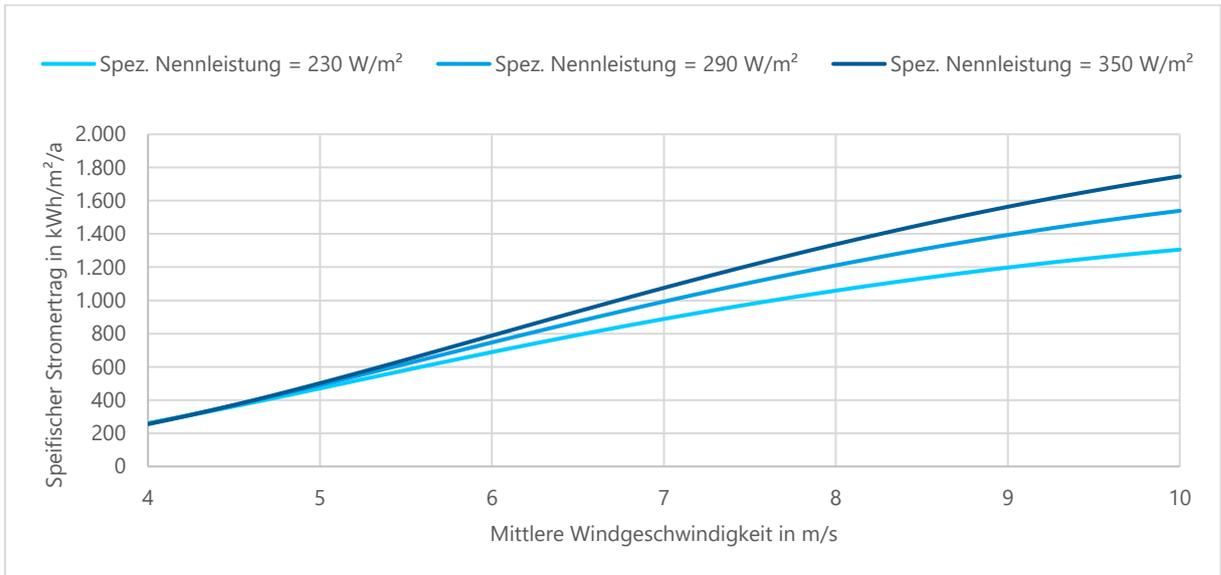


Abbildung 18:  
Bruttostromertrag in Abhängigkeit von der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe

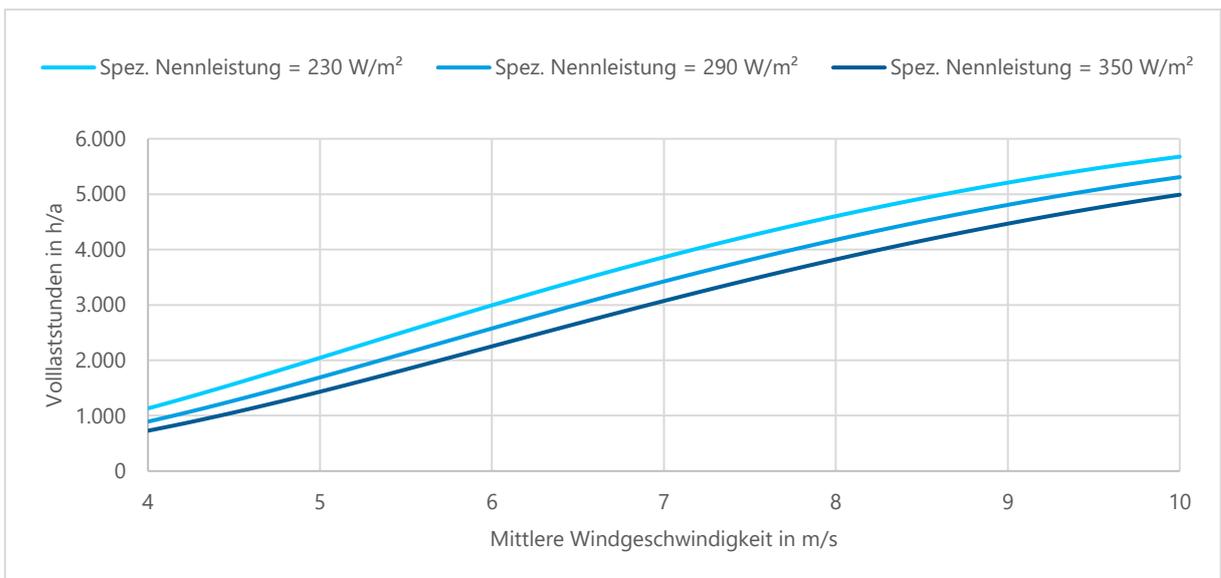


Abbildung 19:  
Bruttovolllaststunden in Abhängigkeit von der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe

Aus diesem Zusammenhang wird ersichtlich, dass die Anlage mit geringer spezifischer Nennleistung für jede mittlere Windgeschwindigkeit die höchsten Volllaststunden, aber den geringsten Stromertrag erzielt. Der Unterschied im Energieertrag ist jedoch bei niedrigen mittleren Windgeschwindigkeiten gering.

### 3.6 ERTRAGSMINDERNDE EFFEKTE

Die aus Windgeschwindigkeitsverteilung und Leistungskennlinie ermittelten Bruttoenergieerträge werden in der Realität nie erreicht.

Selten befinden sich Windenergieanlagen in absoluter Alleinlage und erfahren eine freie Anströmung. Meistens kommt es zu wechselseitiger Verschattung innerhalb eines Windparks oder durch benachbarte Windparks. Diese Effekte werden durch einen weiteren Anstieg der ausgewiesenen Flächen und der Gesamtnennleistung eher zunehmen. Auf der anderen Seite führt das Anlagenwachstum insbesondere bei kleinen ausgewiesenen Flächen zu einer Reduzierung der Anlagenzahl pro Fläche, was sich günstig auf den Parkwirkungsgrad auswirken wird. Hier wird eine Parkwirkungsgrad von 92% angenommen.

Es werden Verluste von insgesamt 17% des Bruttoenergieertrags angenommen.

Auch genehmigungsrechtliche Einschränkungen zur Reduzierung von Schall oder Schattenwurf oder Vermeidung von Konflikten mit dem Flugverkehr oder dem Artenschutz wirken sich ertragsmindernd aus. Hierfür wird ein pauschaler Wert von 4% angenommen.

Weitere Abschläge werden basierend auf der Technischen Richtlinie 6 zur Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen der Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien [FGW 2017] wie folgt angenommen.

Bruttoenergieertrag	100%
Abschattungseffekt	92%
Parkenergieertrag	92%
Verfügbarkeit der WEA	97%
Elektrischer Wirkungsgrad	98%
Leistungsdegradation	99,5%
Vereisung	99%
Genehmigungsrechtliche Einschränkungen	96%
Nettoenergieertrag	83%

Durch Multiplikation der einzelnen Effizienzwerte ergibt sich eine Gesamteffizienz von 83%.

### 3.7 VOLLLASTSTUNDEN

---

Für zukünftig in Betrieb gehende Windenergieanlagen wird eine moderate Steigerung der Volllaststunden erwartet.

Die Abschätzung der möglichen Volllaststunden für Anlagen, die zukünftig in Betrieb genommen werden, zeigt, dass das aktuell erreichte hohe Niveau der Volllaststunden unter den hier getroffenen Annahmen noch etwas gesteigert werden kann.

Abbildung 20 zeigt die mögliche Entwicklung der Volllaststunden für die vier Regionen unter der Annahme, dass die spezifische Nennleistung auf dem aktuellen Stand verharrt. Es zeigen sich Unterschiede in der Höhe der Volllaststunden zwischen den Regionen. Diese Unterschiede sind auf die unterschiedlichen Standortqualitäten in den vier Regionen zurückzuführen.

In Schleswig-Holstein ist auch zukünftig mit höheren Volllaststunden zu rechnen als in anderen Regionen. Auch ist hier in den nächsten Jahren mit einer Steigerung der Volllaststunden im Vergleich zu den Anlagenjahrgängen 2015 bis 2017 zu rechnen. Dies ist damit zu begründen, dass die aktuelle Regionalplanung in Schleswig-Holstein viele Standorte mit besonders guten Windbedingungen vorsieht.

Die Steigerung der Volllaststunden innerhalb der Prognose ist auf den Zuwachs an Nabenhöhe zurückzuführen. Eine weitere Steigerung wäre möglich, falls sich der Trend in Richtung niedriger spezifischer Nennleistung fortsetzt, wie Tabelle 5 zeigt.

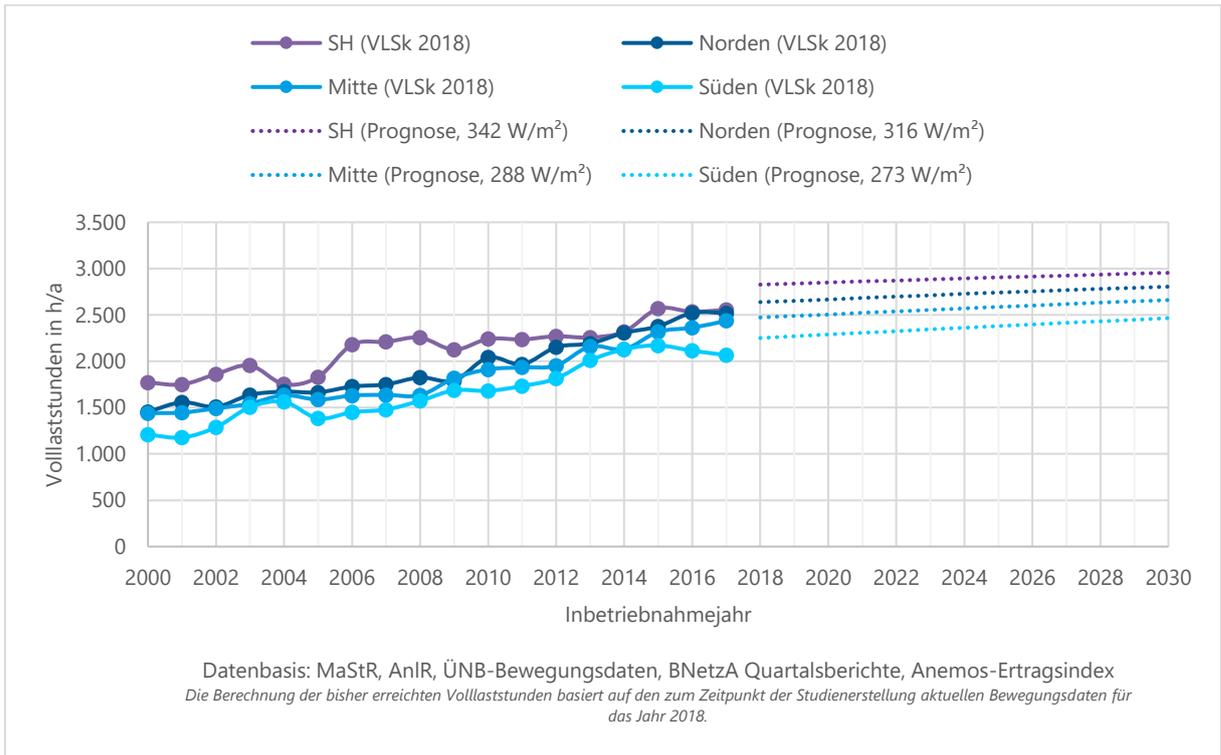


Abbildung 20: Prognose der Entwicklung der mittleren Volllaststunden je Inbetriebnahmejahr (VLSk: Volllaststunden, einsman- und langzeitkorrigiert)

Die nachfolgende Tabelle zeigt die mittleren Stromerträge und mittleren Volllaststunden für das gezeigte Spektrum der spezifischen Nennleistung von 230 W/m<sup>2</sup> bis 350 W/m<sup>2</sup> und Anlagen mit Inbetriebnahme im Jahr 2030.

Tabelle 5: Mittlere Volllaststunden für Anlagen mit Inbetriebnahme im Jahr 2030

	230 W/m <sup>2</sup>		Prognose nach Abbildung 20		350 W/m <sup>2</sup>	
	Spez. Stromertrag in kWh/m <sup>2</sup> /a	Volllaststunden in h/a	Spez. Stromertrag in kWh/m <sup>2</sup> /a	Volllaststunden in h/a	Spez. Stromertrag in kWh/m <sup>2</sup> /a	Volllaststunden in h/a
Schleswig-Holstein	821	3.568	1.010	2.954	1.021	2.918
Norden	759	3.299	886	2.805	927	2.648
Mitte	692	3.008	766	2.660	828	2.365
Süden	627	2.727	648	2.466	735	2.100

Tabelle 5 zeigt die Entwicklung der mittleren Volllaststunden bis 2030. Es zeigt sich deutlich, welche Auswirkungen die Wahl der Anlagentechnik hat.

Während im Durchschnitt mit den leistungsstärksten Anlagen in Schleswig-Holstein knapp 3.000 Volllaststunden erzielt

werden können, sind es bei Anlagen mit geringer spezifischer Nennleistung über 3.500 Volllaststunden. An sehr guten Standorten sind auch über 4.000 Volllaststunden möglich.

Anders sieht es im Süden aus. Hier würde eine Starkwindanlage im Durchschnitt nur 2.100 Volllaststunden erzeugen, wogegen eine Schwachwindanlage mit 230 W/m<sup>2</sup> durchschnittlich über 2.700 Volllaststunden erzielt. An guten Standorten im Süden können die Erträge dieser Anlagen auch an die 3.500 Volllaststunden heranreichen.

Die größten Unsicherheiten bei der Abschätzung der Volllaststunden liegen neben der Entwicklung der spezifischen Nennleistung in der Beurteilung der Windbedingungen auf den ausgewiesenen Flächen und der ertragsmindernden Effekte.

## 4 ERTRAGSPOTENZIAL AUF AUSGEWIESENEN FLÄCHEN

Die Berechnung des Gesamtstromertragspotenzials erfolgt für die in der Flächenanalyse im Auftrag des Umweltbundesamtes [Navigant & Fraunhofer-IEE] ermittelten ausgewiesenen Flächen. Diese Flächen subsumieren rechtskräftige und in Aufstellung befindliche Flächen.

Die nachfolgende Tabelle fasst die ausgewiesenen Flächen für die hier betrachteten Regionen zusammen. Es wird deutlich, dass der Anteil an Flächen für die Windenergienutzung an der gesamten Fläche der Regionen unterschiedlich ausfällt. Während in Schleswig-Holstein mit 2% der Landesfläche ein vergleichsweise großer Anteil der Fläche für die Windenergienutzung zur Verfügung steht, ist dieser Anteil im gesamten Bundesgebiet mit 0,9% nicht einmal halb so groß.

Tabelle 6:  
Anteil ausgewiesene Windfläche an der Gesamtfläche (Datengrundlage: Navigant und F-IEE 2019)

	Gesamtfläche der Region in km <sup>2</sup>	Ausgewiesene Fläche in km <sup>2</sup>	Anteil ausgewiesene Fläche
Schleswig-Holstein	15.802	312	2,0%
Norden	71.982	554	0,8%
Mitte	140.877	1.611	1,1%
Süden	128.724	655	0,5%
Deutschland	357.385	3.131	0,9%

Die Frage, welche Anlagenanzahl je ausgewiesener Fläche installiert werden kann, lässt sich nicht pauschal beantworten, da

sie von vielen Faktoren wie der Flächengröße und dem Flächen-zuschnitt abhängt.

Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, inwieweit ausgewiesene Flächen bereits teilweise durch Bestandsanlagen auf den Flächen oder in unmittelbarer Nähe blockiert sind.

Für die Flächenpotenzialstudie [Navigant und F-IEE 2019] wurde die Anzahl der platzierbaren Anlagen mit einem aufwendigen Algorithmus für jede einzelne ausgewiesene Fläche ermittelt. Hierbei wurde von einer Anlage mit einer Nennleistung von 3.500 kW ausgegangen und der Rotordurchmesser für jedes Bundesland angepasst, um die auch hier dargestellte Variation in der spezifischen Nennleistung zu erreichen. Es wurden Abstände von fünf Rotordurchmessern in Hauptwindrichtung und drei Rotordurchmessern in Nebenwindrichtung vorausgesetzt. Bestandsanlagen wurden bis zu einer Betriebsdauer von 20 Jahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres berücksichtigt.

Die Annahmen für Nennleistung und Rotordurchmesser der Flächenpotenzialstudie liegen etwas unter den hier getroffenen Annahmen. Daher wird nicht die Anlagenanzahl übernommen, sondern die Gesamtrotorfläche, welche auf der ausgewiesenen Fläche unter Einhaltung der Abstandsregelungen installiert werden kann. Das Verhältnis aus installierbarer Gesamtrotorfläche zur ausgewiesenen Fläche beträgt im Mittel 10%. Für die Abschätzung des Energieertrags werden für jede Region jeweils die prognostizierten Mittelwerte für Rotordurchmesser und Volllaststunden für den Zeitraum von 2020 bis 2030 zugrunde gelegt.

Tabelle 7 stellt das Potenzial der installierbaren Nennleistung sowie des damit erreichbaren Stromertrags unter Variation der spezifischen Anlagennennleistung dar. Das Potenzial ist zum einen für die gesamte ausgewiesene Fläche unter der rein hypothetischen Annahme, dass auf diesen Flächen keinerlei Bestandsanlagen stehen („grüne Wiese“), dargestellt. Zum anderen ist das Potenzial für die im Jahr 2030 voraussichtlich zur Verfügung stehende Fläche unter Berücksichtigung aller Bestandsanlagen, die vor 2018 in Betrieb genommen worden sind, dargestellt.

Je nach Szenario für die Entwicklung der spezifischen Anlagennennleistung lassen sich unter Berücksichtigung von Bestandsanlagen bis zum Jahr 2030 mit etwa 12.600 Anlagen zwischen 46 GW bei einer spezifischen Nennleistung von 230 W/m<sup>2</sup> und 70 GW bei einer spezifischen Nennleistung von 350 W/m<sup>2</sup> neu installieren. Der mit diesem Zubau erzielbare Stromertrag liegt

zwischen 137 TWh pro Jahr, was im Mittel 2.949 Volllaststunden entspricht, und 163 TWh pro Jahr, was im Mittel 2.312 Volllaststunden entspricht.

Tabelle 7:  
Potenzial der Nennleistung und des Stromertrags (Datengrundlage: Navigant & F-IEE 2019)

	Insgesamt ausgewiesene Fläche und Zubaupotenzial bei vollständig unbebauten Windflächen				Freie Fläche und Zubaupotenzial im Jahr 2030 unter Berücksichtigung von Bestandsanlagen (bis 2017)			
	Freie Fläche in km <sup>2</sup>	Platzierbare WEA*	Nennleistung in GW	Stromertrag in TWh/a	Freie Fläche in km <sup>2</sup>	Platzierbare WEA*	Nennleistung in GW	Stromertrag in TWh/a
230 W/m <sup>2</sup>								
Schleswig-Holstein	312	2.100	6	22	127	1.047	3	11
Norden	554	3.381	12	38	362	2.421	8	27
Mitte	1.611	8.976	33	96	969	6.182	23	66
Süden	655	3.963	16	42	444	3.008	12	32
Summe	3.131	18.420	67	199	1.902	12.657	46	137
Prognose nach Abbildung 20 (342 W/m <sup>2</sup> , 316 W/m <sup>2</sup> , 288 W/m <sup>2</sup> , 273 W/m <sup>2</sup> )								
Schleswig-Holstein	312	2.100	9	27	127	1.047	5	14
Norden	554	3.381	16	45	362	2.421	12	32
Mitte	1.611	8.976	41	106	969	6.182	28	73
Süden	655	3.963	19	45	444	3.008	14	34
Summe	3.131	18.420	86	223	1.902	12.657	59	153
350 W/m <sup>2</sup>								
Schleswig-Holstein	312	2.100	10	28	127	1.047	5	14
Norden	554	3.381	18	46	362	2.421	13	33
Mitte	1.611	8.976	50	114	969	6.182	34	79
Süden	655	3.963	24	49	444	3.008	18	37
Summe	3.131	18.420	102	237	1.902	12.657	70	163

\*Mittlerer regionsspezifischer Rotordurchmesser und mittlere regionsspezifische Nabenhöhe bei gleichmäßigem Ausbau im Zeitraum von 2020 bis 2030

Bei einer flächendeckenden spezifischen Nennleistung von 230 W/m<sup>2</sup> reduziert sich der Stromertrag um 16% im Vergleich zu einer flächendeckenden spezifischen Nennleistung von 350 W/m<sup>2</sup>. Auf der anderen Seite können die Volllaststunden um 27% gesteigert werden.

Verharrt die spezifische Nennleistung auf dem aktuellen Niveau, ließen sich 59 GW installieren. Damit ließen sich bis zum Jahr 2030 jährlich 153 TWh und im Mittel 2.590 Volllaststunden erreichen.

Tabelle 8 stellt das nationale Zubaupotenzial auf der hypothetischen „grünen Wiese“ dem gemeinsamen Potenzial aus Neu- und Bestandsanlagen für das Jahr 2030 gegenüber. Bestandsanlagen, die auch über das Jahr 2030 hinaus noch in Betrieb sein

werden, stehen nur zu einem Anteil von 61% auf heute ausgewiesenen Windflächen. Wird das Zubaupotenzial voll ausgeschöpft, ließe sich mit insgesamt rund 20.000 Bestands- und Neuanlagen bis zum Ende des Jahres 2030 eine installierte Gesamtleistung von 85 GW erreichen. Hiermit wäre ein jährlicher Stromertrag von rund 212 TWh möglich.

Die Werte für die dargestellte installierte Gesamtleistung und den damit verbundenen jährlichen Stromertrag würden durch den reinen Zubau von Neuanlagen auf der „grünen Wiese“ noch leicht übertroffen, wobei sich Anlagenanzahl und Flächeninanspruchnahme deutlich reduzieren ließen, da keine Anlagen außerhalb von ausgewiesenen Windflächen mehr stünden.

Tabelle 8:

Potenzial auf ausgewiesenen Windflächen (Datengrundlage: Navigant & F-IEE 2019)

		Anlagenanzahl*	Leistung in GW	Stromertrag in TWh/a
Zubaupotenzial ohne Berücksichtigung von Bestandsanlagen** („Grüne Wiese“)	Zubaupotenzial innerhalb ausgewiesener Windflächen	18.400	86	223
Zubaupotenzial und Bestandsanlagen im Jahr 2030	Zubaupotenzial innerhalb ausgewiesener Windflächen	12.700	59	153
	Bestand innerhalb ausgewiesener Windflächen	5.600	16	36
	Bestand außerhalb ausgewiesener Windflächen	3.600	10	23

\*Für zugebaute Anlagen werden der mittlere regionsspezifischer Rotordurchmesser und die mittlere regionsspezifische Nabenhöhe bei gleichmäßigem Ausbau im Zeitraum von 2020 bis 2030 angenommen.

\*\*Anlagen, die bis zum Jahr 2017 in Betrieb gegangen sind, werden als Bestandsanlagen betrachtet. Später installierte Anlagen fallen unter das Zubaupotenzial.

Auf der Basis des Potenzials auf der gesamten ausgewiesenen Fläche lässt sich überschlägig durch einfache Skalierung berechnen, welcher Energieertrag möglich wäre, falls in allen Regionen, wie für Schleswig-Holstein vorgesehen, 2% der Flächen für die Nutzung durch Windenergieanlagen mit ähnlichen Windverhältnissen wie auf den bisher ausgewiesenen Flächen zur Verfügung stünden. Eine so umfangreiche Flächenausweitung und -bebauung ist bis 2030 nicht zu erwarten. Es handelt sich daher eher um eine Potenzialanalyse ohne Berücksichtigung von Bestandsanlagen auf der Basis der in diesem Gutachten betrachteten mittleren Anlagentechnologie.

Bleibt die spezifische Nennleistung wie angenommen auf dem aktuellen Stand, ließen sich so mit rund 40.000 Anlagen und

einer installierten Nennleistung von 200 GW etwa 500 TWh pro Jahr erreichen.

## 5 FAZIT

Windenergieanlagen sind in der Vergangenheit immer größer geworden. Es wird erwartet, dass sich dieser Trend auch in den kommenden zehn Jahren fortsetzt.

Die mittlere spezifische Nennleistung hat seit 2012 abgenommen. Für die kommenden zehn Jahre wird erwartet, dass sich die spezifische Nennleistung zwischen  $230 \text{ W/m}^2$  und  $350 \text{ W/m}^2$  bewegen wird.

Es wird erwartet, dass die Volllaststunden neuer Anlagen weiterhin moderat ansteigen werden.

Die vorliegende Untersuchung zeigt, wie sich die Technik der Windenergieanlagen an Land seit dem Jahr 2000 weiterentwickelt hat. Es kann ein klarer Trend für ein Ansteigen der mittleren Nennleistung und des mittleren Rotordurchmessers der neu in Betrieb genommenen Anlagen dargestellt werden. Auch die mittlere Gesamthöhe der Anlagen nimmt zu, wobei dieser Anstieg seit einigen Jahren auf den Anstieg des mittleren Rotordurchmessers bei gleichbleibender Höhe der unteren Blattspitze zurückzuführen ist. Dies führt auch zu einem Ansteigen der mittleren Nabenhöhe.

Es wird davon ausgegangen, dass sich diese Trends in den kommenden zehn Jahren weiter fortsetzen. Ein Blick auf die Konfiguration der neuesten Anlagenmodelle unterschiedlicher Hersteller stützt diese These. Dass auch bei einem Rotordurchmesser von 170 m und einer Nennleistung 6,6 MW kein Ende der Anlagenskalierung zu erwarten ist, lässt die Entwicklung der Windenergieanlagen auf See vermuten, wo bereits deutlich größere Anlagen verfügbar sind.

Weniger eindeutig ist die Entwicklung der spezifischen Nennleistung. Die mittlere spezifische Nennleistung der Neuinstallationen hat seit 2012 erkennbar abgenommen, scheint sich aber zuletzt stabilisiert zu haben. Das Spektrum der spezifischen Nennleistung aktueller Anlagenmodelle bietet keinen Anhalt für ein weiteres Absinken der spezifischen Nennleistung, sodass für die Zukunft von ähnlichen wie den bisher erreichten Werten ausgegangen wird. Letztlich wird die Entwicklung der spezifischen Nennleistung auch von der politischen Zielsetzung und den daraus abgeleiteten regulatorischen Rahmenbedingungen abhängen. Eine hohe spezifische Nennleistung dient der Maximierung des Energieertrags für jede Anlage. Für eine geringe spezifische Nennleistung sprechen eine gleichmäßigere Einspeisung sowie geringere Netzanschlusskosten.

Die Analyse der Volllaststunden zeigt einen Anstieg der Volllaststunden für jüngere Anlagenjahrgänge. Wesentliche Gründe hierfür sind der Anstieg der Nabenhöhe und das Absinken der spezifischen Nennleistung. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Volllaststunden neuerer Anlagen weiterhin moderat zunehmen werden. Auch die mittleren Volllaststunden des

Bis zum Jahr 2030 könnten auf ausgewiesenen Flächen zusätzliche Anlagen mit einer Leistung von insgesamt 59 GW installiert werden. Hiermit wäre ein Energieertrag von etwa 153 TWh/a möglich.

gesamten Anlagenparks werden dadurch steigen. Mit welcher Geschwindigkeit dies erfolgt, hängt auch von der Ausbaudynamik ab.

Die rechtskräftig ausgewiesenen oder in Aufstellung befindlichen Flächen machen aktuell einen Anteil von 0,9% an der Fläche Deutschlands aus [Navigant & F-IEE 2019]. Unter Berücksichtigung von Bestandsanlagen, ließen sich bis zum Jahr 2030 gut 12.600 zusätzliche Anlagen der in diesem Gutachten betrachteten mittleren Anlagentechnologie installieren. Diese entspricht einer zusätzlichen Kapazität von 59 GW, womit ein jährlicher Energieertrag von 153 TWh erzielt werden könnte. Gemeinsam mit den Bestandsanlagen, die auch über das Jahr 2030 noch in Betrieb sein werden, würde so eine installierte Gesamtleistung von 85 GW und ein jährlicher Stromertrag von etwa 212 TWh erreicht.

Die Berechnung der installierbaren Gesamtleistung und des möglichen Stromertrags für das vom Umweltbundesamt veröffentlichte Flächenpotenzial macht deutlich, welchen Einfluss die spezifische Nennleistung auf beide Werte hat. Neben der für wahrscheinlich erachteten Entwicklung mit regional unterschiedlicher spezifischer Nennleistung, werden Extrempfade mit mittleren spezifischen Nennleistungen von  $230 \text{ W/m}^2$  und  $350 \text{ W/m}^2$  dargestellt. Bei gleicher Anlagenanzahl können mit einer geringen spezifischen Nennleistung und damit zwei Dritteln der Nennleistung etwa 16% weniger Stromertrag erreicht werden, während sich die Volllaststunden um 27% erhöhen.

Die durchgeführte Potenzialanalyse zeigt den möglichen Energieertrag, falls die ausgewiesene Fläche in allen Regionen 2% der Landesfläche betrüge und es keine Einschränkungen durch Bestandsanlagen gäbe. Unter Annahme der in diesem Gutachten betrachteten mittleren Anlagentechnologie ließe sich mit rund 40.000 Anlagen und einer installierten Gesamtleistung von 200 GW ein Energieertrag von etwa 500 TWh pro Jahr erreichen.

## LITERATURVERZEICHNIS

- [AGEE-Stat 2020] Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (2020): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland (Stand März 2020). Online verfügbar: [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare\\_Energien\\_in\\_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html)
- [Anemos 2018] Anemos (2018): Wind- und Ertragsindex Report für das Jahr 2017. Online verfügbar: [https://www.anemos.de/files/windatlanten/anemos\\_Windreport\\_2017.pdf](https://www.anemos.de/files/windatlanten/anemos_Windreport_2017.pdf)
- [Anemos 2019] Anemos (2019): Wind- und Ertragsindex Report für das Jahr 2018. Online verfügbar: [https://www.anemos.de/files/windatlanten/anemos\\_Windreport\\_2018.pdf](https://www.anemos.de/files/windatlanten/anemos_Windreport_2018.pdf)
- [BMWi 2019] Bundeswirtschaftsministerium für Wirtschaft und Energie (2019): Die Energie der Zukunft – Zweiter Fortschrittsbericht der Energiewende, Berichtsjahr 2017. Online verfügbar: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschrittsbericht-monitoring-energiewende-kurzfassung.html>
- [BNetzA 2019a] Bundesnetzagentur (2019): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Gesamtjahr und Viertes Quartal 2018. Online verfügbar: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netz\\_Systemsicherheit/Netz\\_Systemsicherheit.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netz_Systemsicherheit/Netz_Systemsicherheit.html)
- [BNetzA 2019b] Bundesnetzagentur (2019): EEG-Anlagenstammdaten (Stand v. Januar 2019). Online verfügbar: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG\\_Registerdaten/EEG\\_Registerdaten\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html)
- [BNetzA 2020] Bundesnetzagentur (2020): Marktstammdatenregister (Stand v. Mai 2020). Online verfügbar: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>
- [DWG 2020] Deutsche WindGuard (2020): Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland – Erstes Halbjahr 2020. Online verfügbar: <https://www.windguard.de/id-1-halbjahr-2020.html>
- [Ern. Energien 2019] Tilman Weber (2019): Diese vier Windturbinenbauer haben 2018 am meisten Anlagen errichtet. Online verfügbar: <https://www.erneuerbareenergien.de/diese-vier-turbinenbauer-haben-2018-am-meisten-anlagen-errichtet>

- [FGW 2017] Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien (2017): Technische Richtlinie 6 – Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen, Revision 10
- [Navigant & F-IEE 2019] Navigant und Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (2019): Analyse der kurz- und mittelfristigen Verfügbarkeit von Flächen für die Windenergienutzung an Land. Online verfügbar: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/analyse-der-kurz-mittelfristigen-verfuegbarkeit-von>
- [SH Netz 2020] Schleswig-Holstein Netz (2020): Einspeisemanagement – Abgeschlossene Maßnahmen. Online verfügbar: <https://www.sh-netz.com/de/energie-einspeisen/einspeisemanagement/veroeffentlichungen/abgeschlossene-massnahmen.html>
- [ÜNB 2018] 50Hertz, Amprion, Tennet & Transnet BW (2018): EEG-Jahresabrechnung 2017. Online verfügbar: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen>
- [ÜNB 2019a] 50Hertz, Amprion, Tennet & Transnet BW (2019): EEG-Jahresabrechnung 2018. Online verfügbar: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen>
- [ÜNB 2019b] 50Hertz, Amprion, Tennet & Transnet BW (2019): EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2018. Online verfügbar: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>