

CLIMATE CHANGE

58/2025

# Wissenschaftliche Analysen zu ausgewählten Aspekten der Statistik erneuerbarer Energien und zur Unterstützung der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien- Statistik (AGEE-Stat)

Fachbericht Onshore- und Offshore-Windenergie



CLIMATE CHANGE 58/2025

EVUPLAN des Bundesministeriums für Wirtschaft und  
Klimaschutz

Forschungskennzahl 37EV 18 102 0

FB001645

# **Wissenschaftliche Analysen zu ausgewählten Aspekten der Statistik erneuerbarer Energien und zur Unterstützung der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien- Statistik (AGEE-Stat)**

Fachbericht Onshore- und Offshore-Windenergie

von

Bernd Neddermann, Dr. Thomas Neumann  
UL International GmbH – UL Solutions

überarbeitet von Nina Krey

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

## Impressum

### Herausgeber

Umweltbundesamt  
Wörlitzer Platz 1  
06844 Dessau-Roßlau  
Tel: +49 340-2103-0  
Fax: +49 340-2103-2285  
[buergerservice@uba.de](mailto:buergerservice@uba.de)  
Internet: [www.umweltbundesamt.de](http://www.umweltbundesamt.de)

### Durchführung der Studie:

UL International GmbH – UL Solutions  
c/o DEWI-OCC GmbH, Contrescarpe 45  
28195 Bremen

### Abschlussdatum:

Oktober 2024

### Redaktion:

Fachgebiet V 1.8, Geschäftsstelle der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik  
(AGEE-Stat)  
Michael Memmler, Fabian Sandau

DOI:  
<https://doi.org/10.60810/openumwelt-7646>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, Oktober 2025

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

**Kurzbeschreibung: Wissenschaftliche Analysen zu ausgewählten Aspekten der Statistik erneuerbarer Energien und zur Unterstützung der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)**

In diesem Bericht wird analysiert, wie sich die aktuell veränderten Rahmenbedingungen für die Onshore- und Offshore-Windenergie in Deutschland auf die Entwicklung der statistischen Daten auswirken. Der Bestand an Windenergieanlagen (WEA) wird aufgrund der gesetzlichen Meldepflicht für alle Anlagenbetreiber im Marktstammdatenregister (MaStR) sehr gut erfasst. Als Ursache für Abweichungen in verschiedenen Datenquellen wie MaStR und Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) - Daten ist die schwierige Erfassung des Rückbaus von Altanlagen zu sehen. Die in den Bewegungsdaten der EEG-Jahresabrechnungen dokumentierten Angaben zur Stromeinspeisung ins Netz beziehen sich auf die Nettostromerzeugung. Für die Bruttostromerzeugung sind zusätzlich der WEA-Eigenverbrauch und die Verluste bei der Übertragung zwischen Generator und Einspeisepunkt ins Netz zu beachten. Das Auslaufen der EEG-Vergütung für viele Altanlagen zum Jahresende 2020 hatte bisher keinen erkennbaren Einfluss auf die Entwicklung des Rückbaus von WEA. Der Großteil der Anlagen wird nach zwanzigjährigem Betrieb auf Basis von Stromlieferverträgen zunächst weiterbetrieben. Die Analyse zeigt, dass die Stromerzeugung ohne EEG-Vergütung offenbar nicht vollständig statistisch erfasst wird. Allerdings ist davon auszugehen, dass der Selbstverbrauch eine untergeordnete Bedeutung hat. Für die Offshore-Windenergie zeigt sich eine sehr gute Übereinstimmung bei der statistischen Erfassung in verschiedenen Datenquellen. Die Ausbauziele bis 2030 für die Onshore- und Offshore-Windenergie wurden zuletzt deutlich angehoben. Die Analyse zeigt jedoch, dass der bisherige Ausbaupfad für die Onshore-Windenergie nach der Einführung von Ausschreibungen nicht eingehalten werden konnte. Der realisierbare Offshore-Ausbau wird maßgeblich durch die tatsächlich verfügbaren Netzanschlüsse bestimmt.

**Abstract: Scientific analyses on selected aspects of renewable energy statistics and in support of the working group on renewable energy statistics (AGEE-Stat)**

The report analyses how currently changed framework conditions for onshore and offshore wind energy in Germany affect the development of statistical data. The stock of wind turbines (WT) is very well recorded in the market master data register (Marktstammdatenregister – MaStR) due to the legal reporting obligation for all WT operators. The reason for differences in various data sources such as MaStR and transmission system operators (TSO) data is the difficulty in recording the dismantling of old plants. The data on electricity fed into the grid documented in the transaction data of the EEG (Renewable Energy Sources Act – EEG) annual statements refer to net electricity generation. Gross electricity generation must also consider the self-consumption of the WT and the losses in transmission between the generator and the point for feeding electricity into the grid. The expiration of the EEG remuneration for many old plants at the end of 2020 has so far had no significant impact on the development of the dismantling of WTs. The majority of plants will initially continue to be operated on the basis of power purchase agreements after twenty years of operation. The analysis shows that electricity generation without EEG remuneration is apparently not fully statistically recorded. However, it can be assumed that electricity volumes for self-consumption are of minor importance. For offshore wind energy, there is very good agreement in the statistical coverage in different data sources. The targets for the expansion of onshore and offshore wind energy by 2030 have recently been raised significantly. However, the analysis shows that the previous expansion path for onshore wind energy could not be met after the introduction of tenders. The achievable offshore development is largely determined by the grid connections that are actually available.

## Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	8
Tabellenverzeichnis .....	9
Abkürzungsverzeichnis .....	10
Zusammenfassung.....	11
Summary .....	15
1 Einleitung.....	19
2 Onshore-Windenergie .....	20
2.1 Entwicklung der Onshore-Windenergie.....	20
2.1.1 Gegenüberstellung verschiedener Datenquellen für den Ausbau von WEA an Land .....	20
2.1.2 Anzahl der Anlagen in Betrieb.....	22
2.1.3 Anlagen mit EEG-Vergütungsanspruch .....	25
2.1.4 Anlagen ohne EEG-Vergütungsanspruch .....	25
2.1.5 Mittlere Betriebsdauer.....	27
2.2 Entwicklung der installierten elektrischen Leistung .....	28
2.2.1 Brutto- und Nettoleistung.....	28
2.2.2 Leistung in Betrieb, Bruttozubau und Rückbau .....	29
2.2.3 Installierte Leistung von Anlagen mit EEG-Vergütungsanspruch.....	32
2.2.4 Installierte Leistung von Anlagen ohne EEG-Vergütungsanspruch.....	32
2.2.5 Installierte Leistung nach Leistungsklassen .....	33
2.2.6 Entwicklung von spezifischer Leistung, Rotordurchmesser und Nabenhöhe.....	34
2.3 Entwicklung der Stromerzeugung.....	36
2.3.1 Optionen zur Vermarktung des Stroms aus Windenergieanlagen .....	37
2.3.2 Brutto- und Nettostromerzeugung .....	37
2.3.3 Nettostromerzeugung differenziert nach Leistungsklassen .....	40
2.3.4 Nettostromerzeugung ohne EEG-Vergütungsanspruch.....	41
2.3.5 Durchschnittliche Auslastung, Volllaststunden.....	42
2.3.6 Einspeisemanagement .....	44
2.3.7 Entwicklung des wirtschaftlich motivierten Selbstverbrauchs .....	45
2.3.7.1 Analyse zur Erfassung der Strommengen für den Selbstverbrauch .....	49
2.3.7.2 Zuordnung des Selbstverbrauchs zu Leistungsklassen .....	57

2.4 Auswirkungen neuer Vermarktungsformen und Rahmenbedingungen auf die statistische Erfassung des Windausbaus .....	69
3 Offshore-Windenergie.....	75
3.1 Entwicklung der Offshore-Windenergie .....	75
3.1.1 Anzahl der Anlagen in Betrieb.....	75
3.1.2 Leistungsklassen.....	77
3.1.3 Anlagen mit EEG-Vergütungsanspruch .....	78
3.1.4 Anlagen ohne EEG-Vergütungsanspruch .....	78
3.1.5 Mittlere Betriebsdauer.....	79
3.2 Entwicklung der installierten elektrischen Leistung .....	79
3.2.1 Leistung in Betrieb, Bruttozubau und Rückbau .....	79
3.2.2 Netzeinspeisung mit EEG-Vergütungsanspruch.....	81
3.2.3 Netzeinspeisung ohne EEG-Vergütungsanspruch.....	82
3.2.4 Spezifische Leistung, Rotordurchmesser und Nabenhöhe .....	82
3.3 Entwicklung der Stromerzeugung.....	83
3.3.1 Durchschnittliche Auslastung, Volllaststunden.....	84
3.3.2 Brutto- und Nettostromerzeugung .....	85
3.3.3 Einspeisemanagement .....	85
3.4 Auswirkungen neuer Vermarktungsformen und Rahmenbedingungen auf die statistische Erfassung des Windausbaus in Deutschland .....	86
3.5 Aktuelle Trends zur Entwicklung der Offshore-Windenergie .....	87
4 Quellenverzeichnis .....	91

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Nettozubau von WEA an Land – Gegenüberstellung verschiedener Datenquellen .....	22
Abbildung 2:	Bestand von WEA an Land (Status: 31.12.2023) – nach Inbetriebnahmejahr .....	25
Abbildung 3:	Betriebsjahre des Anlagenbestands – WEA an Land > 80 kW ..	28
Abbildung 4:	Gesamtleistung von WEA an Land – Gegenüberstellung verschiedener Datenquellen .....	30
Abbildung 5:	Entwicklung von Brutto-/Nettozubau und Rückbau von WEA an Land 2003-2023 .....	31
Abbildung 6:	Entwicklung der Sonstigen Direktvermarktung für WEA an Land seit 2020 .....	33
Abbildung 7:	Historische Entwicklung der eingesetzten WEA-Leistungsklassen .....	34
Abbildung 8:	Entwicklung von mittlerer Nabenhöhe und Rotordurchmesser von WEA > 80 kW .....	35
Abbildung 9:	Entwicklung der spezifischen Leistung (Leistung/Rotorkreisfläche) von WEA >80 kW .....	36
Abbildung 10:	Übersicht zur Marktstruktur für den Betrieb von WEA in Deutschland.....	37
Abbildung 11:	Brutto- und Nettoleistung sowie Verluste bei netzeinspeisenden WEA an Land .....	38
Abbildung 12:	Anteil der WEA-Leistungsklassen an der Onshore-Windstromerzeugung 2020.....	41
Abbildung 13:	Mittlere Volllaststunden 2015-2020 von WEA an Land nach Inbetriebnahmejahr mit Witterungsbereinigung.....	43
Abbildung 14:	Mittlere Volllaststunden 2015-2020 von WEA an Land nach Inbetriebnahmejahr ohne Witterungsbereinigung .....	44
Abbildung 15:	Ausschreibungsvolumen und Zuschläge für WEA an Land in 30 Ausschreibungen .....	71
Abbildung 16:	In Ausschreibungen für WEA an Land bezuschlagte und bisher realisierte Leistung .....	72
Abbildung 17:	Entwicklung der Monatsmarktwerte Wind an Land .....	74
Abbildung 18:	Offshore-Ausbau seit 2009 – WEA- Anzahl .....	77
Abbildung 19:	Offshore-Ausbau seit 2009 – WEA-Leistungsklassen inkl. WEA-Anzahl .....	78
Abbildung 21:	Offshore-Ausbau – spezifische Leistung, Rotordurchmesser und Nabenhöhe .....	83
Abbildung 22:	Volllaststunden (VLS) 2020, 2021 und 2022 der OWP in der Nord- und Ostsee .....	84

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	WEA-Bestand onshore, Stand 31.12.2023 – MaStR-Daten und ÜNB-Stammdaten.....	23
Tabelle 2:	WEA-Inbetriebnahmen onshore in 2023 – MaStR-Daten und ÜNB-Stammdaten.....	23
Tabelle 3:	Anzahl und Gesamtleistung der Kleinwindanlagen (KWEA) in Deutschland (2018) .....	26
Tabelle 4:	Stillstandzeiten von WEA der 2 MW-Klasse an verschiedenen Standorten.....	40
Tabelle 5:	Ausfallarbeit Windenergie Onshore durch EinsMan-Maßnahmen – 2016-2023 .....	45
Tabelle 6:	WEA > 80 kW mit Strommengen für Selbstverbrauch in den Bewegungsdaten 2022 .....	50
Tabelle 7:	Zuordnung der SV-Strommengen von WEA > 80 kW zu Leistungsklassen .....	57
Tabelle 8:	WEA mit potenzieller Eigenversorgung bzw. Direktlieferung ..	59
Tabelle 9:	Offshore-Ausbau seit 2009 – Anzahl Windenergieanlagen (WEA) .....	76
Tabelle 10:	Offshore-Ausbau seit 2009 – Leistung in Megawatt (MW) .....	80
Tabelle 11:	In Betrieb befindliche Netzanbindungen und Offshore-Windparks.....	81
Tabelle 12:	Durchschnittliche Volllaststunden (VLS) von Offshore-WEA in der Nord- und Ostsee .....	85
Tabelle 13:	Ausfallarbeit Windenergie Offshore durch EinsMan-Maßnahmen – 2016-2023 .....	86
Tabelle 14:	Zuschläge in den Ausschreibungen 2017-2023 für zentral voruntersuchte Flächen.....	88

## Abkürzungsverzeichnis

<b>AGEE-Stat</b>	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik
<b>BMU</b>	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
<b>BNetzA</b>	Bundesnetzagentur
<b>BSH</b>	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
<b>BVKW</b>	Bundesverband Kleinwindanlagen e.V.
<b>BWE</b>	Bundesverband Windenergie e.V.
<b>Destatis</b>	Statistisches Bundesamt
<b>DEWI</b>	Deutsches Windenergie-Institut (jetzt: UL Solutions)
<b>EEG</b>	Erneuerbare-Energien-Gesetz
<b>EinsMan</b>	Einspeisemanagement
<b>FA Wind</b>	Fachagentur Windenergie an Land
<b>FEP</b>	Flächenentwicklungsplan für die deutsche Nord- und Ostsee
<b>FGW</b>	Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien e.V.
<b>HKN</b>	Herkunftsnachweis
<b>MaStR</b>	Marktstammdatenregister
<b>OWP</b>	Offshore-Windpark
<b>O-NEP</b>	Offshore-Netzentwicklungsplan
<b>PPA</b>	Power Purchase Agreement (Stromliefervertrag)
<b>UBA</b>	Umweltbundesamt
<b>ÜNB</b>	Übertragungsnetzbetreiber
<b>VDMA</b>	Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V.
<b>VLS</b>	Volllaststunden
<b>WEA</b>	Windenergieanlage

## Zusammenfassung

Im Rahmen des Vorhabens wird für die Onshore- und Offshore-Windenergie in Deutschland analysiert, wie sich aktuelle Veränderungen durch die Einführung von Ausschreibungen für neue Windenergieanlagen (WEA) ab 2017 und dem Ende der EEG-Vergütungsdauer für zahlreiche Altanlagen ab 2021 auf die Entwicklung der statistischen Daten auswirken.

Im vorliegenden Fachbericht wird dargestellt, wie die Entwicklung der Windenergie an Land in verschiedenen Datenquellen erfasst wird und welche Unterschiede sich im Hinblick auf den jährlichen Nettozubau sowie die Anzahl und Gesamtleistung des in Betrieb befindlichen WEA-Bestands ergeben. Generell ist festzuhalten, dass die Inbetriebnahme neuer WEA aufgrund der gesetzlichen Meldepflicht für alle Anlagenbetreiber sehr genau erfasst wird. Als Ursache für bestehende Abweichungen in verschiedenen Datenquellen ist die schwierige Erfassung des Rückbaus von Altanlagen zu sehen. Die Gegenüberstellung der Daten verdeutlicht, dass die Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber 2022 erhebliche Datenlücken aufweisen. So fehlen u.a. mehr als die Hälfte der Anlagen, die als neue Inbetriebnahmen von WEA im Jahr 2022 im Marktstammdatenregister (MaStR) registriert wurden. Besonders kritisch erscheint dies angesichts der unvollständigen Erfassung der durch Windenergie erzeugten Strommengen, da für die nicht erfassten WEA auch keine Stromproduktion in den Bewegungsdaten berücksichtigt wird.

Im Rahmen der Analyse erfolgt eine Auswertung der MaStR-Daten für den aktuellen WEA-Bestand. Am 31.12.2023 waren gemäß MaStR-Daten 28.537 Onshore-WEA > 80 kW mit insgesamt 60.853 MW und 959 Kleinwindanlagen (bis 80 kW) mit ca. 16 MW in Betrieb (Stand 02.02.2024).

Gemäß den gesetzlichen Bestimmungen endete zum Stichtag 31.12.2020 der EEG-Vergütungsanspruch für 4.450 im MaStR registrierte Windenergieanlagen an Land. Seitdem stieg der Anteil der ohne EEG-Vergütung weiter betriebenen WEA > 80 kW von 4.312 WEA mit 3.253 MW Anfang 2021 auf 9.125 WEA (10.180 MW) Ende 2023. Das Auslaufen der EEG-Vergütung hatte somit bisher offensichtlich keinen erkennbaren Einfluss auf die Entwicklung des Rückbaus. Als Hintergrund für diese Entwicklung ist zu sehen, dass zwischenzeitlich für viele Altanlagen Stromlieferverträge vereinbart wurden, die für einige Jahre einen Weiterbetrieb ermöglichen.

Mit der Vermarktung des Windstroms im Rahmen sog. Power Purchase Agreements (PPA) ist ein Wechsel vom Marktprämienmodell zur Sonstigen Direktvermarktung verbunden. Die aktuelle Entwicklung zeigt einen deutlichen Anstieg der Leistung von WEA an Land in der Sonstigen Direktvermarktung, die bis Ende 2020 praktisch ohne Bedeutung war. Mittlerweile hat diese ein Niveau von 11.000 MW erreicht, sodass 9,4 % der Stromerzeugung von WEA an Land im Jahr 2022 über die Sonstige Direktvermarktung vermarktet wurde.

Das Repowering hat sich als wichtige Einflussgröße für den Onshore-Markt etabliert. Im Zeitraum 2017-2023 wurde im Mittel ca. 23 % des Leistungszubaus durch Repoweringmaßnahmen realisiert. Der Rückbau von Bestandsanlagen (lt. MaStR 450 WEA > 80 kW mit ca. 570 MW in 2023) erfolgte im Wesentlichen im Rahmen von Repoweringprojekten. Dabei wurden 50 % der 2023 stillgelegten WEA durch modernere und leistungsstärkere Anlagen ersetzt.

Im vorliegenden Bericht erfolgt eine aktuelle Analyse zur technologischen Entwicklung und zu den Anlagenparametern des im MaStR mit Stand 02.02.2024 für den bis 31.12.2023 in Betrieb genommenen und erfassten WEA-Bestand.

Bei aktuell geplanten WEA zeigt sich weiter ein Trend zu noch größeren Anlagendimensionen. So hat die Mehrheit der bereits genehmigten WEA eine Leistung von über 5 MW und einen Rotor Durchmesser von 150 m oder mehr. Die übliche WEA-Gesamthöhe liegt heute bei 200-250 m.

Eine Analyse der mittleren Volllaststunden in den Jahren 2015 bis 2020 für den Anlagenbestand von Onshore-WEA > 80 kW zeigt, dass moderne Anlagen wesentlich höhere Volllaststunden haben als ältere WEA-Generationen. Aktuell erreichen neu installierte WEA an Land im Mittel über 2.400 Volllaststunden (normalisiert, unter Berücksichtigung des Einspeisemanagements und mit Bereinigung der Witterungseffekte), das entspricht einer durchschnittlichen Auslastung (Kapazitätsfaktor) von ca. 28 %.

Die Brutto-Stromerzeugung aus Onshore-Windenergie hat sich in Deutschland seit 2013 mehr als verdoppelt. Durch WEA an Land wurden 2020 104,8 TWh Strom erzeugt, das sind 18,8 % des Bruttostromverbrauchs. Aufgrund der im Vergleich zu 2020 schwächeren Windverhältnisse wurde 2022 (wie bereits 2021) – trotz der zwischenzeitlich zunehmenden Gesamtleistung – weniger Windstrom erzeugt. Im Jahr 2023 stieg die Stromeinspeisung aus Windkraft an Land gegenüber dem Jahr 2022 um 17 % auf 116,7 TWh an. Windkraft an Land war damit mit einem Anteil von 22,4 % am Bruttostromverbrauch der wichtigste Energieträger für die Stromerzeugung in Deutschland. Die Gründe für den deutlichen Anstieg des Anteils waren ein gutes Windjahr 2023 sowie der Leistungszubau um 5,2 % bei gleichzeitig geringerer Gesamtstromerzeugung.

Eine Analyse der Onshore-Windstromerzeugung 2020 zeigt, dass der starke Zubau von WEA der 3 MW-Klasse in den Jahren 2014-2017 mit 41,5 % einen wesentlichen Anteil an der Stromerzeugung hatte. Der große Bestand an WEA mit einer Leistung von 0,6-1,8 MW, die von 2000-2004 in Betrieb genommen wurden, leisteten dagegen lediglich einen Anteil von 16 %. Anlagen der 2 MW-Klasse aus dem Zeitraum 2005-2009 erzeugten 15 % des Windstroms im Jahr 2020.

Die in den Bewegungsdaten der EEG-Jahresabrechnungen dokumentierten Angaben zur Windstromerzeugung beziehen sich auf die ins Netz eingespeiste elektrische Energie. Für die Betrachtung der Bruttostromerzeugung sind zusätzlich der WEA-Eigenverbrauch und die Verluste bei der Übertragung zwischen Generator und Einspeisepunkt ins Netz zu beachten. Die Energiestatistik der AGEE-Stat berücksichtigt den (weitgehend selbsterzeugten) Eigenverbrauch von WEA an Land mit einem Anteil von 2 % der produzierten Strommenge. Die elektrischen Trafo- und Leitungsverluste liegen erfahrungsgemäß in einer Größenordnung von 1-3 % der Stromproduktion. Aufgrund der Abweichung in diversen Datenquellen zur Netzeinspeisung von Windstrom hat die AGEE-Stat sich entschieden, ab dem Jahr 2021 die Daten zu nutzen, die das Statistische Bundesamt zur Verfügung stellt.

Aktuell wird der von Windenergieanlagen erzeugte Strom überwiegend unter Inanspruchnahme der EEG-Vergütung ins öffentliche Stromnetz eingespeist. Eine Ausnahme stellt der Weiterbetrieb von Altanlagen nach Auslaufen des EEG-Vergütungsanspruchs dar. Bei diesem Anlagenbestand erfolgt die Netzeinspeisung in der Regel über Stromlieferverträge.

In Bezug auf die Datenerfassung von Strommengen ohne EEG-Vergütung zeigt eine Analyse, dass sich die im MaStR gemeldeten Angaben zur Teileinspeisung von WEA nicht in den Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber widerspiegeln. Nur in wenigen Einzelfällen sind WEA dokumentiert, bei denen Strommengen ohne EEG-Vergütung (für den Selbstverbrauch) und Strommengen mit EEG-Vergütung (zur Netzeinspeisung) angegeben sind.

Die Tatsache, dass entsprechende Angaben nur bei einzelnen Anlagen vorliegen, deutet darauf hin, dass der WEA-Bestand mit anteiligem Selbstverbrauch insgesamt sehr gering ist. Offenbar ist es in einigen Fällen aber auch Praxis, dass die selbst genutzten Strommengen nur intern zwi-

schen WEA-Betreiber und Netzbetreiber bilanziert, aber nicht als Strommengen ohne EEG-Vergütung in den EEG-Jahresabrechnungen gemeldet werden.

In Bezug auf die im MaStR registrierten Angaben zur Volleinspeisung oder Teileinspeisung gibt es bei den Betreibern offensichtlich ein unterschiedliches Verständnis. In welchem Umfang Meldungen als WEA mit Teileinspeisung aus rein rechtlichen Gründen erfolgen, obwohl nur in geringem Umfang Strom für den WEA-Eigenbedarf genutzt wird, lässt sich nicht beurteilen.

Aufgrund der vorliegenden Informationen ist anzunehmen, dass die Strommengen ohne EEG-Vergütung nicht vollständig erfasst werden. Es ist aber davon auszugehen, dass die Strommengen für Selbstverbrauch/Direktlieferung insgesamt eine untergeordnete Bedeutung haben. Die in den Bewegungsdaten zur EEG-Jahresabrechnung bei einem Selbstverbrauch nicht oder nicht vollständig erfasste Strommenge von WEA lässt sich auf weniger als 50 GWh abschätzen.

Die Einführung von Ausschreibungen für WEA an Land hat in den letzten Jahren bereits deutliche Auswirkungen auf die Entwicklung des Windenergieausbaus gezeigt. Seit 2018 wurde der im EEG 2017 vorgesehene Ausbaupfad – teilweise erheblich – unterschritten, sodass das Ziel mit einem Zuwachs der Onshore-Windenergie von 17.100 MW im Zeitraum 2017-2022 nicht erreicht wurde. Stattdessen konnte nur ein Bruttozubau von 14.682 MW realisiert werden.

Insgesamt ist nach 30 Gebotsterminen seit Mai 2017 zu bilanzieren, dass die für WEA an Land ausgeschriebene Leistung, abgesehen von wenigen Ausnahmen, seit 2018 fast in allen Ausschreibungsrunden unterzeichnet waren. Unabhängig davon hat die Bundesregierung im Sommer 2022 ein Energiesofortmaßnahmenpaket beschlossen, in dem nochmals sehr ambitionierte neue Ausbauziele für die Onshore-Windenergie formuliert werden. Dabei ist vorgesehen, die installierte Leistung von WEA an Land bis 2024 auf 69 GW, auf 84 GW im Jahr 2026, auf 99 GW im Jahr 2028 und auf 115 GW im Jahr 2030 zu erhöhen.

Die Offshore-Windenergie wird in Deutschland erst seit 2009 genutzt. Seitdem gab es eine sehr dynamische Ausbauentwicklung. Zum Jahresende 2023 war eine Gesamtleistung von 8.473 MW in Betrieb. Die Stromerzeugung hat sich innerhalb weniger Jahre mehr als verdreifacht und mittlerweile einen Anteil von rund 10 % an der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erreicht. Im Jahr 2020 wurden 27,3 TWh erzeugt, in den windschwachen Jahren 2021 bis 2023 nur 24,4 TWh, 25,1 TWh und 23,9 TWh – trotz (geringfügiger) Leistungssteigerung.

Aufgrund der insgesamt überschaubaren Anzahl an Offshore-Windparks (OWP) und der späten Ausbauentwicklung zeigt sich eine sehr gute Übereinstimmung bei der statistischen Erfassung der Offshore-Windenergie in verschiedenen Datenquellen.

Derzeit besteht für alle in Betrieb befindlichen OWP unverändert ein EEG-Vergütungsanspruch. Seit 2022 erfolgt die Vermarktung des Stroms bei ersten Offshore-Windparks im Rahmen der Sonstigen Direktvermarktung. Als Hintergrund ist dabei zu sehen, dass einzelne Projekte das Ende des Zeitraums für die erhöhte Anfangsvergütung erreicht haben und dass auch erste OWP mit Zuschlag in einer Ausschreibung in Betrieb gehen. Bei der Realisierung von Offshore-Windparks haben sich inzwischen Gebote mit 0 ct/kWh und die Vermarktung des Stroms durch umfangreiche Lieferverträge mit finanzstarken Großunternehmen etabliert.

Nach fast zwei Jahren fanden 2022 erstmals wieder Bauarbeiten für neue Offshore-Windparks vor der deutschen Küste statt. Bis 2025 sollen drei weitere OWP in der Nordsee und zwei Projekte in der Ostsee in Betrieb gehen. Erstmals kommen dabei auch Anlagen mit 11 MW bzw. 15 MW zum Einsatz.

Für die Nordsee wurde ein gewichteter Durchschnittswert im Zeitraum 2017-2022 über alle Offshore-WEA von 3.428 Volllaststunden und ein Kapazitätsfaktor von 39,1 % ermittelt. In der Ostsee wurden mit 3.681 Volllaststunden und 42,3% Kapazitätsfaktor etwas höhere Werte erreicht.

Die Ausbauziele für die Offshore-Windenergie wurden zuletzt nochmals deutlich angehoben auf aktuell mindestens 30 GW bis 2030. Zur Umsetzung des Ziels ist vorgesehen, allein im Zeitraum 3. Quartal 2029 bis 4. Quartal 2030 insgesamt acht Netzanbindungssysteme mit insgesamt 16.000 MW Übertragungskapazität für die auf den Flächen geplanten OWP bereitzustellen.

Neben den Ausschreibungen für die zentral voruntersuchten Flächen finden seit 2023 auch zusätzliche Gebotstermine für nicht zentral voruntersuchte Flächen statt.

## Summary

Within the scope of the project, the impact of current changes due to the introduction of tenders for new wind turbines (WT) from 2017 and the end of the EEG (Renewable Energy Sources Act – EEG) remuneration period for numerous old turbines from 2021 on the development of statistical data is analysed for onshore and offshore wind energy in Germany.

This technical report describes how the development of onshore wind energy is recorded in various data sources and what differences arise with regard to the annual net new installations and the number and total output of the wind turbine inventory in operation. In general, it can be stated that the commissioning of new wind turbines is recorded very precisely due to the legal reporting obligation for all WT operators. The reason for existing differences in various data sources is the difficulty in recording the dismantling of old plants. A comparison of the data shows that there are considerable data gaps in the master data of the transmission system operators in 2022. For example, more than half of the plants that were registered in the market master data register (MaStR) as new commissioning of wind turbines in 2022 are missing. This appears to be particularly critical in view of the incomplete recording of the amounts of electricity generated by wind energy, since no electricity production is included in the transaction data for the wind turbines that are not recorded.

Within the scope of the analysis, the MaStR data is evaluated for the current wind turbine inventory. According to MaStR data, 28,537 onshore WT > 80 kW with a total of 60,853 MW and 959 small wind turbines (up to 80 kW) with approx. 16 MW were in operation on December 31, 2023 (02.02.2024).

In accordance with legal requirements, the EEG remuneration entitlement for 4,450 onshore wind turbines registered in the MaStR data ended on the deadline of 31.12.2020. Since then, the share of WTs > 80 kW continuing to operate without EEG remuneration has risen from 4,312 WTs with 3,253 MW at the beginning of 2021 to 9,125 WTs (10,180 MW) at the end of 2023. The expiry of the EEG remuneration has thus obviously had no significant influence on the development of dismantling to date. The background to this development is that power purchase agreements (PPA) have been concluded in the meantime for many old plants, which allow them to continue operating for a few years.

The marketing of wind power under power purchase agreements is associated with a switch from the market premium model to other direct marketing. The current development shows a significant increase in the output of onshore wind turbines in other direct marketing, which was practically without significance until the end of 2020. In the meantime, this has reached a level of 11,000 MW, so that 9.4 % of the electricity generated by onshore wind turbines in 2022 was marketed via other direct marketing.

Repowering has established itself as an important factor influencing the onshore market. In the period 2017-2023, an average of approx. 23 % of the capacity increase was realized through repowering measures. The decommissioning of existing turbines (according to MaStR data 450 WEA > 80 kW mit ca. 570 MW in 2023) was mainly carried out within the scope of repowering projects. In the process, 50 % of the WTs decommissioned in 2022 were replaced by more modern and more powerful turbines.

This report provides an up-to-date analysis of the technological development and the WT parameters of the existing installations recorded in the MaStR as of December 31, 2023.

For currently planned plants, there is a continuing trend towards even larger WT dimensions. The majority of the already approved wind turbines have a capacity of more than 5 MW and a rotor diameter of 150 m or more. The usual total height of wind turbines today is 200-250 m.

An analysis of the average full load hours in the years 2015 to 2020 for the operational onshore wind turbines > 80 kW shows that modern turbines have significantly higher full load hours than older wind turbine generations. Currently, newly installed onshore wind turbines achieve an average of over 2,400 full load hours (standardized, considering feed-in management and adjusting for weather effects), which corresponds to an average utilisation (capacity factor) of approximately 28 %.

Gross electricity generation from onshore wind power in Germany has doubled since 2013. Onshore wind turbines generated a total of 104.8 TWh of electricity in 2020, or 18.9 % of gross electricity production. Due to weaker wind conditions compared to 2020, less wind power was generated in 2022 (as was already the case in 2021) - despite the increase in total output in the meantime. In 2023 gross wind power generation increased by 17.0 % compared to 2022, achieving 116.7 TWh. Onshore wind power was thus the most important energy source for electricity generation in Germany with a share of 22.4 %. The reasons for the significant increase in the share were a good wind year in 2023 and an increase of 5.2 % in capacity with a simultaneous decrease in total electricity generation.

An analysis of onshore wind power generation in 2020 shows that the strong addition of WTs in the 3 MW class in 2014-2017 accounted for a significant share of 41.5 % of power generation. In contrast, the relatively large number of 0.6-1.8 MW WTs commissioned from 2000-2004 contributed only 16 %. Turbines in the 2 MW class from 2005-2009 produced 15 % of electricity generated from wind power in 2020.

The data on wind power generation documented in the transaction data of the EEG annual statements refer to the electrical energy fed into the grid and thus correspond to net power generation. Gross electricity generation must also consider the wind turbine's own consumption and the losses during the transmission between the generator and the feed-in point into the grid. The energy statistics of AGEE Stat take into account the (largely self-generated) self-consumption of onshore wind turbines with a share of 2 % of the produced electricity. Experience shows that the electrical losses of transformer and transmission lines range from 1-3 % of the WT power production. Due to the discrepancies in various data sources, AGEE-Stat decided in 2023 to use the data provided by the Federal Statistical Office from 2021 onwards.

Currently, most of the electricity generated by wind turbines is fed into the public grid under the Renewable Energy Sources Act (EEG). An exception is the continued operation of old plants after the EEG remuneration entitlement has expired. In the case of these plants, electricity is usually fed into the grid via power purchase agreements.

Regarding the data collection of electricity quantities without EEG remuneration, an analysis shows that the information on partial feed-in of WTs reported in the MaStR is not reflected in the transaction data of the transmission system operators. Only in a few individual cases are WTs documented for which electricity quantities without EEG remuneration (for self-consumption) and electricity quantities with EEG remuneration (for feeding into the grid) are specified.

The fact that corresponding data are only available for individual plants indicates that the total number of wind turbines with partial self-consumption is very small. Apparently, it is also the practice in some cases that the self-used electricity is only accounted internally between the WT operator and the grid operator but are not reported as amounts of electricity without EEG remuneration in the EEG annual statements.

With regard to the information on full feed-in or partial feed-in registered in the MaStR, there is obviously a different understanding among the operators. It is not possible to assess the extent to which reports as WT with partial feed-in are made for purely legal reasons, even though only a small amount of electricity is used for the WT's own needs.

Based on the available information, it can be assumed that the amounts of electricity without EEG remuneration are not fully recorded. However, it can be assumed that self-consumptions/ direct deliveries are of minor importance overall. The amount of electricity from wind turbines that is not or not fully recorded in the transaction data for the EEG annual statements in the case of self-consumption can be estimated at less than 50 GWh.

The introduction of tenders for onshore wind turbines has already had a significant impact on the development of wind energy expansion in recent years. Since 2018, however, the planned expansion path set in the EEG 2017 has been undercut – in some cases significantly – so that the expansion target of 17,100 MW growth in onshore wind energy in the period 2017-2022 was not achieved. Instead, only a gross expansion of 14,682 MW was realized.

Overall, after 30 bidding dates since May 2017, the capacity put out to tender for onshore wind turbines has been undercut in almost all bidding rounds since 2018, with a few exceptions.

Irrespective of this, in summer 2022 the new German government adopted an immediate energy package of measures, in which very ambitious new expansion targets for onshore wind energy are once again formulated. The plan is to increase the installed capacity of onshore wind turbines to 69 GW by 2024, to 84 GW in 2026, to 99 GW in 2028 and to 115 GW in 2030.

Offshore wind energy has only been used in Germany since 2009. Since then, there has been a very dynamic expansion trend. In 2023, a total capacity of 8,473 MW was in operation. Electricity generation has more than tripled within a few years and has now reached a share of over 10 % of total electricity generation from renewable energies. In 2020, 27.3 TWh were generated; in the low-wind years between 2021 and 2023, only 24.4 TWh, 25.1 TWh, 23.9 TWh, respectively – despite a (slight) increase in capacity.

Due to the overall manageable number of offshore wind farms (OWF) and the late development of expansion, there is a very good agreement in the statistical coverage of offshore wind energy in different data sources.

Currently, all OWF in operation are still entitled to EEG remuneration.

Since 2022, the electricity from the first offshore wind farms has been marketed under the Other Direct Marketing scheme. The background to this is that individual projects have reached the end of the period for the increased initial tariff and that the first OWF with an award in a tender are also being commissioned. In the realization of offshore wind farms, bids with 0 ct/kWh and the marketing of electricity through extensive power purchase agreements with financially strong large companies have now become established.

After almost two years, construction work for new offshore wind farms off the German coast took place again for the first time in 2022. Three more OWF in the North Sea and two projects in the Baltic Sea are to be commissioned by 2025. For the first time, turbines with 11 MW and 15 MW will be used.

For the North Sea, a weighted average value of 3,428 full load hours and a capacity factor of 39.1% was determined for the period 2017-2022 across all offshore wind turbines. In the Baltic Sea, slightly higher values were achieved with 3,681 full load hours and 42.3 % capacity factor.

The expansion targets for offshore wind energy were recently raised again significantly to a current minimum of 30 GW by 2030. To implement the target, it is planned to provide a total of

eight grid connection systems with a total of 16,000 MW of transmission capacity for OWF planned on the areas in the period from the 3rd quarter of 2029 to the 4th quarter of 2030 alone.

In addition to the tenders for the centrally pre-screened areas, additional bidding dates for non-centrally pre-screened areas have also been taking place since 2023.

# 1 Einleitung

Die Windenergienutzung in Deutschland hat sich in den letzten Jahren sehr dynamisch entwickelt und leistet den größten Beitrag zur Stromerzeugung unter den erneuerbaren Energien. Seit Anfang der 1990er Jahre gab es eine bemerkenswerte technologische Weiterentwicklung. So wurde die Leistung der an Land neu errichteten Windenergieanlagen (WEA) von 100-200 kW auf mittlerweile bis zu 8.000 kW bei modernen Anlagen gesteigert. In Offshore-Windparks (OWP) gibt es bereits Planungen für den Einsatz von WEA mit einer Leistung von bis zu 15 MW.

In dem vorliegenden Fachbericht wird für die Onshore- und Offshore-Windenergie analysiert, wie sich aktuelle Veränderungen durch die Einführung von Ausschreibungen für neue WEA ab 2017 und dem Ende der EEG-Vergütungsdauer für zahlreiche Altanlagen ab 2021 auf die Entwicklung der statistischen Daten auswirken.

Die Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) nutzte bis vor kurzem die Daten der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zur EEG-Jahresabrechnung sowie die Daten aus dem Marktstammdatenregister (MaStR) der Bundesnetzagentur (BNetzA) als Grundlage für die Zeitreihen zum Anlagenbestand und zur installierten Leistung von Windenergieanlagen an Land. Ab dem Jahr 2021 verwendet die AGEE-Stat nun die Netzeinspeisungsstatistik des Statistischen Bundesamtes.

Der Fachbericht dient der Plausibilisierung der gegenwärtig von der AGEE-Stat verwendeten Datenquellen sowie zur Validierung, inwieweit getroffene Modellannahmen noch zutreffen. Ausgangspunkt und Vergleichsmaßstab für die im Fachbericht dokumentierten Analysen sind die durch die AGEE-Stat bereitgestellten Zeitreihen und Dokumentationen.

## 2 Onshore-Windenergie

### 2.1 Entwicklung der Onshore-Windenergie

Verschiedene Anlagengenerationen prägten die Marktentwicklung der Onshore-Windenergie in den letzten drei Jahrzehnten, mit Leistungsklassen von 250, 600, 1.500, 2.000 und 3.000 kW. Aktuell werden bereits Projekte mit WEA mit bis zu 8 MW realisiert. Diese Entwicklung wurde von einem bemerkenswerten Größenwachstum von Rotordurchmesser und Nabenhöhe der Anlagen begleitet.

Der Rückbau von Altanlagen und der Ersatz durch moderne WEA im Rahmen des Repowering hat sich inzwischen als wichtiger Faktor für die Ausbauentwicklung etabliert. Ein Weiterbetrieb kann zusätzlich eine entscheidende Rolle spielen, um den Zeitraum bis zur Genehmigung einer neuen Anlage zu überbrücken bzw. für Standorte, an denen ein Repowering nicht zugelassen ist. Zudem ist eine Weiterbetriebsprüfung auch als Qualifizierungsmaßnahme für Komponenten-Ersatzteile zu verstehen, die nicht mehr produziert werden können. Bei einem anschließenden Repowering können dann die abgebauten Komponenten als geprüft verkauft werden und deren Einsetzbarkeit bei weiteren Altanlagen, an denen Ersatzteile benötigt werden bzw. wo ein Repowering nicht genehmigt werden kann, geprüft werden.

Durch die Einführung von Ausschreibungen für WEA an Land wurden die Rahmenbedingungen für die Onshore-Windenergie in den letzten Jahren grundlegend verändert.

#### 2.1.1 Gegenüberstellung verschiedener Datenquellen für den Ausbau von WEA an Land

Die Entwicklung der Windenergienutzung an Land wird in verschiedenen Datenquellen erfasst:

UL Solutions (vormals DEWI – Deutsches Windenergie-Institut) führte seit 1990 eine Datenbank zum WEA-Bestand in Deutschland. Die Daten wurden halbjährlich zum 30.06. und zum 31.12. des Jahres ermittelt, bis 2020 erfolgte dies auf Basis einer Befragung der WEA-Hersteller zur Neuerrichtung von Anlagen im betrachteten Zeitraum. Die langjährige Ermittlung der Ausbauentwicklung im Bereich Onshore- und Offshore-Windenergie wurde durch regelmäßige Recherchen und brancheninterne Erhebungen von UL Solutions zum Abbau von Altanlagen und zum Repowering ergänzt. Seit August 2014 wurden auch die im Anlagenregister der BNetzA bzw. seit Januar 2019 die im Marktstammdatenregister gemeldeten Daten zur Windenergie-Ausbauentwicklung in der Datenbank berücksichtigt.

Deutsche Windguard erfasst ebenfalls halbjährlich die Daten zur Neuinstallation von WEA an Land und auf See mittels Abfragen bei Herstellern und anderen Branchenakteuren (Deutsche Windguard [2021]). Die auf Basis der Herstellerangaben ermittelten WEA-Aufstellungszahlen werden jeweils von Bundesverband Windenergie (BWE) und VDMA Power Systems veröffentlicht. Als Datengrundlage für die Jahre 1992-2011 dienten die Analysen des DEWI, seit 2012 erfolgt eine Fortschreibung auf Basis der Analysen der Deutschen Windguard.

Da die Datenermittlung mit der gleichen Methodik erfolgt, stimmen die in den Analysen von UL Solutions und Deutsche Windguard ermittelten Daten zur Neuinstallation von WEA weitgehend überein. Abweichungen gibt es allerdings bei der Erfassung von Anlagen, die stillgelegt oder im Rahmen des Repowering abgebaut und ersetzt werden. In der Statistik spiegelt sich dies durch unterschiedliche Angaben zum jährlichen Nettozubau wider. Darüber hinaus kommt es zu Abweichungen bei den kumulierten Daten zum Anlagenbestand.

Angesichts der zwischenzeitlich eingeführten Registrierungspflicht im Marktstammdatenregister (MaStR, s.u.) werden die Daten zur Aufstellung neuer WEA seit 2021 nicht mehr anhand der

bisher von UL Solutions und auch von Deutsche Windguard durchgeführten Herstellerbefragungen ermittelt (Deutsche Windguard [2022]).

Die Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) bilden eine weitere Datenquelle, die die in Betrieb befindlichen WEA erfasst. Die Daten basieren auf den Meldungen der abnahme- und vergütungspflichtigen Netzbetreiber im Rahmen der EEG-Jahresabrechnung an die ÜNB. Die Anlagenstammdaten sowie die zugehörigen Bewegungsdaten zur Stromerzeugung werden mit Stand vom 31.12. jeweils im Laufe des Folgejahres unter [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de) veröffentlicht [ÜNB (2024)].

Im Marktstammdatenregister<sup>1</sup> (MaStR) der Bundesnetzagentur sind alle neu in Betrieb genommenen WEA erfasst. Auch für Bestandsanlagen gilt eine MaStR-Registrierungspflicht – die letzte Übergangsfrist zur Meldung von WEA, die bisher nicht registriert waren, endete am 30.09.2021. Darüber hinaus werden im MaStR die Stilllegungen von Altanlagen und die Genehmigungen von geplanten Anlagen registriert [MaStR (2023)]. Ergänzend sei erwähnt, dass die Fachagentur Windenergie an Land regelmäßig Analysen zum Ausbau von WEA an Land anhand der MaStR-Daten erstellt [FA Wind (2023)].

Die AGEE Stat nutzt die Anlagenstammdaten und die Netzeinspeisungsstatistik des Statistischen Bundesamtes sowie die MaStR-Daten als Grundlage für die Zeitreihen zum Anlagenbestand und zur installierten Leistung von WEA an Land.<sup>2</sup>

In Abbildung 1 wird gegenübergestellt, wie sich der Nettozubau von WEA an Land anhand der verschiedenen Datenquellen im Zeitraum 2015-2020 darstellt. Der jährliche Nettozubau ergibt sich aus der Differenz von neu installierter (Brutto-)Leistung und zurückgebauter Leistung. Aufgrund der eingeführten MaStR-Registrierungspflicht endet die Gegenüberstellung der verschiedenen Datenquellen in Abb.1 im Jahr 2020.

Es ist zu beachten, dass sich die Angaben von UL Solutions und Deutsche Windguard bis 2020 auf die Anlagenerrichtung beziehen, die Daten von AGEE Stat und MaStR dagegen auf die Inbetriebnahme der Anlagen. Die unterschiedliche Systematik führt jahresübergreifend zu Abweichungen bei der statistischen Erfassung, weil bereits errichtete WEA teilweise erst im Folgejahr in Betrieb genommen werden. So zeigt eine Analyse der von UL Solutions ermittelten Neuinstallationen, dass von 318 WEA mit 1.050 MW, die nach Herstellerangaben im Jahr 2019 errichtet wurden, insgesamt 54 WEA mit 156 MW gemäß MaStR-Daten erst 2020 in Betrieb genommen wurden.

Generell ist festzuhalten, dass mit der Einführung des MaStR die Inbetriebnahme neuer WEA aufgrund der gesetzlichen Meldepflicht für alle Anlagenbetreiber sehr genau erfasst wird. Zur Einhaltung der Meldepflicht ist dabei sicher förderlich, dass ohne eine entsprechende Registrierung der Anspruch auf die Einspeisevergütung für den Anlagenbetreiber entfällt.

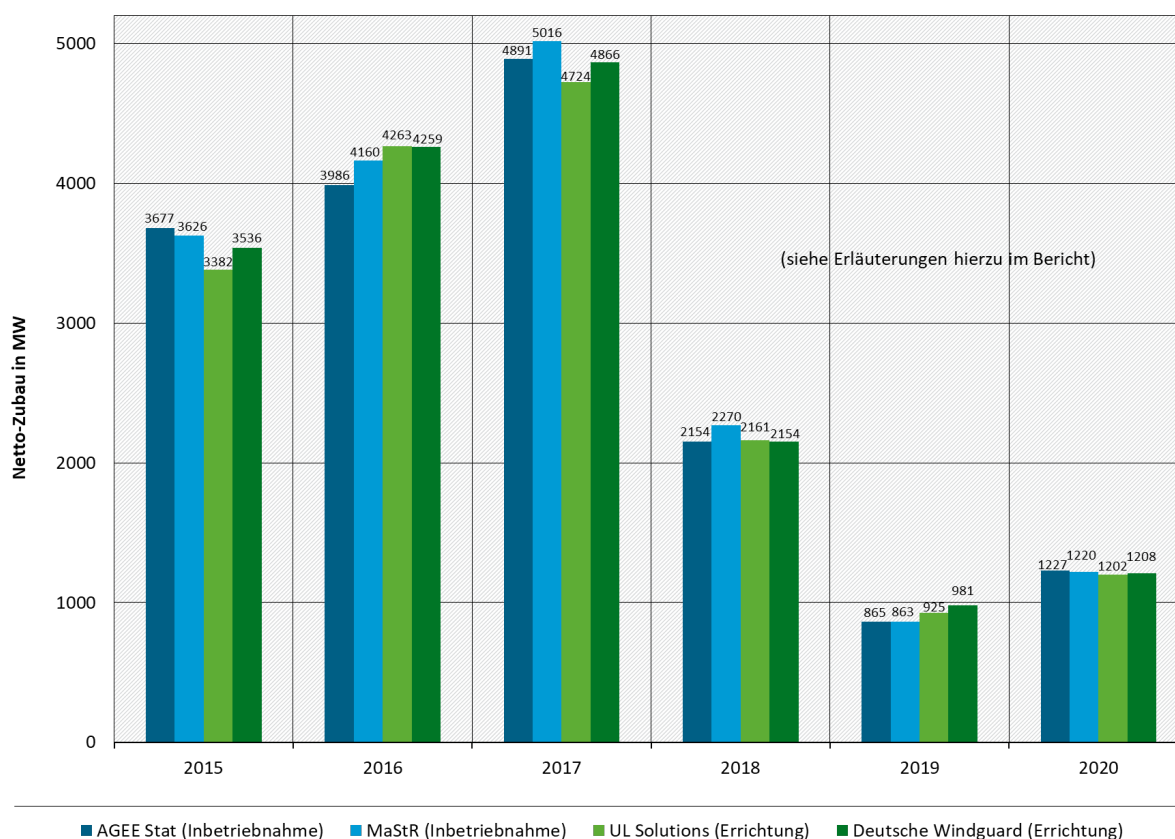
Die bestehende Registrierungspflicht galt auch für alle Bestandsanlagen, die bereits seit langem in Betrieb sind und weiterhin eine Einspeisevergütung beanspruchen. Deshalb ist davon auszugehen, dass bisherige Unwägbarkeiten bei der Ermittlung der genauen Anzahl und Gesamtleistung aller WEA an Land durch die Datenerfassung im MaStR weitgehend beseitigt wurden.

---

<sup>1</sup> Vor der Einführung des Marktstammdatenregisters Ende Januar 2019 hat die BNetzA seit August 2014 das Anlagenregister bzw. nachfolgend die EEG-Registerdaten [EEG-Registerdaten (2019)] geführt.

<sup>2</sup> Es ist zu beachten, dass die AGEE Stat aus Konsistenzgründen die Zeitreihen wie in der regelmäßigen Veröffentlichung von Statistiken erneuerbarer Energieträger [BNetzA (2023)] der Bundesnetzagentur abbildet, die auf den jährlich an die BNetzA übermittelten EEG-Jahresabrechnungen der ÜNB basieren. Das erklärt z.B. leichte Abweichungen in Abbildung 1 durch rückwirkende Korrekturen in den Registern, welche in die veröffentlichte Zeitreihe in „EEG in Zahlen“ (damaliger Auswertungszeitpunkt) nicht mit eingeflossen sind.

**Abbildung 1: Nettozubau von WEA an Land – Gegenüberstellung verschiedener Datenquellen**



Quelle: AGEE Stat, EEG-Register-/MaStR-Daten (Stand: 12.03.2021), Deutsche Windguard (2021), UL Solutions; Auswertung: UL Solutions

Als Ursache für die in Abbildung 1 dargestellten Abweichungen ist die schwierige Erfassung des Rückbaus von Altanlagen zu sehen. Prinzipiell ist zwar auch die Stilllegung von Bestandsanlagen registrierungspflichtig, allerdings hat die fehlende Meldung an das MaStR keine unmittelbaren finanziellen Folgen für den WEA-Betreiber.

Grundsätzlich sollte der aktuelle Anlagenbestand auch durch die Anlagenstammdaten der ÜNB erfasst werden. In der Praxis zeigen sich allerdings erhebliche Unstimmigkeiten in den Meldungen der abnahme- und vergütungspflichtigen Netzbetreiber im Rahmen der EEG-Jahresabrechnung (siehe 2.1.2). Offensichtlich werden in den Anlagenstammdaten Neuanlagen und Stilllegungen nicht unmittelbar und vollständig für das aktuelle Berichtsjahr dokumentiert.

Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass bei allen Datenquellen regelmäßig Aktualisierungen erfolgen, z.B. durch Nachmeldungen und Korrekturen, so dass sich Änderungen der bisherigen Daten ergeben können.

## 2.1.2 Anzahl der Anlagen in Betrieb

### Datenerfassung mit Status 31.12.2023 in verschiedenen Datenquellen

Gemäß den mit Datum vom 16.09.2024 veröffentlichten Anlagenstammdaten zur EEG-Jahresabrechnung 2023 der vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB-Stammdaten 2023) waren mit Status 31.12.2023 bundesweit 28.355 Onshore-WEA in Betrieb, davon 807 Anlagen mit einer WEA-

Leistung bis max. 80 kW<sup>3</sup> [ÜNB (2023)]. Für das Jahr 2022 wurde die Inbetriebnahme von 264 neuen WEA > 80 kW in den ÜNB-Stammdaten 2022 erfasst.

Laut MaStR-Daten waren 29.487 WEA an Land zum Stichtag 31.12.2023 in Betrieb, davon 955 WEA mit einer Anlagenleistung von max. 80 kW. Im Verlauf des Jahres 2023 gingen laut MaStR-Daten 2023 insgesamt 749 WEA > 80 kW neu in Betrieb [MaStR (2024), Stand: 02.04.2024].

In den beiden folgenden Tabellen werden die in den MaStR-Daten und ÜNB-Stammdaten 2023 erfassten Daten gegenübergestellt.

**Tabelle 1: WEA-Bestand onshore, Stand 31.12.2023 – MaStR-Daten und ÜNB-Stammdaten**

WEA onshore (31.12.2023)	MaStR <sup>1</sup>	ÜNB-Stammdaten 2023 <sup>2</sup>	Tennet <sup>2</sup>	50Hertz <sup>2</sup>	Amprion <sup>2</sup>	TransnetBW
<b>WEA &gt; 80 kW (Anzahl)</b>	<b>28.537</b>	<b>27.197</b>	11.413	9.502	5.512	770
<b>WEA &gt; 80 kW (Leistung)</b>	<b>60.853 MW</b>	<b>57.989 MW</b>	25.226 MW	19.007 MW	11.962 MW	1.794 MW
<i>WEA ≤ 80 kW (Anzahl)</i>	<i>958</i>	<i>785</i>	<i>562</i>	<i>72</i>	<i>122</i>	<i>29</i>
<i>WEA ≤ 80 kW (Leistung)</i>	<i>15,6 MW</i>	<i>16 MW</i>	<i>8,9 MW</i>	<i>1,6 MW</i>	<i>4,8 MW</i>	<i>0,9 MW</i>

<sup>1</sup> Angaben inkl. Stilllegungen in 2023 <sup>2</sup> Angaben ohne WEA, die vor 1.1.2024 außer Betrieb genommen wurden

Quelle: MaStR-Daten (Stand 02.04.2024), ÜNB-Stammdaten 2023 (Stand 16.09.2024), Auswertung: UL Solutions

**Tabelle 2: WEA-Inbetriebnahmen onshore in 2023 – MaStR-Daten und ÜNB-Stammdaten**

WEA onshore (neu in 2023)	MaStR	ÜNB-Stammdaten 2023	Tennet	50Hertz	Amprion	TransnetBW
<b>WEA &gt; 80 kW (Anzahl)</b>	<b>750</b>	<b>454</b>	315	92	36	11
<b>WEA &gt; 80 kW (Leistung)</b>	<b>3.593 MW</b>	<b>2.180 MW</b>	1.478 MW	483 MW	177 MW	42 MW
<i>WEA ≤ 80 kW (Anzahl)</i>	<i>79</i>	<i>10</i>	<i>9</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>0</i>
<i>WEA ≤ 80 kW (Leistung)</i>	<i>0,4 MW</i>	<i>0,1 MW</i>	<i>0,08 MW</i>	<i>0 MW</i>	<i>0,02 MW</i>	<i>0 MW</i>

Quelle: MaStR-Daten (Stand 02.04.2024), ÜNB-Stammdaten 2023 (Stand 16.09.2024), Auswertung: UL Solutions

Eine genauere Analyse zeigt, dass es teilweise deutliche Abweichungen zwischen dem in den ÜNB-Stammdaten 2023 und in den MaStR-Daten erfassten WEA-Bestand gibt:

- ▶ 1.340 WEA > 80 kW (2.864 MW) aus dem MaStR fehlen in den ÜNB-Stammdaten 2023, davon 296 WEA (1.414 MW) mit Inbetriebnahme im Jahr 2023. Zudem fehlen 173 WEA ≤ 80 kW in den ÜNB-Stammdaten 2023, davon 69 WEA mit Inbetriebnahme im Jahr 2023. Beispielhaft sei hier erwähnt, dass u.a. der Windpark Schipkau-Nord (27\*3,3 MW, Inbetriebnahme (IB) 2015) und der Windpark Schöppingen (5\*2,3 MW+2\*6 MW+1\*4,2 MW, IB 2023) nicht in den ÜNB-Stammdaten 2023 enthalten sind. Folglich fehlen für diese Anlagen

<sup>3</sup> Hinweis: Die von den abnahme- und vergütungspflichtigen Netzbetreibern an die ÜNB gemeldeten Anlagenstammdaten enthalten teilweise aggregierte Daten für mehrere einspeisende Anlagen.

auch die entsprechenden Angaben zur Stromerzeugung im Jahr 2023 in den Bewegungsdaten.

- ▶ Inbetriebnahme in 2023 bei WEA > 80 kW: Im MaStR existieren 307 WEA Eintragungen mit 1.450 MW, die sich in den ÜNB Stammdaten nicht wiederfinden. Umgekehrt finden sich 7 WEA Eintragungen aus den ÜNB Daten mit 37 MW nicht im MaStR wieder.
- ▶ Inbetriebnahme in 2023 bei WEA ≤ 80 kW: Im MaStR existieren 72 WEA Eintragungen mit 324 KW. Umgekehrt findet sich nur eine WEA mit 2 KW in den ÜNB Stammdaten, die in den MaStR nicht aufgeführt ist.
- ▶ Stilllegungen in 2023 bei WEA > 80 kW: Im MaStR existieren 127 WEA Stilllegungseintragungen mit 177 MW, die sich in den ÜNB Stammdaten nicht wiederfinden. Umgekehrt finden sich 18 WEA mit 21 MW in den ÜNB Stammdaten, die im MaStR nicht als stillgelegt registriert sind.
- ▶ Stilllegungen in 2023 bei WEA ≤ 80 kW: Im MaStR existieren 8 WEA Stilllegungseintragungen mit 91 kW, die sich in den ÜNB Stammdaten nicht wiederfinden. Umgekehrt findet sich nur eine WEA Stilllegung mit 8 kW, die im MaStR nicht als stillgelegt registriert ist.

Die Gegenüberstellung verdeutlicht, dass die ÜNB-Stammdaten 2023 erhebliche Datenlücken aufweisen. So fehlen u.a. fast die Hälfte der Anlagen, die als neue Inbetriebnahmen von WEA im Jahr 2023 in den MaStR-Daten registriert wurden. Besonders kritisch erscheint dies angesichts der unvollständigen Erfassung der durch Windenergie erzeugten Strommengen, da für die nicht erfassten Anlagen auch keine Stromproduktion in den Bewegungsdaten berücksichtigt wird.

Andererseits zeigt der Vergleich der Daten, dass auch in den MaStR-Daten gewisse Ungenauigkeiten verbleiben. Die Analyse bestätigt aber, dass der WEA-Bestand in den MaStR-Daten insgesamt wesentlich besser und vollständiger erfasst wird als in den ÜNB-Stammdaten.

#### **Anlagenbestand gemäß MaStR mit Stand 31.12.2023**

Am 31.12.2023 waren gemäß MaStR-Daten 28.537 Onshore-WEA > 80 kW und 958 Kleinwindanlagen (bis 80 kW) in Betrieb, weitere 43 WEA hatten den Status „vorübergehend stillgelegt“ [MaStR (2024), Stand: 02.04.2024].

Abbildung 2 gibt einen Überblick zur Alterstruktur des WEA-Bestands nach Inbetriebnahmejahr.

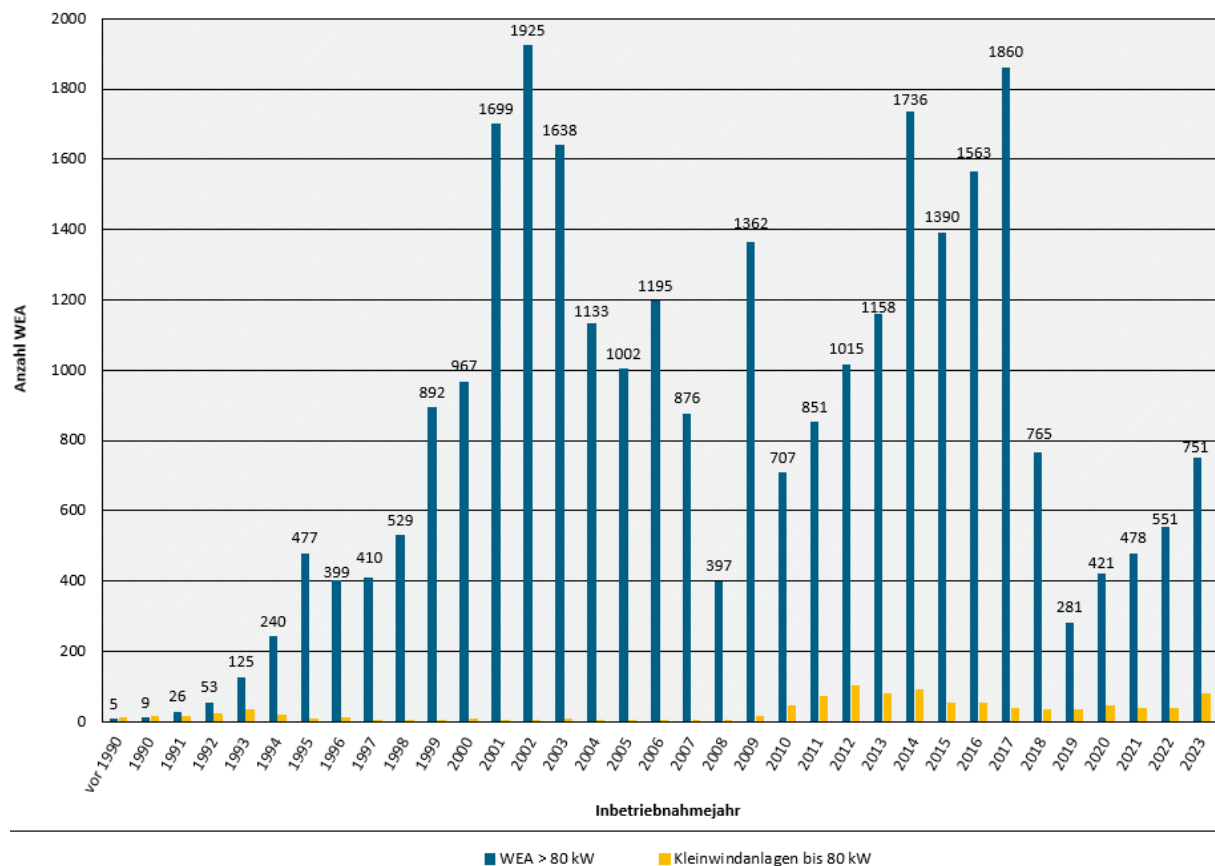
Für die Ausbauentwicklung der Windenergie an Land ist neben der Inbetriebnahme von neuen WEA auch der Rückbau von Altanlagen zu berücksichtigen. Windenergieanlagen sind in der Regel für eine Betriebsdauer von zwanzig Jahren ausgelegt. Der Windenergieausbau erfolgte in Deutschland bereits ab Anfang der 1990er-Jahre mit zunehmender Dynamik. Dementsprechend wurden zwischenzeitlich schon zahlreiche Altanlagen abgebaut und (wenn möglich) im Rahmen eines Repowering durch moderne leistungstärkere WEA ersetzt.

Insgesamt wurden 2023 in den MaStR-Daten 450 endgültige Stilllegungen von WEA > 80 kW mit einer Gesamtleistung von 567,51 MW registriert. Wie oben erwähnt, waren in den MaStR-Daten weitere 18 WEA > 80 kW (21 MW) mit dem Status „in Betrieb“ gemeldet, die laut ÜNB-Stammdaten im Jahr 2023 stillgelegt wurden.

Die Analyse der ermittelten Daten zeigt, dass der Rückbau von Bestandsanlagen weiterhin im Wesentlichen im Rahmen von Repoweringprojekten erfolgte.

Durch die gesetzliche Meldepflicht im Marktstammdatenregister wird der tatsächliche WEA-Bestand seit 2020 wesentlich besser erfasst als davor. Es bleibt jedoch zu beobachten, ob die Stilllegung von Altanlagen künftig auch konsequent und zeitnah in den MaStR-Daten gemeldet wird.

**Abbildung 2: Bestand von WEA an Land (Status: 31.12.2023) – nach Inbetriebnahmejahr**



Quelle: MaStR-Daten (Stand: 02.04.2024), Auswertung: UL Solutions

### 2.1.3 Anlagen mit EEG-Vergütungsanspruch

Mit Ausnahme von WEA, die auch nach mehr als 20 Jahren Betriebsdauer weiterbetrieben werden sowie Kleinwindanlagen (siehe 2.1.4) und einzelnen modernen WEA, die zur Eigenversorgung bzw. Direktlieferung eingesetzt werden (siehe 2.3.7), besteht derzeit für die große Mehrheit (ca. 70 %) der in Betrieb befindlichen Windenergieanlagen an Land ein EEG-Vergütungsanspruch.

### 2.1.4 Anlagen ohne EEG-Vergütungsanspruch

Die Auswertung der MaStR-Daten zeigt, dass der aktuelle Anlagenbestand (Status: 31.12.2023) insgesamt 9.113 WEA > 80 kW mit mehr als zwanzig Betriebsjahren umfasst, für die kein EEG-Vergütungsanspruch mehr besteht [MaStR (2024), Stand: 02.04.2024].

Das Auslaufen der EEG-Vergütung für mehrere tausend Altanlagen nach dem 31.12.2020 hatte somit bisher offensichtlich keinen erkennbaren Einfluss auf die Entwicklung des Rückbaus von

WEA. Der Großteil der Anlagen wird vielmehr nach zwanzigjährigem Betrieb auch ohne EEG-Vergütungsanspruch zunächst weiterbetrieben.<sup>4</sup>

Als Hintergrund für diese Entwicklung ist zu sehen, dass zwischenzeitlich für viele Altanlagen Stromlieferverträge vereinbart wurden, die für einige Jahre einen Weiterbetrieb ermöglichen.

Zudem gibt es nach den vorliegenden Informationen einen großen Bestand an Kleinwindanlagen ohne EEG-Vergütungsanspruch, der zur Eigenversorgung betrieben wird und offensichtlich nur zu einem sehr geringen Teil im MaStR erfasst wird.

Als Kleinwindanlagen werden nach einer Definition des Bundesverbandes Kleinwindanlagen (BVKW) alle Windturbinen mit einer Leistung bis max. 75 kW bezeichnet. Der BVKW unterteilt die Kleinwindanlagen in die Leistungsklassen „Mikro“ (0 bis 1,5 kW), „Klein“ (1,5 bis 10 kW) und „Mittel“ (10 bis 75 kW).

Mit der Kurzstudie „Installierte Leistung, Stromerzeugung und Marktentwicklung von Kleinwindanlagen in Deutschland“ wurde im Januar 2019 eine Analyse im Auftrag des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) für den Kleinwindanlagenmarkt vorgelegt [BVKW (2019)]. Für die Betrachtung im Rahmen dieses Fachberichts werden nachfolgend wesentliche Ergebnisse aus dieser Kurzstudie dargestellt.

Wirtschaftlich betrachtet ist der Betrieb von Kleinwindanlagen nur zur Eigenversorgung sinnvoll, um Kosten für den Bezug von Strom aus dem öffentlichen Netz zu vermeiden. Die Einspeisung von überschüssigem Strom ist angesichts der geringen EEG-Vergütung nicht sinnvoll. Aktuell berechnet sich die Vergütungshöhe für Strom aus Kleinwindanlagen (die nicht an Ausschreibungen teilnehmen müssen) aus den Zuschlagswerten bei vorangegangenen Ausschreibungen. Für 2023 liegt der Vergütungssatz von Kleinwindanlagen bei 5,97 ct/kWh.

Bei der Eigenversorgung bestand bisher für Anlagen der Leistungsklasse „Mittel“ (ab 10 kW) die Verpflichtung zur Zahlung von 40 Prozent der EEG-Umlage. Seit Juli 2022 ist die EEG-Umlage auch für diese Anlagen vollständig entfallen.

Kleinwindanlagen werden überwiegend für die Eigenversorgung im privaten Bereich eingesetzt, teilweise auch für Mieterstrom und für die Bereiche Gewerbe, Landwirtschaft und Industrie.

Tabelle 3 zeigt die im Rahmen der Kurzstudie ermittelten Daten für den Bestand von Klein-WEA.

**Tabelle 3: Anzahl und Gesamtleistung der Kleinwindanlagen (KWEA) in Deutschland (2018)**

Nennleistung [kW]	Anteil [%]	Anzahl KWEA	Durchschnittliche Leistung [kW]	Gesamtleistung D [kW]
Mikro: 0 bis 1,5 kW	80	16.000	1	16.000
Klein: 1,5 bis 10 kW	17	3.400	5	17.000
Mittel: 10 bis 75 kW	3	600	11	6.600
Summe	100	20.000		39.600

Quelle: BVKW (2019)

<sup>4</sup> Für WEA, die am Ende des 20-jährigen Förderzeitraums ohne finanzielle Förderung weiterbetrieben werden, besteht der gesetzliche Anspruch auf einen vorrangigen Netzanschluss ohne Einschränkung weiter. Bei Abschluss entsprechender Stromlieferverträge zur sonstigen Direktvermarktung gilt unverändert ein Anspruch auf vorrangige physikalische Abnahme des Stroms sowie ein Anspruch auf Entschädigung im Falle einer erzwungenen Abregelung ihrer Anlagen gegen den Netzbetreiber [BWE (2022)].

Die Abschätzung im Rahmen der Analyse kommt zu dem Ergebnis, dass bundesweit etwa 20.000 Kleinwindanlagen mit einer Gesamtleistung von ca. 40 MW in Betrieb sind.

Im Zeitraum 2005 bis 2011 stieg die Zahl der Neuerrichtungen von Kleinwindanlagen mit 1,5 bis 75 kW Leistung laut BVKW-Analyse von 100 auf 230 Anlagen pro Jahr stetig an. Seit 2011 gab es aber einen stark rückläufigen Zubau, sodass 2018 nur noch 100 neue Anlagen installiert wurden.

Für die sehr kleinen Anlagen der „Mikro“-Klasse bis 1,5 kW erfolgte lediglich eine Abschätzung, weil dieser Anlagenbestand nach den Ergebnissen der Kurzstudie „in keiner Statistik auftaucht“. Die Autoren gehen bei geschätzten 16.000 „Mikro“-Anlagen davon aus, dass diese Kleinstanlagen 80 % der Anlagen und 40 % der Leistung aller Kleinwindanlagen umfassen [BVKW (2019)].

In den ÜNB-Stammdaten 2023 werden mit Stand vom 31.12.2023 insgesamt 802 Kleinwindanlagen (Leistung bis 80 kW) mit einer Gesamtleistung von 11,1 MW erfasst [ÜNB (2023)].

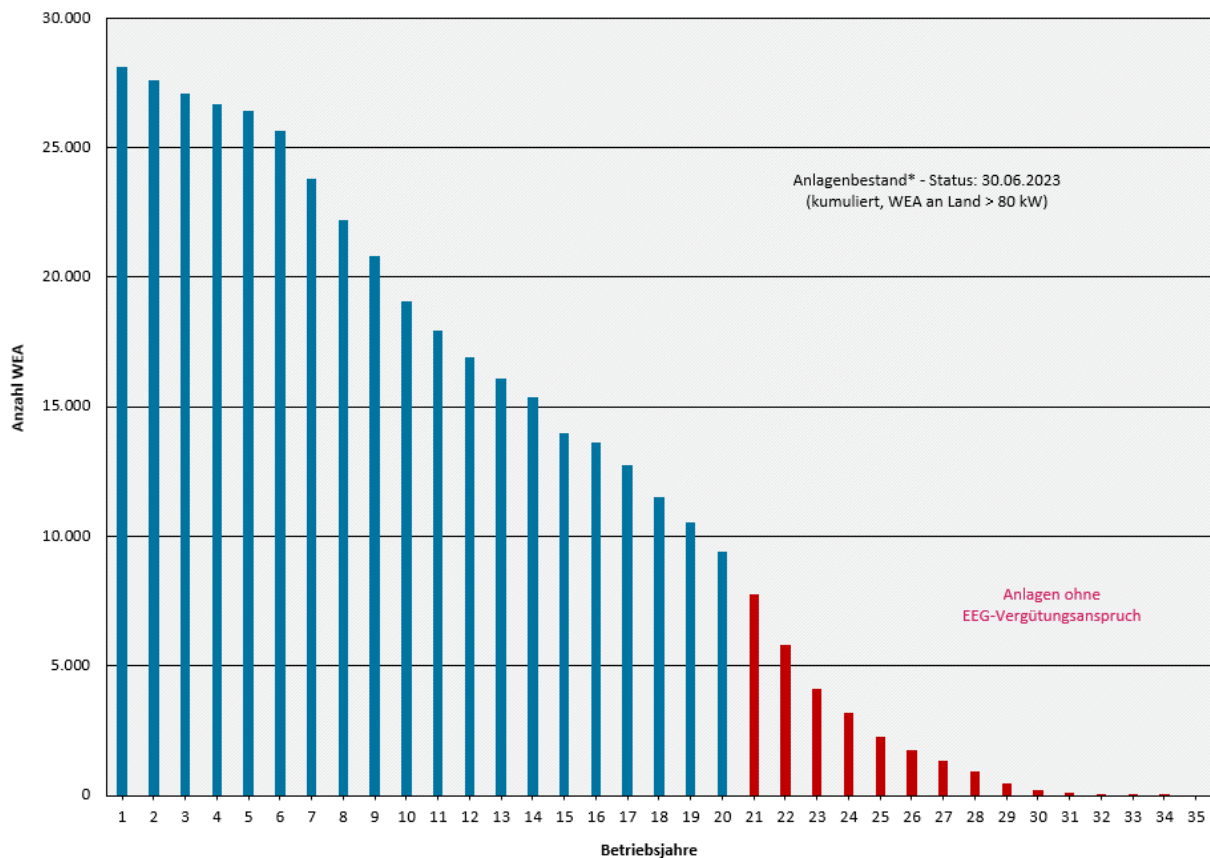
Die Eigenversorgung von Klärwerken, landwirtschaftlichen Betrieben und kleineren Gewerbebetrieben erfolgte bereits seit Anfang der 1990er Jahre durch den Betrieb von WEA mit Leistungen im Bereich von ca. 80-500 kW. Insgesamt handelt es sich jedoch um einen Nischenmarkt. Aktuell gibt es aber einzelne neue Anbieter, die WEA-Konzepte für die Eigenversorgung bzw. zur Direktlieferung entwickeln (siehe 2.3.7).

Grundsätzlich besteht auch für Kleinwindanlagen eine Registrierungspflicht im Marktstammdatenregister. Als Status vom 31.12.2023 wurde auf Basis der MaStR-Daten ein Gesamtbestand von 958 Kleinwindanlagen (bis 80 kW) mit 15,6 MW ermittelt, das entspricht nicht einmal 5 % des Bestands in der BVKW-Analyse. Im Zeitraum 2018 bis 2023 lag der Mittelwert für den im MaStR registrierten Zubau bei 44 Kleinwindanlagen pro Jahr [MaStR (2024) Stand: 02.04.2024].

### **2.1.5 Mittlere Betriebsdauer**

Abbildung 3 veranschaulicht die Betriebsdauer des aktuellen WEA-Bestands. Die Darstellung erfolgt auf Basis der Auswertung der MaStR-Daten [MaStR (2024), Stand: 02.04.2024]. Die mittlere Betriebsdauer des Anlagenbestands liegt bei 14,7 Jahren. In Abbildung 3 ist der Anlagenbestand in rot gekennzeichnet, für den kein EEG-Vergütungsanspruch mehr besteht.

**Abbildung 3: Betriebsjahre des Anlagenbestands – WEA an Land > 80 kW**



Quelle: MaStR (Stand: 02.04.2024), Auswertung: UL Solutions

## 2.2 Entwicklung der installierten elektrischen Leistung

### 2.2.1 Brutto- und Nettoleistung

Als Bruttoleistung wird in der Kraftwerkstechnik die an den Generatorklemmen abgegebene Leistung bezeichnet. Die Nettoleistung ist die an das öffentliche Stromnetz oder an einen Verbraucher abgegebene Leistung.

Bei WEA gibt es üblicherweise keine differenzierte Angabe von Bruttoleistung und Nettoleistung. Als charakteristische Größe dient vielmehr die installierte Nennleistung der WEA, die durch die Vermessung der Leistungskennlinie ermittelt wird. Die Messung erfolgt am Ausgang der Anlage, sodass der WEA-Eigenverbrauch nicht in der Nennleistung erfasst wird.

Die Abgrenzung der netzeinspeisenden WEA zur Netzseite erfolgt an der Übergabestelle in das öffentliche Netz. Im Sinne der oben genannten Definition wird der Unterschied zwischen Brutto- und Nettoleistung bei netzeinspeisenden WEA somit durch die Eigenverbrauchsleistung und die Verluste bei der Übertragung zwischen Generator und Einspeisepunkt ins Netz bestimmt (siehe hierzu auch Abbildung 11 in 2.3.2).

Die technische Konzeption für den Netzanschluss wird durch die anzuschließende Leistung der WEA bzw. des Windparks bestimmt. Bei Einzelanlagen und kleinen Windparks erfolgt der Anschluss meist direkt an das Mittelspannungsnetz. Größere Windparks werden an ein Umspannwerk zur Einspeisung in das Mittelspannungs- oder Hochspannungsnetz angeschlossen.

Bei den folgenden Darstellungen zur Entwicklung der installierten elektrischen Leistung von WEA ist jeweils die Nettoleistung wiedergegeben.

## **2.2.2 Leistung in Betrieb, Bruttozubau und Rückbau**

Abbildung 4 zeigt die für 2020 und 2021 in verschiedenen Datenquellen erfasste Gesamtleistung von Windenergieanlagen an Land mit mehr als 80 kW. Für das Marktstammdatenregister (MaStR) und die ÜNB Stammdaten wurde die Leistung für die Jahre 2022 und 2023 ergänzt. Die Auswertungen von UL Solutions und Deutsche Windguard wurden mit Einführung des MaStR eingestellt, weshalb die Datenreihen hier im Jahr 2021 enden.

### **Datenerfassung mit Stand 31.12.2020 in verschiedenen Datenquellen**

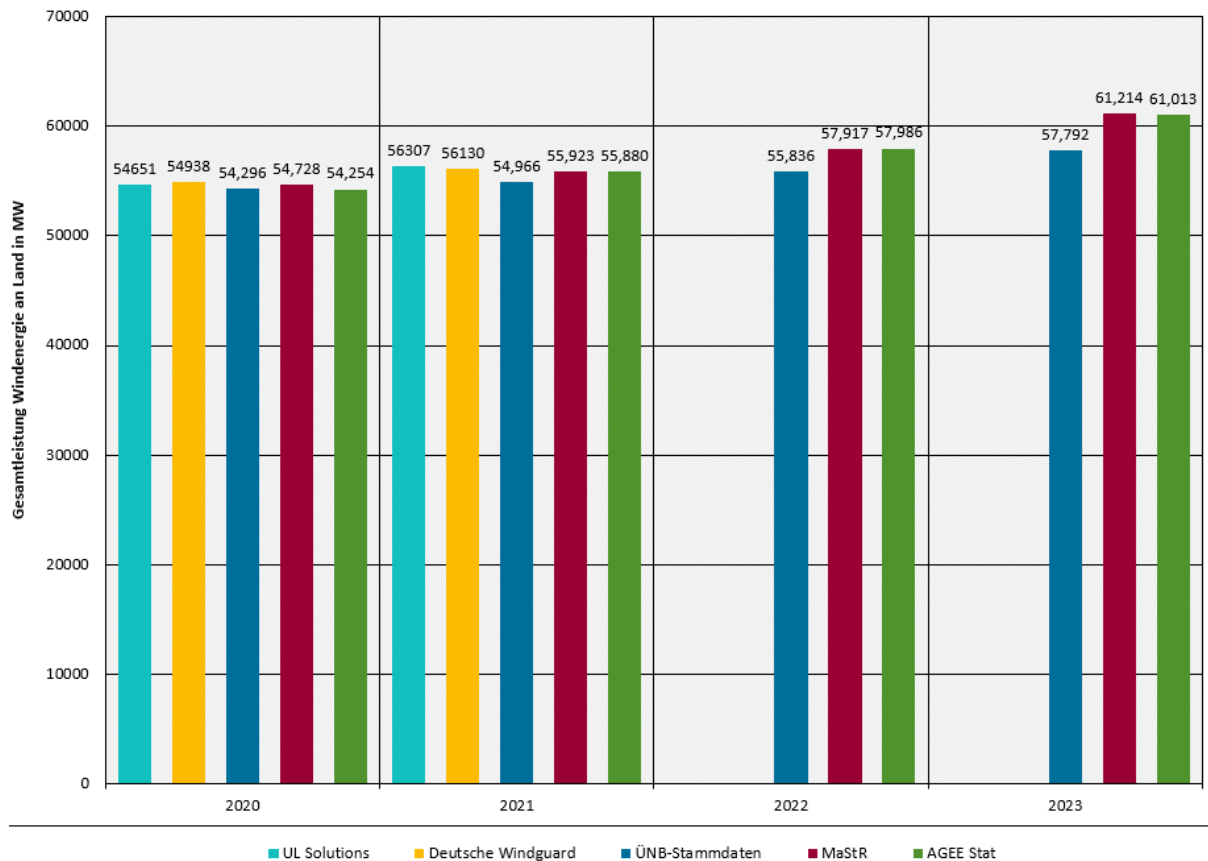
Auf Basis der eigenen Erhebungen zur Erfassung der WEA-Errichtungen (siehe 2.1.1) umfasste der Anlagenbestand von WEA an Land mit Stand vom 31.12.2020 in der Statistik von UL Solutions eine Gesamtleistung von 54.651 MW und in der Statistik von Deutsche Windguard 54.938 MW [Deutsche Windguard (2021)].

Gemäß Anlagenstammdaten zur EEG-Jahresabrechnung 2020 waren mit Stand 31.12.2020 bundesweit Onshore-WEA > 80 kW mit einer Gesamtleistung von 54.296 MW in Betrieb, darüber hinaus wurde ein Bestand von WEA < 80 kW mit insgesamt 16,8 MW erfasst. Während die Anlagenstammdaten für 2020 bei Inbetriebnahmen von WEA > 80 kW lediglich 799 MW enthalten, wurden im Marktstammdatenregister (Stand: 12.03.2021) für 2020 insg. 1.430 MW gemeldet [ÜNB (2021), MaStR (2021)].

Auf Basis der MaStR-Daten (Stand: 12.03.2021), die die AGEE-Stat zum damaligen Zeitpunkt für Ihre Auswertungen nutzte, wurde als Status vom 31.12.2020 ein Bestand von WEA an Land mit mehr als 80 kW mit insgesamt 54.728 MW ermittelt.

Auch für die Gegenüberstellung in Abbildung 4 ist zu beachten, dass sich die Angaben von UL Solutions und Deutsche Windguard für 2020 auf die Anlagenerrichtung beziehen, die Daten von AGEE Stat und MaStR dagegen auf die Inbetriebnahme der Anlagen (siehe 2.1.1).

**Abbildung 4: Gesamtleistung von WEA an Land – Gegenüberstellung verschiedener Datenquellen**



Quellen: UL Solutions, Deutsche Windguard (2021/2022), ÜNB (2021/2022/2023), MaStR (Stand für 2020/2021: 11.03.2022, Stand für 2022/2023: 02.04.2024), AGEE Stat (2024), Auswertung: UL Solutions

### Anlagenbestand gemäß MaStR mit Stand 31.12.2023

Am 31.12.2023 war gemäß MaStR-Daten eine Gesamtleistung von Onshore-WEA > 80 kW mit 60.852 MW und von ca. 15 MW an Kleinwindanlagen (bis 80 kW) in Betrieb, weitere 24 MW hatten den Status „vorübergehend stillgelegt“. Im Jahr 2023 wurde die Inbetriebnahme von 750 WEA > 80 kW mit 3.593 MW registriert [MaStR (2024), Stand: 02.04.2024].

### Berücksichtigung der Stilllegung von Altanlagen

Die endgültige Stilllegung einer WEA nach Ende der Betriebsdauer oder ein Repowering wird in den Anlagenstammdaten zur EEG-Jahresabrechnung bisher nicht explizit dokumentiert, bzw. nur teilweise. Im Rahmen der Fortschreibung ist eine zwischenzeitlich stillgelegte Anlage in den aktuellen Anlagenstammdaten nicht mehr enthalten.

Im MaStR wird die Stilllegung von WEA erfasst. Ob die registrierten Angaben vollständig sind, ist schwer zu beurteilen, da auch andere Datenquellen erhebliche Unsicherheiten aufweisen (s.o.). Im Rahmen eines Repowering ist zu erwarten, dass die endgültige Stilllegung einer Altanlage im Zusammenhang mit der Inbetriebnahme einer neuen WEA auch im MaStR gemeldet wird.

Abbildung 5 gibt einen Überblick zur Entwicklung von Bruttozubau und Rückbau von WEA. Die Darstellung erfolgt auf Basis der in regelmäßigen eigenen Erhebungen und Recherchen von UL Solutions ermittelten Daten zur jährlichen Errichtung neuer WEA und zum Rückbau von Altan-

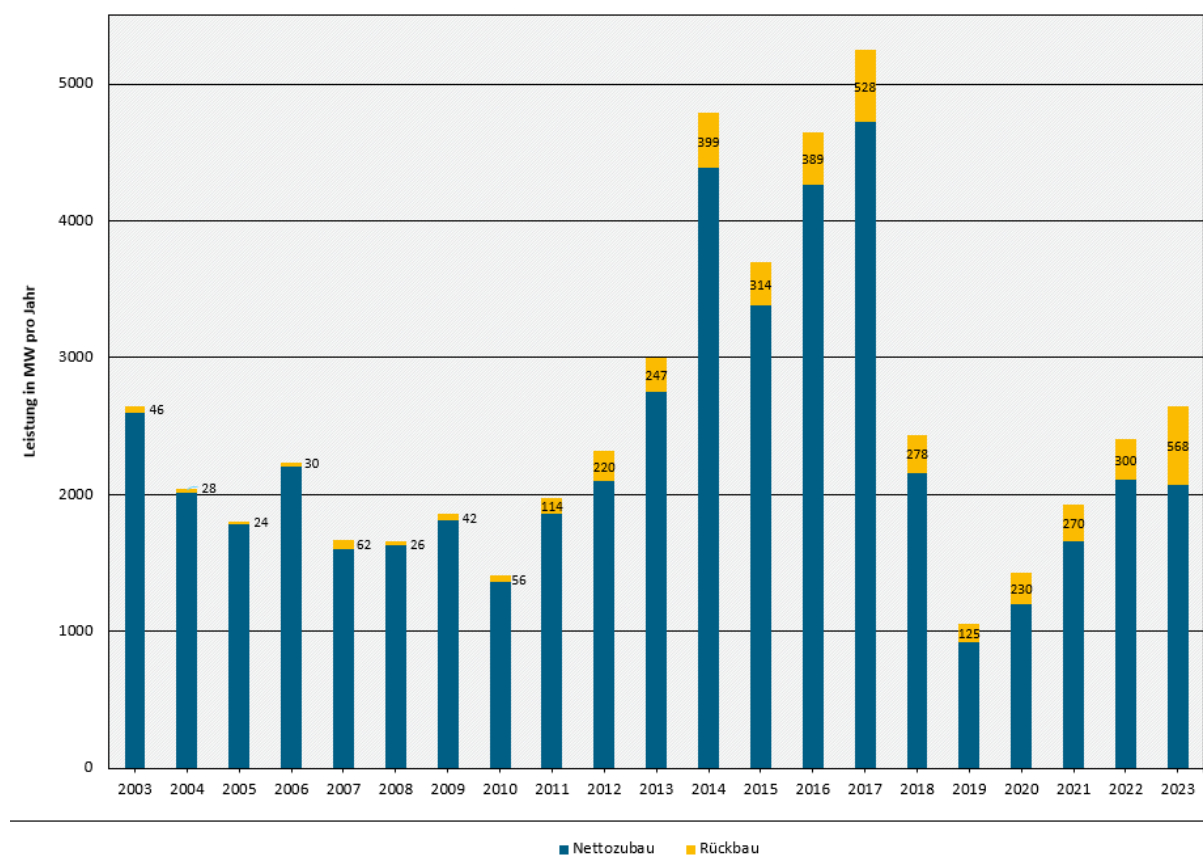
lagen (überwiegend im Rahmen des Repowering). Es ist darauf hinzuweisen, dass auch diese Angaben Unsicherheiten aufweisen.

Abbildung 5 verdeutlicht, dass sich das Repowering als wichtige Einflussgröße für den Windenergiemarkt etabliert hat. Im Zeitraum 2017-2023 wurden im Mittel ca. 23 % der neu in Betrieb genommenen Leistung durch Repoweringmaßnahmen realisiert.

Wie bereits erwähnt, erfolgte der Rückbau von Altanlagen im Wesentlichen im Rahmen von Repoweringmaßnahmen, während bisher keine nennenswerte Zunahme an Stilllegungen von Altanlagen durch das Auslaufen des EEG-Vergütungsanspruchs festzustellen ist. Es bleibt zu beobachten, ob sich dies in den kommenden Jahren ändert, wenn Altanlagen längerfristig nicht mehr wirtschaftlich weiterbetrieben werden können.

Bei der Betrachtung von Brutto- und Nettozubau ist schließlich zu erwähnen, dass sich der Anlagenbestand im Jahr 2021 in einzelnen Jahren und Regionen auch teilweise verringert hat. So wurden in Sachsen, Sachsen-Anhalt und Schleswig-Holstein 2021 z.B. mehr Altanlagen stillgelegt als Neuanlagen in Betrieb genommen. In Sachsen resultierte aus der Stilllegung von 11 Altanlagen mit 7,62 MW und der Inbetriebnahme von nur einer 800 kW-WEA auch eine Verringerung der installierten Gesamtleistung um 6,82 MW. In den anderen Bundesländern wurde durch den Einsatz wesentlich leistungstärkerer Anlagen insgesamt ein Leistungszuwachs im Jahr 2021 erreicht [MaStR (2023)]. Für die Jahre 2022 und 2023 trifft diese Erklärung jedoch nicht mehr zu.

**Abbildung 5: Entwicklung von Brutto-/Nettozubau und Rückbau von WEA an Land 2003-2023**



Quelle: UL Solutions - eigene Erhebungen (Status: Dezember 2023)

### 2.2.3 Installierte Leistung von Anlagen mit EEG-Vergütungsanspruch

Ein EEG-Vergütungsanspruch besteht für alle in Betrieb befindlichen Windenergieanlagen an Land mit Ausnahme von „ausgeförderten“ Anlagen, die nach mehr als zwanzig Jahren Betriebsdauer weiterbetrieben werden, sowie Einzelanlagen zur Eigenversorgung bzw. Direktlieferung.

Seit 2016 können nur noch Betreiber von WEA mit max. 100 kW eine gesetzlich festgelegte EEG-Einspeisevergütung erhalten. Alle Betreiber von WEA > 100 kW sind dagegen verpflichtet, den produzierten Strom selbst oder über einen Dienstleister direkt zu vermarkten.

Gemäß EEG-Jahresabrechnung 2020 wurden 99,4 TWh, also 96,7 % der gesamten Jahreseinspeisung aus WEA an Land nach dem Marktprämienmodell direkt vermarktet, während nur noch 3,3 TWh entsprechend 3,2 % eine feste Einspeisevergütung erhielt. Die Sonstige Direktvermarktung war mit einem Anteil von 0,01 % (mit 13,7 GWh) für die Gesamtbetrachtung nicht relevant. Tendenziell setzte sich damit die Entwicklung in Richtung einer vollständigen Direktvermarktung nach dem Marktprämienmodell fort: 2016 lag der Anteil bei 93,5 %, 2017 bei 95 %, 2018 bei 96,1 % und 2019 bei 96,4 % [ÜNB (2020)].

Seit 2021 zeigt sich jedoch eine Trendwende bei der Sonstigen Direktvermarktung. Hintergrund ist der Wegfall des EEG-Vergütungsanspruchs bei mehreren tausend WEA an Land zum Jahresende 2020. Wie erwähnt, wird ein Großteil der betroffenen Altanlagen zunächst auf Grundlage von Vereinbarungen zur Stromlieferung zwischen den WEA-Betreibern und interessierten Abnehmern weiterbetrieben. Mit der Vermarktung des Windstroms im Rahmen sog. Power Purchase Agreements (PPA) ist ein Wechsel vom Marktprämienmodell zur Sonstigen Direktvermarktung verbunden. Im nachfolgenden Abschnitt wird die aktuell zu beobachtende Trendwende im Detail erläutert.

Im Jahr 2022 wurden 87,8 TWh, also rund 90 % der gesamten Stromerzeugung von WEA an Land nach dem Marktprämienmodell vermarktet und 9,2 TWh entsprechend 9,4 % in der Sonstigen Direktvermarktung. Die Stromproduktion von WEA mit gesetzlich festgelegter Einspeisevergütung ist mit einem Anteil von 1 % für die Gesamtbetrachtung mittlerweile ohne Bedeutung [ÜNB (2023)]. Im Jahr 2023 verschoben sich die Werte eher in Richtung sonstiger Direktvermarktung, die mit 9,2 TWh 15,4 % einnahm, während das Marktprämienmodell mit 97,7 TWh einen Anteil von 84,6 % ausmachte [ÜNB (2024)].

### 2.2.4 Installierte Leistung von Anlagen ohne EEG-Vergütungsanspruch

Gemäß den gesetzlichen Bestimmungen endete zum Stichtag 31.12.2020 der EEG-Vergütungsanspruch für 4.450 im MaStR-Daten registrierte Windenergieanlagen an Land. Seitdem stieg der Anteil der ohne EEG-Vergütung weiter betriebenen WEA > 80 kW von 4.312 WEA mit 3.253 MW Anfang 2021 auf 9.125 WEA (10.180 MW) Ende 2023 [MaStR (2024), Stand: 02.04.2024].

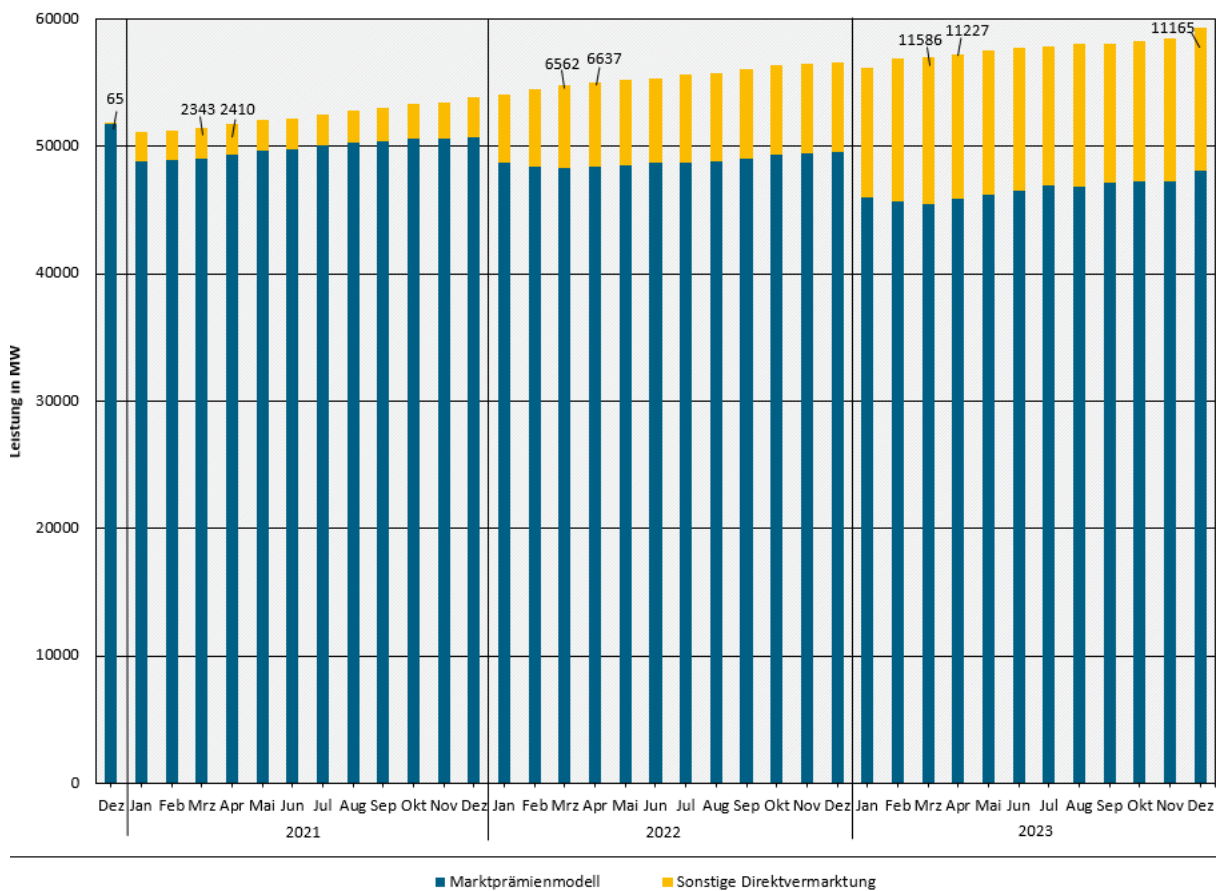
Wie bereits erwähnt, erfolgt beim Weiterbetrieb der Altanlagen in der Regel eine Vermarktung des Windstroms im Rahmen sog. Power Purchase Agreements (PPA) und ein Wechsel vom Marktprämienmodell zur Sonstigen Direktvermarktung.

Abbildung 6 verdeutlicht die aktuelle Entwicklung durch den sprunghaften Anstieg der Leistung von WEA an Land in der Sonstigen Direktvermarktung zum Jahreswechsel, wenn der EEG-Vergütungsanspruch endet. Im Januar 2021 und 2022 wechselten jeweils rund 2.200 MW und im Januar 2023 mehr als 3.000 MW in die Sonstige Direktvermarktung.

Die Darstellung zeigt zudem, dass die Sonstige Direktvermarktung für Onshore-Windenergie bis Ende 2020 praktisch ohne Bedeutung war, mittlerweile aber ein Niveau von rund 11.000 MW Gesamtleistung erreicht. Unabhängig von den Altanlagen, die vom Wegfall des EEG-Vergütungs-

anspruchs betroffen sind, umfasst die Sonstige Direktvermarktung somit inzwischen auch weitere WEA mit einer Gesamtleistung von rund 3.000 MW [Netztransparenz (2023)].

**Abbildung 6: Entwicklung der Sonstigen Direktvermarktung für WEA an Land seit 2020**



Quelle: [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de), (Stand: Dezember 2023)

## 2.2.5 Installierte Leistung nach Leistungsklassen

Abbildung 7 gibt einen Überblick zur Entwicklung der eingesetzten Leistungsklassen von WEA an Land in den letzten dreißig Jahren. Es ist zu beachten, dass die Grafik sämtliche Neuerrichtungen seit 1982 dokumentiert, während in Abbildung 2 der aktuelle WEA-Bestand dargestellt ist.

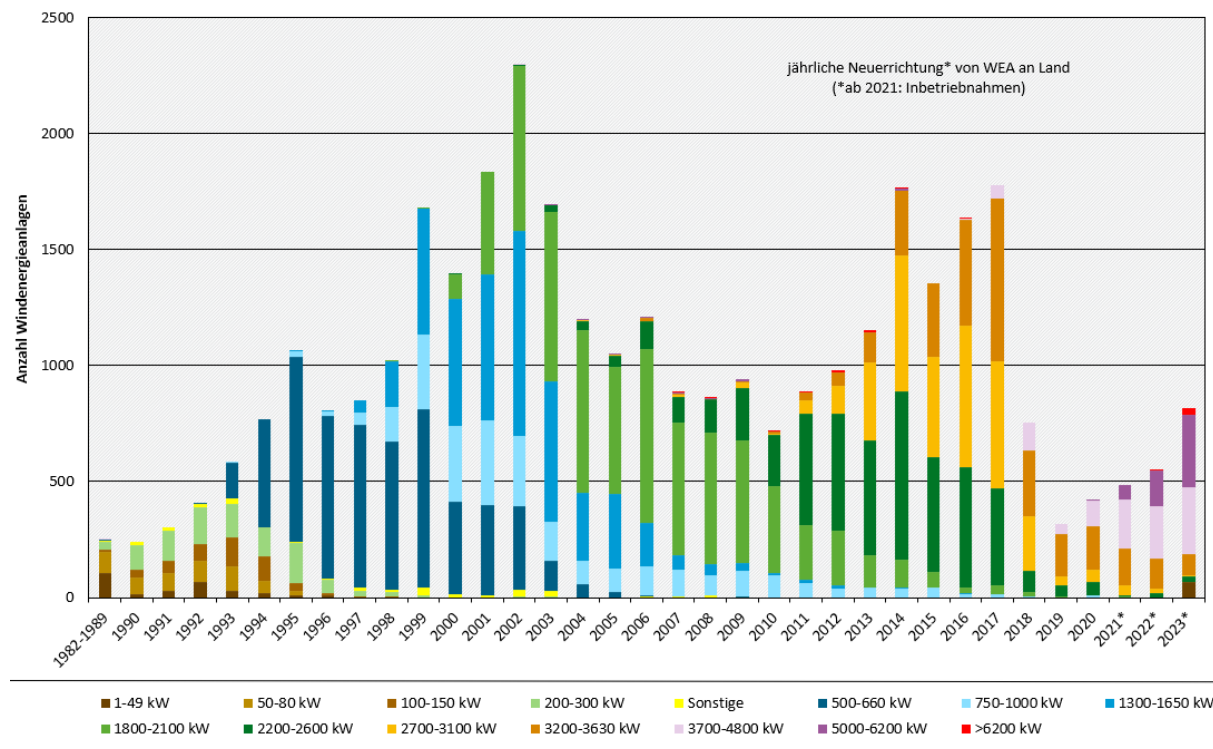
Die Grafik verdeutlicht die enorme technologische Weiterentwicklung, mit der eine Leistungssteigerung bei Windenergieanlagen von 100 kW zu Beginn der 1990er-Jahre auf aktuell mehr als 6.000 kW erreicht wurde.

Die Darstellung zeigt auch, dass die Marktentwicklung im zeitlichen Verlauf durch verschiedene Anlagengenerationen geprägt wurde: WEA der 250 kW-Klasse (Anfang der 1990er Jahre), der 600 kW-Klasse (ca. 1994-2003), der 1,5 MW-Klasse (ca. 1999-2003) sowie der 2 MW-Klasse (ca. 2004-2010) und der 3 MW-Klasse (ca. 2014-2019).

Aktuell verliert die in den letzten Jahren dominierende Anlagenklasse mit 3-4 MW zunehmend an Bedeutung. Stattdessen kommen verstärkt WEA der 5-6 MW-Klasse zum Einsatz, so dass die im ersten Halbjahr 2023 in Betrieb genommenen WEA bereits eine durchschnittliche Leistung von mehr als 4,7 MW hatten [MaStR (2024), Stand: 02.04.2024].

Alle auf dem deutschen Onshore Windenergie-Markt führenden WEA-Hersteller – Vestas, Enercon, Nordex sowie GE und Siemens – bieten mittlerweile bereits Windturbinen mit 6 bis 7,2 MW an, die bei aktuell geplanten Projekten zum Einsatz kommen sollen.

**Abbildung 7: Historische Entwicklung der eingesetzten WEA-Leistungsklassen**



Quelle: UL Solutions - eigene Erhebungen, Angaben für 2021, 2022 und 2023: MaStR (Stand:02.04.2024)

## 2.2.6 Entwicklung von spezifischer Leistung, Rotordurchmesser und Nabenhöhe

Die Entwicklung immer leistungstärkerer WEA wird begleitet durch ein entsprechendes Größenwachstum von Rotordurchmesser und Nabenhöhe der Anlagen.

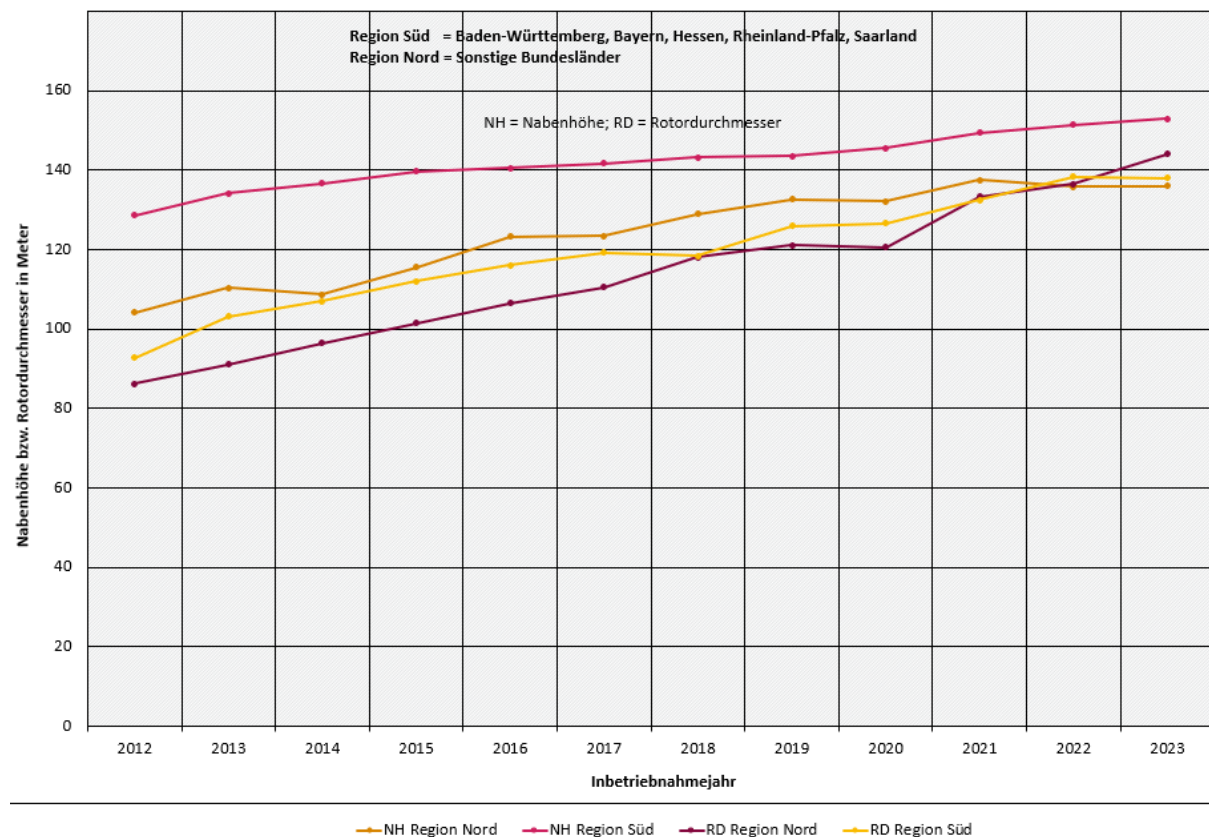
Die Steigerung der Nennleistung einer Windenergieanlage ist nur bei einer Vergrößerung der Rotorkreisfläche möglich. Der Einsatz großer Rotorblätter erfordert andererseits hohe Türme, damit ein ausreichender Abstand der Blattspitzen zur Geländeoberfläche sichergestellt wird. In größeren Höhen herrschen zudem günstigere Windbedingungen mit höheren Windgeschwindigkeiten und gleichmäßigerer Strömung, da die Einflüsse von Geländestruktur und Bodenrauigkeiten mit zunehmender Höhe deutlich abnehmen. Große Nabenhöhen und Rotordurchmesser haben deshalb einen wesentlichen Einfluss auf den Ertrag einer Windenergieanlage.

Bis Anfang der 2000er Jahre wurde der Markt durch WEA bestimmt, die eine Gesamthöhe unter 100 m erreichten und deshalb nicht kennzeichnungspflichtig waren. Typische WEA der 600 kW-Klasse hatten Nabenhöhen (NH) von 50 m und 40-45 m Rotordurchmesser (RD), Anlagen der 1,5 MW-Klasse wurden verbreitet mit 65 m NH und ca. 65 m RD errichtet. Mit Einführung der 2 MW-Klasse stiegen die Gesamthöhen auf bis zu 150 m an, häufig wurden WEA mit 100 m NH und 80 m RD eingesetzt.

Abbildung 8 zeigt die Entwicklung der mittleren Nabenhöhen und Rotordurchmesser seit 2012. Zu beachten ist, dass in Süddeutschland überwiegend WEA mit größeren Anlagendimensionen

zum Einsatz kommen, um einen wirtschaftlichen WEA-Betrieb an Standorten mit schwächeren Windbedingungen zu ermöglichen.

**Abbildung 8: Entwicklung von mittlerer Nabenhöhe und Rotordurchmesser von WEA > 80 kW**



Quelle: MaStR (Stand: 02.04.2024), Auswertung: UL Solutions

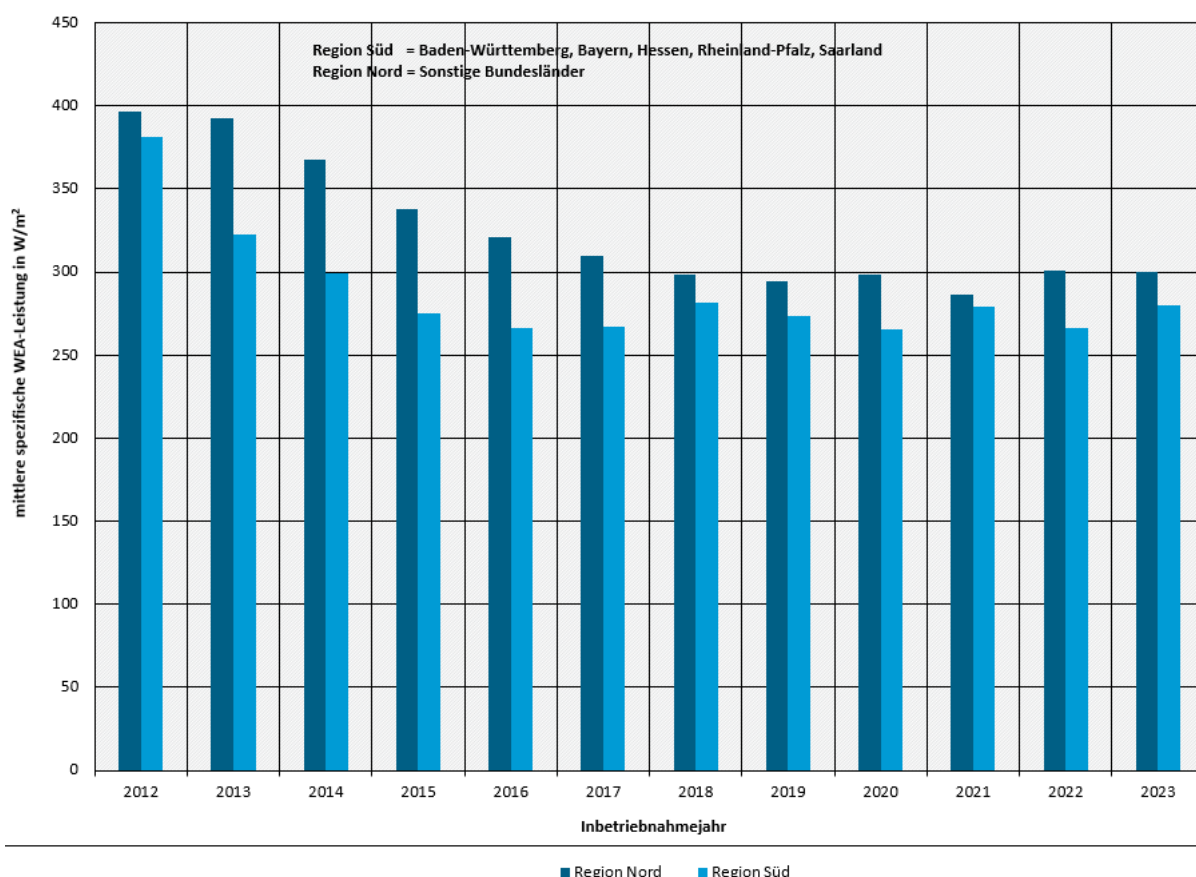
Bei aktuell geplanten WEA zeigt sich weiter ein Trend zu noch größeren Anlagendimensionen. So hat die Mehrheit der bereits genehmigten WEA eine Leistung von über 4 MW und einen Rotordurchmesser von 140 m oder mehr [MaStR (2024), Stand: 02.04.2024].

Die für die Genehmigung relevante WEA-Gesamthöhe liegt heute überwiegend bei 200-250 m. Moderne WEA werden mit Nabenhöhen von bis zu 169 m und Rotordurchmessern bis 175 m angeboten.

In Abbildung 9 ist die Entwicklung der spezifischen WEA-Leistung dargestellt, also das Verhältnis von Leistung zur Rotorkreisfläche. Die spezifische Leistung ist eine Kenngröße für die standortspezifische Auslegung von WEA bzw. für den Einsatz von Stark- und Schwachwindanlagen. Die Darstellung zeigt die unterschiedliche Entwicklung in Nord- und Süddeutschland seit 2012.

Es ist zu erkennen, dass in den Schwachwindregionen im Süden (Windzone I-II) verstärkt WEA mit geringerer spezifischer Leistung eingesetzt werden. Bei gleicher Leistung haben Schwachwindanlagen einen – im Vergleich zu Starkwindanlagen – sehr viel größeren Rotordurchmesser. Mit Werten von ca. 300 W/m<sup>2</sup> im Norden und noch geringeren Werten im Süden ist das Niveau der spezifischen Leistung heute generell deutlich geringer als vor zehn Jahren.

**Abbildung 9: Entwicklung der spezifischen Leistung (Leistung/Rotorkreisfläche) von WEA >80 kW**



Quelle: MaStR (Stand: 31.12.2023), Auswertung: UL Solutions

## 2.3 Entwicklung der Stromerzeugung

Als zentrale Datenquelle zur Erfassung der Stromerzeugung aus Windenergieanlagen dienen die von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten Bewegungsdaten zur EEG-Jahresabrechnung. Die Ermittlung der Bewegungsdaten erfolgt auf Grundlage der von den regionalen Netzbetreibern erfassten Strommengen, die ins öffentliche Netz eingespeist werden. Die Bewegungsdaten mit Stand vom 31.12. werden jeweils im Sommer des Folgejahres unter [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de) veröffentlicht [ÜNB (2024)].

Die Brutto-Stromerzeugung aus Onshore-Windenergieanlagen hat sich in Deutschland seit 2013 verdoppelt. Durch WEA an Land wurden 2020 insgesamt 104,8 TWh Strom erzeugt, das entspricht 18,2 % der Bruttostromerzeugung in Deutschland. Der Anteil der Onshore-Windenergie an der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien lag 2020 bei 41,3 %.

Aufgrund der im Vergleich zu 2020 schwächeren Windverhältnisse wurde 2022 (wie bereits 2021) – trotz der zwischenzeitlich zunehmenden Gesamtleistung von WEA an Land – weniger Strom erzeugt (99,7 TWh) und damit ein etwas geringerer Beitrag von 39,1 % zur regenerativen Stromerzeugung geleistet. Onshore-Windenergie erreichte somit im Jahr 2022 einen Anteil von 18,1 % am Bruttostromverbrauch. Im windstärkeren Jahr 2023 erreichte die Windenergie an Land mit 116,7 TWh einen Anteil von 22,4% am Bruttostromverbrauch [AGEE Stat (2024)].

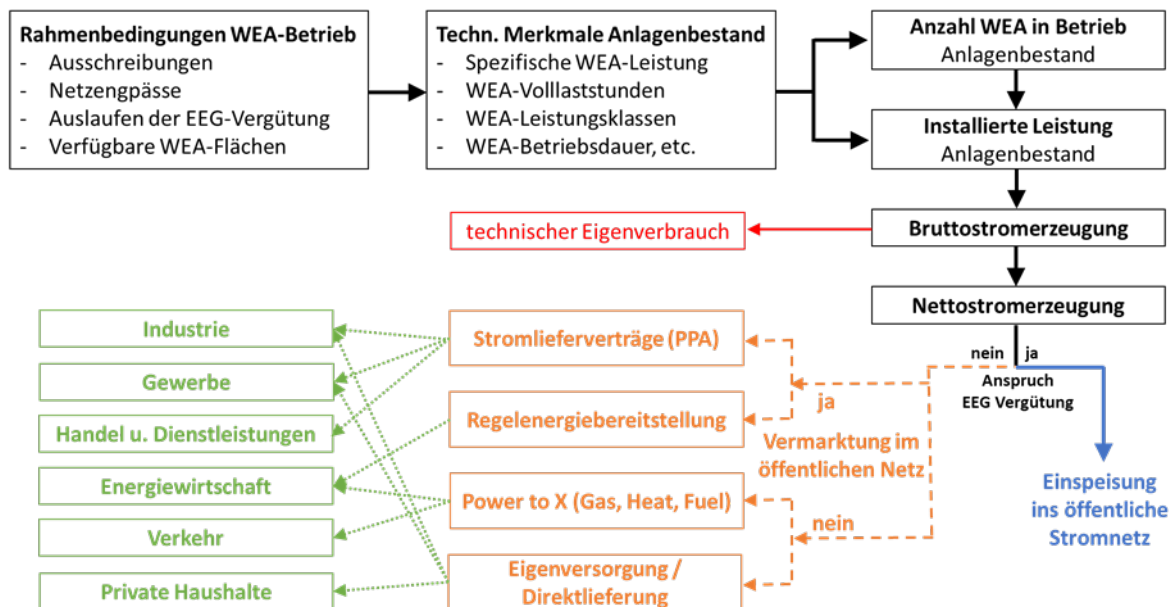
Die jährliche Stromerzeugung aus WEA wird im Wesentlichen durch die Zubauentwicklung und durch die Qualität der Windverhältnisse im Betrachtungszeitraum bestimmt. Bei der Zubauent-

wicklung sind neben dem Nettozubau der installierten Leistung auch die Veränderungen in der Struktur des Anlagenbestands (Anteil von Altanlagen und modernen WEA) von Bedeutung.

### 2.3.1 Optionen zur Vermarktung des Stroms aus Windenergieanlagen

Die folgende Grafik gibt einen Überblick zur Struktur des Windenergiemarktes und den Optionen zur Vermarktung des Stroms aus WEA.

**Abbildung 10: Übersicht zur Marktstruktur für den Betrieb von WEA in Deutschland**



Quelle: UL Solutions - eigene Darstellung

Aktuell wird der von Windenergieanlagen erzeugte Strom überwiegend unter Inanspruchnahme der EEG-Vergütung ins öffentliche Stromnetz eingespeist. Eine Ausnahme stellt v.a. der Weiterbetrieb von Altanlagen nach Auslaufen des EEG-Vergütungsanspruchs dar. Bei diesem Anlagenbestand erfolgt die Netzeinspeisung in der Regel über Stromlieferverträge (PPA).

Die Nutzung des erzeugten Windstroms ohne Einspeisung ins öffentliche Netz hat für die Gesamtbetrachtung bisher keine nennenswerte Bedeutung. Die verschiedenen Optionen zur Vermarktung des Stroms ohne EEG-Förderanspruch (siehe Abbildung 10) werden in 2.3.7 näher erläutert.

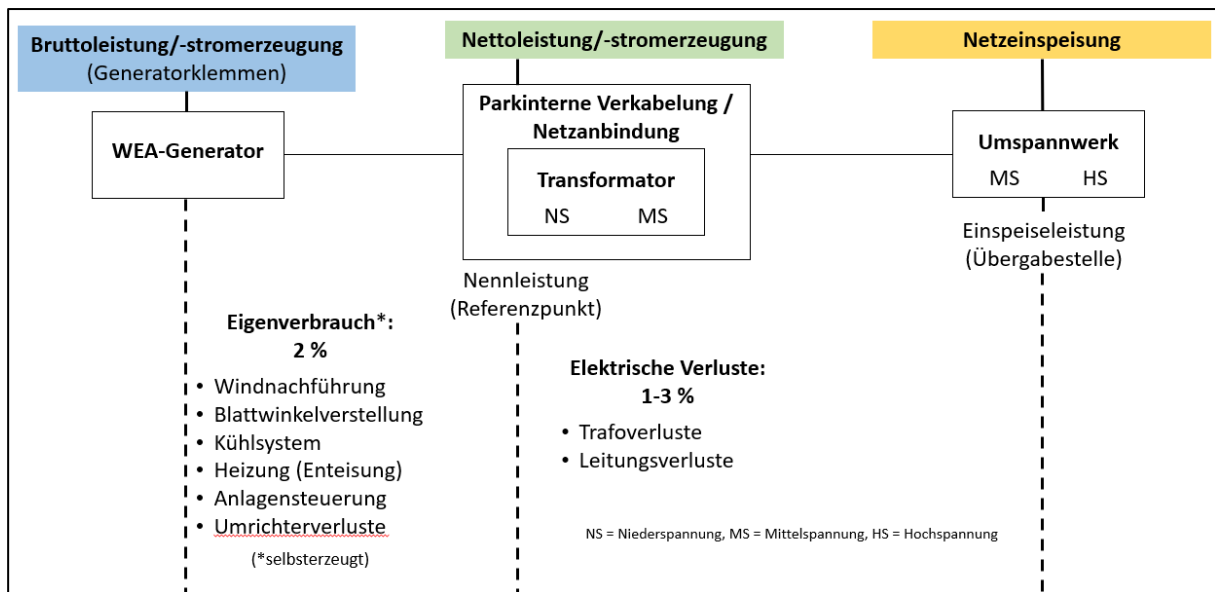
### 2.3.2 Brutto- und Nettostromerzeugung

Die in den Bewegungsdaten der EEG-Jahresabrechnungen dokumentierten Angaben zur Windstromerzeugung beziehen sich auf die ins Netz eingespeiste elektrische Energie und entsprechen somit der Nettostromerzeugung.

Wie bereits in 2.2.1 dargestellt, sind bei der Bruttostromerzeugung zusätzlich der WEA-Eigenverbrauch und die Verluste bei der Übertragung zwischen Generator und Einspeisepunkt ins Netz zu berücksichtigen.

In Abbildung 11 ist schematisch dargestellt, welche Verluste für die Betrachtung der Brutto- und Nettoleistung von netzeinspeisenden WEA an Land zu berücksichtigen sind.

**Abbildung 11: Brutto- und Nettoleistung sowie Verluste bei netzeinspeisenden WEA an Land**



Quelle: UL Solutions - eigene Darstellung

Beim Anschluss einer einzelnen WEA an das Netz liegt der Übergabepunkt direkt hinter dem Transformator. Netto- und Bruttowerte von Leistung bzw. Stromerzeugung unterscheiden sich in diesem Fall um den selbsterzeugten WEA-Eigenverbrauch.

Beim Betrieb mehrerer WEA kommen die elektrischen Verluste für die parkinterne Verkabelung im Windpark und für die Netzanbindung bis zum Übergabepunkt am Umspannwerk hinzu. Die elektrischen Trafo- und Leitungsverluste liegen erfahrungsgemäß im Bereich von 1-3 %<sup>5</sup>. Dies wird durch langjährige praktische Erfahrungen von UL Solutions im Rahmen der eigenen Dienstleistungen zur Netzanbindung von Windenergieanlagen bestätigt.

Genaue Angaben zum Eigenverbrauch von Windenergieanlagen sind bei den Herstellern kaum verfügbar. Die AGEE Stat hat sich in der 72. AGEE-Stat-Sitzung am 19./20. Februar 2018 bereits mit der Frage des WEA-Eigenverbrauchs befasst. Basierend auf Datenblättern verschiedener Anlagenhersteller sowie unter Berücksichtigung von Stillstandszeiten und Vollaststunden, hat die AGEE-Stat ein Modell zur Abschätzung des technischen Eigenverbrauchs entwickelt. Als Folge beschloss die AGEE-Stat den selbsterzeugten Eigenverbrauch für Onshore-WEA mit einem Anteil von 2 % der erzeugten Energiemenge zu berücksichtigen für die komplette Zeitreihe zu berücksichtigen. Durch diese Vorgehensweise wird eine konsistente Methodik zur Bewertung des Eigenverbrauchs von Onshore- und Offshore-WEA gewährleistet.

Der Eigenverbrauch wird bei modernen WEA selbst erzeugt, wenn die Anlage Strom produziert. Bei Stillstand der WEA wird der für die Betriebsbereitschaft erforderliche Strombedarf aus dem Netz bezogen bzw. auch von benachbarten WEA, die innerhalb eines Windparks in Betrieb sind. Nur einige Altanlagen beziehen den Eigenbedarfsstrom vollständig aus dem Netz.

Zur Abschätzung einer realistischen Größenordnung für den Fremdbezug von Strom bei WEA an Land hat die Firma wpd, einer der führenden deutschen Windparkbetreiber, auf Nachfrage freundlicherweise eine Auswertung zu Stillstandszeiten von WEA der 2 MW-Klasse mit ca. 100 m Nabenhöhe an verschiedenen Standorten in Deutschland bereitgestellt.

<sup>5</sup> Gemäß Technische Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 6 (TR 6 – Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen) [FGW (2020)] soll ein Pauschalwert von 2 % angenommen werden, wenn hierzu keine projektspezifischen Berechnungen vorliegen.

Die in Tabelle 4 dargestellten Ergebnisse der Analyse zeigen, dass die mittlere Stillstandzeit (mit erforderlichem Fremdbezug von Strom) in einer Größenordnung von 8-13 % liegt, wobei im Einzelfall auch Werte von 20-25 % Stillstand erreicht werden.

Für die Analyse wurden WEA-Typen mit ähnlichen Eigenschaften betrachtet, jeweils ohne Einspeisemanagement-Abschaltungen.

Anhand der ermittelten Daten kann der erforderliche Fremdbezug von Strom mit rund 0,2-0,3 % der von der WEA ins Netz eingespeisten Strommenge (bzw. 10-15 % des angenommenen Eigenverbrauchs von 2 %) abgeschätzt werden.

Es ist zu beachten, dass die Stillstandzeiten von WEA nicht nur maßgeblich vom Windpotenzial am Standort abhängen, sondern auch von Abschaltungen aufgrund von Genehmigungsaufgaben (z.B. Schutz von Fledermäusen), Maßnahmen zum Einspeisemanagement und technischer Nichtverfügbarkeit.

Zur Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft müssen beim Stillstand der Anlage nicht alle in Abbildung 11 aufgeführten Parameter für den Eigenbedarf durch Fremdbezug von Strom abgedeckt werden. In der Regel entfallen beim Stillstand z.B. der Energiebedarf für das Kühlsystem und die Heizung sowie die Umrichterverluste.

**Tabelle 4: Stillstandzeiten von WEA der 2 MW-Klasse an verschiedenen Standorten**

Monat	Hasenkrug Hardebek (Schleswig-H.)	Bremen Mahndorf	Sassenberg (Nordrhein- Westfalen)	Hangelberg (Brandenb.)	Krüge (Brandenb.)	Elsdorf- Erweiterung (Sachsen)	Nord- schwarz- wald (Baden-Wü.)
Jan	476	767	1.034	1.068	730	898	1.466
Feb	69	142	184	427	91	821	836
Mrz	324	306	244	1.182	387	307	735
Apr	251	341	459	858	391	498	1.017
Mai	496	465	508	1.295	513	693	1173
Jun	571	521	688	863	398	624	979
Jul	657	709	652	1.501	670	386	972
Aug	285	397	885	1.014	326	535	1.606
Sep	545	842	803	791	344	686	1.852
Okt	207	183	204	427	213	96	924
Nov	157	234	376	509	357	212	750
Dez	143	332	715	348	605	325	579
<b>Summe 2017</b>	<b>4.181</b>	<b>5.239</b>	<b>6.752</b>	<b>10.283</b>	<b>5.025</b>	<b>6.081</b>	<b>12.889</b>
<b>Stillstand zeitlicher Anteil</b>	<b>8 %</b>	<b>10 %</b>	<b>13 %</b>	<b>20 %</b>	<b>10 %</b>	<b>12 %</b>	<b>25 %</b>
WEA-Typ	Enercon E-82 2.3 MW	Enercon E-82 2.3 MW	Enercon E-82 2 MW	Vestas V80 2 MW	Enercon E-82 2 MW-NH78 m	Enercon E-82 2.3 MW	Vestas V80 2 MW

Erläuterung: Stillstandszeiten auf Basis von 10 min-Werten für eine WEA/Standort, jeweils 2 MW-Klasse mit ca. 100 m Nabenhöhe (ohne EinsMan-Abschaltungen); 100 % entspricht 52.560 „10 min-Werten“ pro Jahr (365 Tage). Quelle: wpd, Auswertung für das Jahr 2017 (Stand: Februar 2021)

### 2.3.3 Nettostromerzeugung differenziert nach Leistungsklassen

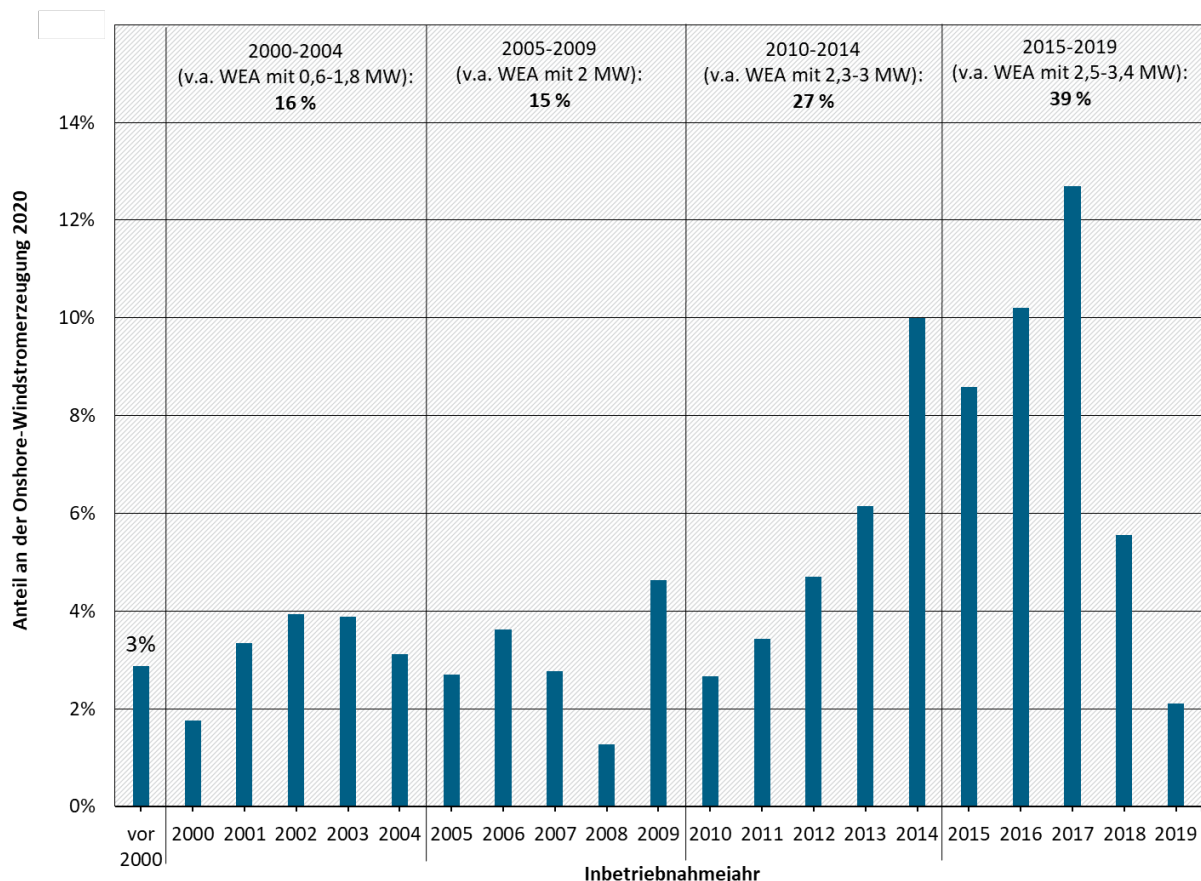
Mit Ausnahme von Kleinwindanlagen zur Eigenversorgung sowie „ausgeförderten“ Anlagen mit mehr als zwanzigjähriger Betriebsdauer besteht derzeit für alle in Betrieb befindlichen WEA an Land ein EEG-Vergütungsanspruch. In der Kurzstudie zum Kleinwindanlagen-Markt [BVKW (2019)] wurde lediglich für 787 Kleinwindanlagen (Leistung max. 75 kW), die im Anlagenregister registriert sind, die Einspeisung von Überschussstrom mit einem EEG-Vergütungsanspruch zugeordnet.

Mit Stand vom März 2022 waren ca. 11.400 WEA (etwa 24.000 MW) mit einer Anlagenleistung von 1,8-2,6 MW in Betrieb, die überwiegend von 2004-2010 errichtet wurden, sowie ca. 5.900 WEA (etwa 18.800 MW) mit 2,7-3,6 MW, die seit 2014 in Betrieb sind.

Abbildung 12 zeigt, welchen Anteil die verschiedenen WEA-Leistungsklassen an der Onshore-Windstromerzeugung im Jahr 2020 hatten. Die Darstellung verdeutlicht, dass insbesondere der starke Zubau von WEA der 3 MW-Klasse in den Jahren 2015-2019 mit 39 % einen wesentlichen

Beitrag zur Stromerzeugung aus Onshore-Windenergie leistete. Der relativ große Bestand an WEA mit einer Leistung von 0,6-1,8 MW, die von 2000-2004 in Betrieb genommen wurden (siehe Abbildung 2), steuerte dagegen lediglich 16 % zur Windstromerzeugung in 2020 bei.

**Abbildung 12: Anteil der WEA-Leistungsklassen an der Onshore-Windstromerzeugung 2020**



Quelle: EEG-Bewegungsdaten zur Stromerzeugung 2020 - ÜNB (2021), Auswertung: UL Solutions (Stand: März 2022)

### 2.3.4 Nettostromerzeugung ohne EEG-Vergütungsanspruch

Als Stromerzeugung aller Kleinwindanlagen in Deutschland wurden in der Kurzstudie zum Kleinwindanlagen-Markt (siehe 2.1.4) etwa 24,6 GWh für das Jahr 2018 ermittelt, fast ausschließlich zur Eigenversorgung und somit ohne EEG-Vergütungsanspruch.

Im Rahmen der Kurzstudie wurden für die unterschiedlichen Leistungsklassen Bereiche für die Volllaststunden angegeben, da die Werte standortspezifisch stark variieren [ZSW (2019)]:

- Mikro (0-1,5 kW): 100-400 Volllaststunden
- Klein (1,5-10 kW): 400-900 Volllaststunden
- Mittel (10-75 kW): 600-1.200 Volllaststunden

In den Bewegungsdaten der EEG-Jahresabrechnungen 2023 der Übertragungsnetzbetreiber sind der Vergütungskategorie „Strommenge ohne EEG-Vergütung durch Anlagenbetreiber oder Dritte verbraucht“ insgesamt 16,5 GWh zugeordnet [ÜNB (2024)]. In der genannten Vergütungskategorie sind die Strommengen aus Eigenversorgung und Direktlieferung zusammengefasst.

Angesichts der geringen Strommenge ist das Segment für die Gesamtbetrachtung bisher nicht relevant.

Hinsichtlich der Strommengen von „ausgeförderten“ WEA ist anzumerken, dass die Vermarktung im Rahmen der Sonstigen Direktvermarktung im Jahr 2023 einen Anteil von 15,4 % an der Stromerzeugung von WEA an Land hatte [ÜNB (2024)]. Ein Großteil der WEA in der Sonstigen Direktvermarktung umfasst Altanlagen, für die der EEG-Vergütungsanspruch weggefallen ist. Hierzu wird in an dieser Stelle auch auf die Erläuterungen in den Abschnitten 2.2.3 und 2.2.4 verwiesen.

### **2.3.5    Durchschnittliche Auslastung, Volllaststunden**

Als Volllaststunden einer WEA wird das Verhältnis von Jahresenergieertrag zur Nennleistung der Anlage bezeichnet. Der Wert für die Volllaststunden gibt an, wie viele Stunden eine WEA theoretisch bei voller Leistung betrieben werden müsste, um den Jahresenergieertrag zu erreichen.

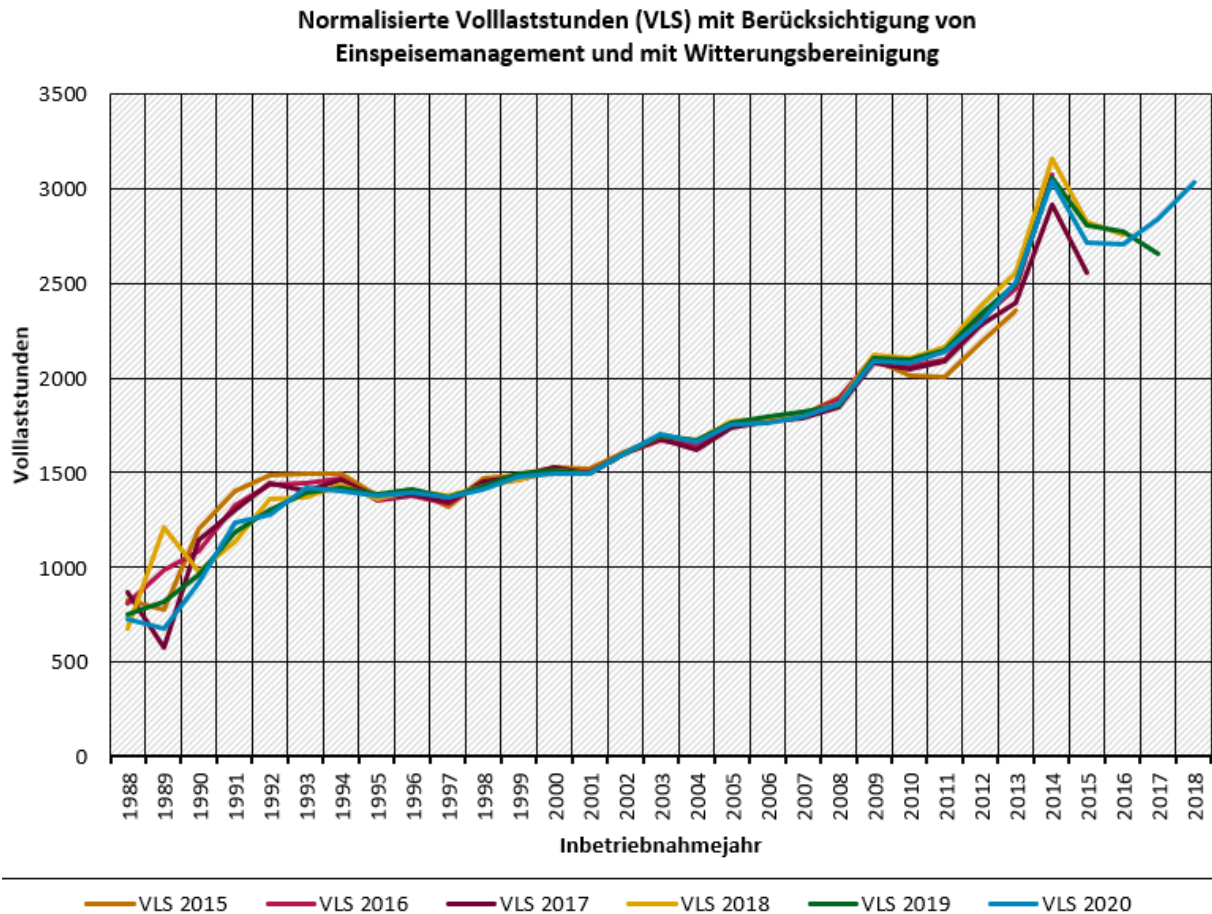
Die Volllaststunden einer WEA variieren in Abhängigkeit von den Windbedingungen in dem Bezugsjahr. Als weitere Einflussgrößen für die Volllaststunden sind die Windhäufigkeit am Standort und die eingesetzte WEA-Technologie (insbesondere Nabenhöhe und spezifische Leistung) von Bedeutung. Standortbezogene Aspekte wie Abregelungen durch Einspeisemanagement oder genehmigungsrechtliche Auflagen und auch die technische Verfügbarkeit der WEA beeinflussen ebenfalls die Anzahl der Volllaststunden.

Abbildung 13 zeigt die mittleren Volllaststunden in den Jahren 2015 bis 2020 für den Anlagenbestand von Onshore-WEA > 80 kW nach Inbetriebnahmejahren. Dargestellt sind die normalisierten Daten, die die Ausfallarbeit aufgrund des Einspeisemanagements (siehe 2.3.6) und eine Bereinigung der Witterungseffekte (unter Bezug auf den BDB-Ertragsindex<sup>6</sup>) berücksichtigen. Die Darstellung beinhaltet alle Anlagen, die ganzjährig in Betrieb waren.

---

<sup>6</sup> Für den BDB-Ertragsindex werden die Betriebsergebnisse von etwa 4.500 WEA ausgewertet. Es handelt sich um einen statistischen monatlichen Mittelwert, der die Relation zwischen den gemeldeten Erträgen von WEA einer Region und eines Monats zu den langjährigen, mittleren Erträgen dieser WEA beschreibt.

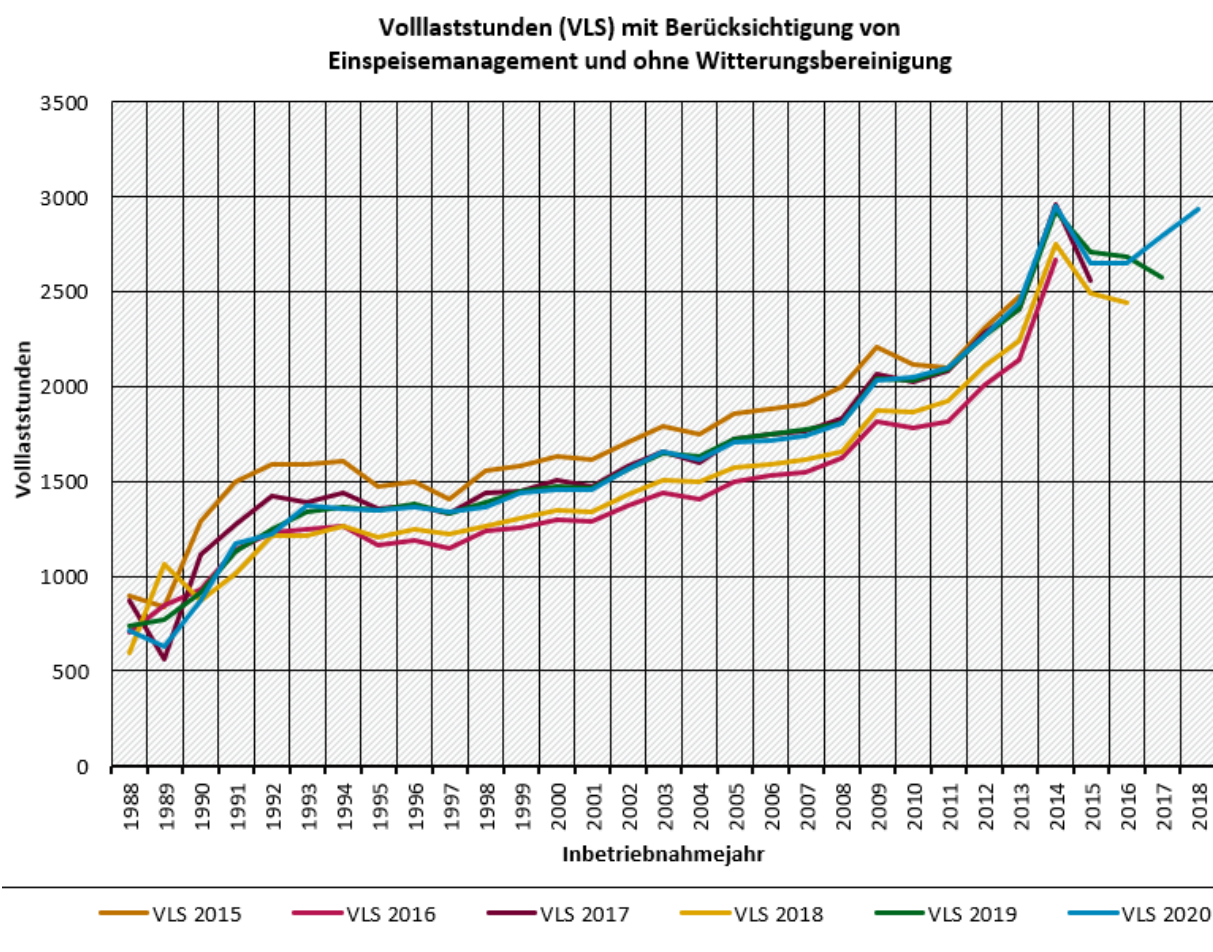
**Abbildung 13: Mittlere Volllaststunden 2015-2020 von WEA an Land nach Inbetriebnahmejahr mit Witterungsbereinigung**



Quellen: ÜNB, MaStR, BNetzA, BDB (2021), Auswertung: UL Solutions (Stand: März 2022)

Abbildung 14 stellt denselben Sachverhalt der normalisierten Daten wie Abbildung 13 dar, mit dem einzigen Unterschied, dass hier die Witterungsbereinigung nicht mitberücksichtigt wurde. Ein stetiger Anstieg der Volllaststunden über die Jahre ist anhand Abbildung 14 ist zu erkennen.

**Abbildung 14: Mittlere Volllaststunden 2015-2020 von WEA an Land nach Inbetriebnahmejahr ohne Witterungsbereinigung**



Quellen: ÜNB, MaStR, BNetzA, BDB (2021), Auswertung: UL Solutions (Stand: März 2022)

Die Darstellung verdeutlicht die erhebliche Steigerung der durchschnittlichen Volllaststunden im Zeitverlauf für WEA mit späteren Inbetriebnahmejahren. Hintergrund ist die wesentlich bessere Auslastung moderner WEA durch optimierte Leistungskennlinien und gesteigerte Nabenhöhen. Aktuell erreichen neu installierte WEA an Land im Mittel mehr als 2.400 Volllaststunden, das entspricht einer durchschnittlichen Auslastung (Kapazitätsfaktor) von ca. 28 %.

Das Abflachen der Entwicklung seit 2015 in Abbildung 13 ist vor allem auf die regional sehr unterschiedliche Ausbauentwicklung zurückzuführen. So ist zu beachten, dass der jährliche Zubau in Schleswig-Holstein (mit relativ hohen Volllaststunden) stark rückläufig war und sich von mehr als 1.300 MW im Jahr 2014 auf rund 550 MW im Jahr 2017 verringerte. Dagegen stieg der jährliche Zubau in Nordrhein-Westfalen (mit relativ geringen Volllaststunden) im selben Zeitraum von ca. 300 MW auf rund 870 MW. In den Jahren 2018 und 2019 verringerte sich das Ausbauniveau insgesamt drastisch, zudem verlagerte sich der Zubau zunehmend in windschwächere Regionen.

### 2.3.6 Einspeisemanagement

Die tatsächliche Stromeinspeisung von Windparks wird regional in erheblichem Umfang durch das Einspeisemanagement (EinsMan) verringert. EinsMan-Maßnahmen werden von den Netzbetreibern zur Vermeidung von Netzüberlastungen vorgenommen. Hierzu werden WEA vorüber-

gehend abregelt, wenn die Netzkapazitäten bei hoher Windstromeinspeisung nicht ausreichen, um den insgesamt erzeugten Strom abzutransportieren.

Mit 59 Prozent der Ausfallarbeit im Rahmen des Einspeisemanagements war Windenergie an Land im Jahr 2020 der am meisten abgeregelte Energieträger, gefolgt von Windenergie auf See mit knapp 36 Prozent. Der Anteil der Ausfallarbeit bei Windenergie an Land ging damit gegenüber 2019 (78,4 %) deutlich zurück, Hintergrund war nach Einschätzung der Bundesnetzagentur die sukzessive Inbetriebnahme von Netzausbauprojekten in Schleswig-Holstein. Schleswig-Holstein und Niedersachsen waren unverändert besonders stark von EinsMan-Maßnahmen betroffen.

Tabelle 5 gibt einen Überblick zur zeitlichen Entwicklung der Ausfallsarbeit durch EinsMan-Maßnahmen von 2016-2023. Im Jahr 2023 umfasste die Ausfallarbeit für Windenergie onshore 3,5 TWh.

**Tabelle 5: Ausfallarbeit Windenergie Onshore durch EinsMan-Maßnahmen – 2016-2023**

Jahr	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Angaben in GWh	Onshore	Onshore	Onshore	Onshore	Onshore	Onshore	Onshore	Onshore
Quartal 1	1.465	1.306	1.431	2.455	2.169	1.145	1.638	1.235
Quartal 2	482	1.164	766	731	636	995	788	417
Quartal 3	498	337	575	700	520	527	340	654
Quartal 4	1.054	1.655	1.112	1.199	804	741	420	1.254
<b>Gesamtjahr</b>	<b>3.498</b>	<b>4.461</b>	<b>3.885</b>	<b>5.085</b>	<b>4.145*</b>	<b>3.408</b>	<b>3.186</b>	<b>3.560</b>

\*Durch Aktualisierungen stimmt für 2020 die Quartalsumme nicht mit der Angabe für das Gesamtjahr 2020 überein  
Quelle: BNetzA, Quartalsberichte Netz- und Systemsicherheit (Stand: 4/2024)

Die Bestimmungen zur Abregelung von WEA sowie anderer EEG- und KWK-Erzeugungsanlagen per Einspeisemanagement (§§ 14, 15 EEG 2021) sind mit dem neuen System des Redispatch 2.0 zum 1.10.2021 entfallen.

Als Redispatch werden Eingriffe in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken bezeichnet, um Leitungsabschnitte vor einer Überlastung zu schützen. Droht an einer bestimmten Stelle im Netz ein Engpass, werden Kraftwerke diesseits des Engpasses angewiesen, ihre Einspeisung zu drosseln, während Anlagen jenseits des Engpasses ihre Einspeiseleistung erhöhen müssen. Auf diese Weise wird ein Lastfluss erzeugt, der dem Engpass entgegenwirkt.

Die vorrangberechtigte Erzeugung ist seit dem 1.10.2021 nach Maßgabe des § 13 EnWG bei den Auswahlentscheidungen für Redispatch - Maßnahmen nach § 13a EnWG unmittelbar mit zu berücksichtigen.<sup>7</sup>

### 2.3.7 Entwicklung des wirtschaftlich motivierten Selbstverbrauchs

In Abschnitt 2.3.1 ist in Abbildung 10 dargestellt, dass grundsätzlich verschiedene Möglichkeiten bestehen, den in Windenergieanlagen erzeugten Strom ohne EEG-Förderanspruch zu nutzen bzw. zu vermarkten. Hierzu wird nachfolgend ein kurzer Überblick gegeben. Die Darstellung basiert im Wesentlichen auf Informationen aus dem Leitfaden „Erlösoptionen außerhalb des

<sup>7</sup> Siehe hierzu: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzeengpassmanagement/Engpassmanagement/Redispatch/artikel.html?nn=910870>

EEG“ des Bundesverbandes Windenergie vom Januar 2018 [BWE (2018)]. Änderungen durch aktuelle Gesetzesnovellen werden dabei – ohne Anspruch auf Vollständigkeit – berücksichtigt.

### **Eigenversorgung**

Als Alternative zur Vermarktung im öffentlichen Netz bietet sich für WEA-Betreiber die Möglichkeit, den in der Anlage erzeugten Strom vor Ort selbst zu verbrauchen, ohne vorherige Durchleitung durch das öffentliche Stromnetz.

Bei der Eigenversorgung besteht kein Förderanspruch für den selbst verbrauchten Strom. Für Bestandsanlagen und WEA <750 kW besteht aber ein Förderanspruch für den darüber hinaus ins Netz eingespeisten Strom. Dabei kann der selbst verbrauchte und der ins Netz eingespeiste Anteil des Stroms auch variieren. Die bisherige Verpflichtung zur Zahlung von 40 Prozent der EEG-Umlage gilt seit Juli 2022 nicht mehr. Zudem entfallen bei der Eigenversorgung andere gesetzliche Strompreisbestandteile, die mit der Nutzung des öffentlichen Stromnetzes verbunden sind [BWE (2019)].

Für neue WEA, die an einer Ausschreibung teilgenommen haben, gilt das Eigenversorgungsverbot nach § 27a EEG, sodass ein Eigenversorgungskonzept bisher praktisch nicht umzusetzen ist. Im Rahmen der EEG-Novelle 2023 wurde das Eigenversungsverbot für neue Anlagen aufgehoben, das Verbot gilt allerdings weiterhin für Bestandsanlagen [EEG 2023 (2022)].

Die Eigenversorgung von Klärwerken, landwirtschaftlichen Betrieben und kleineren Gewerbebetrieben erfolgte bereits seit Anfang der 1990er Jahre durch den Betrieb von WEA mit Leistungen im Bereich von ca. 80-500 kW. Insgesamt handelt es sich jedoch um einen Nischenmarkt.

Aktuell haben einige Anbieter neue WEA im Leistungsbereich 100-749 kW für Eigenversorgungskonzepte entwickelt, u.a. Leitwind, Cirkel Energie, Emergya Wind Technologies BV und Agile Wind Power, bisher jedoch keiner der führenden Hersteller großer WEA [Jensen, D. (2019)]. Die Insolvenz der b.ventus GmbH im Herbst 2020 ist allerdings als ein Rückschlag für das Marktsegment der Eigenstromnutzung durch gewerbliche Betreiber zu bewerten. B.ventus hatte eine WEA mit 250 kW für die Eigenversorgung von Gewerbebetrieben mit einem jährlichen Strombedarf von ca. 400.000 kWh konzipiert. Bei erwarteten Stromgestehungskosten von 5-7 ct/kWh sollten mit dem WEA-Betrieb die wesentlich höheren Kosten für den Bezug von Gewerbestrom verdrängt werden. Die geringe Bauhöhe von unter 50 m sollte zudem ein vereinfachtes Genehmigungsverfahren ermöglichen [Topagrar (2019)].

### **Direktlieferung**

Auch bei der Direktlieferung wird der in der WEA erzeugte Strom ohne Nutzung des öffentlichen Stromnetzes vor Ort selbst verbraucht, allerdings durch einen Dritten und nicht durch den Anlagenbetreiber selbst.

Wird nur ein Teil des in der WEA erzeugten Stroms vor Ort an einen Dritten geliefert, besteht ein Förderanspruch für den darüber hinaus ins Netz eingespeisten Strom. Dabei kann der ins Netz eingespeiste Anteil des Stroms auch variieren.

Bei der Direktlieferung fiel bisher die EEG-Umlage in voller Höhe an, seit Juli 2022 gilt dies nicht mehr. Zudem entfallen bei der Direktlieferung andere gesetzliche Strompreisbestandteile, die mit der Nutzung des öffentlichen Netzes verbunden sind.

Das Eigenversungsverbot gilt für die Direktlieferung nicht [BWE (2018)].

### **Power-to-X-Konzepte und Zwischenspeicherung**

Eine weitere Option zur Vermarktung ohne EEG-Vergütungsanspruch ist die Nutzung des in WEA erzeugten Stroms für eine Zwischenspeicherung vor Ort in einem Batteriespeicher, zur

Erzeugung von Wasserstoff in einem Elektrolyseur (Power-to-Gas) oder zur Wärmeerzeugung (Power-to-Heat).

Ein grundlegendes Problem bei der Umsetzung von Konzepten zur Sektorkopplung und Speicherung besteht darin, dass die Umwandlung von Strom in Gas oder andere Nutzenergien wie auch die Zwischenspeicherung energierechtlich bisher noch als Letztverbrauch bewertet wird. Bei einer nachfolgenden Ausspeicherung aus einer Batterie oder einer Rückverstromung von Windgas gilt dies rechtlich als ganz neue Stromerzeugung.

Im Zusammenhang mit den vorgenannten Prozessen stellen sich komplexe Rechtsfragen zur Bewertung entsprechender Abgaben, Entgelte und Umlagen, die die Wirtschaftlichkeit und Umsetzbarkeit eines Projektes stark beeinflussen.

Nur für den Fall, dass der Betreiber einer WEA (oder ein Dritter) die nachgeschalteten Anlagen zur Speicherung und Sektorkopplung vor Ort selbst betreibt, lässt sich die Vermarktung als Konzept im Rahmen der Eigenversorgung oder als Direktlieferung (siehe oben) ausgestalten [BWE (2018)].

Bisher spielen entsprechende Vermarktungskonzepte in der Praxis keine Rolle.

Nach Angaben der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST) gibt es bundesweit über fünfzig Projekte mit einer elektrischen Gesamtleistung von mehr als 55 MW, in denen Power-to-X-Technologien erforscht, weiterentwickelt und im Regelbetrieb eingesetzt werden [Altmann, M. (2019)].

Auch im Rahmen der Initiative der Bundesregierung zur Förderung von Reallaboren werden verstärkt Forschungsprojekte zur Produktion von grünem Wasserstoff durchgeführt. Viele dieser Vorhaben sollen mit Nutzung von Windstrom realisiert werden [BMW (2019a)].

Erwähnenswert ist hier das aktuelle Projekt „Windwasserstoff Salzgitter“ zur Erzeugung von Wasserstoff mit Elektrolyse und Strom aus Windenergie bei der Stahlherstellung des Salzgitter-Konzerns. Zur Stromerzeugung hat der Energiekonzern Avacon im Frühjahr 2020 sieben WEA mit je 4,2 MW und 30 MW Gesamtleistung errichtet, drei davon direkt auf dem Areal des Hüttenwerks [Salzgitter Flachstahl (2020)].

### **Regelleistungsmarkt**

Windenergieanlagen, die in der Direktvermarktung betrieben werden, können grundsätzlich auch am Regelleistungsmarkt teilnehmen. Für Anlagen, die nicht die Marktprämie, sondern die EEG-Einspeisevergütung in Anspruch nehmen, ist die Teilnahme am Regelleistungsmarkt jedoch nicht zulässig.

Bei WEA kommt insbesondere die Erbringung von Minutenreserveleistung in Betracht. Hierzu muss positive Regelleistung (zusätzliche Stromeinspeisung) oder negative Regelleistung (Drosselung der Stromeinspeisung) innerhalb von 15 Minuten und dann auch für längere Zeiträume aktiviert werden können.

Für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt ist eine sogenannte Präqualifikation erforderlich, die eine hohe technische und ggf. auch wirtschaftliche Barriere darstellt. Wegen der erforderlichen Mindestgebotsgrößen kommt nur der Zusammenschluss mehrerer Anlagen bzw. Windparks in Betracht. Verschiedene Direktvermarkter vermarkten entsprechende Regelleistungspools in ihrem Portfolio [BWE (2019)].

Insgesamt ist der Regelleistungsmarkt für den Betrieb von WEA bisher nicht relevant.

## **Stromlieferverträge (PPA)**

PPA (Power Purchase Agreement) sind Verträge zur Stromlieferung zwischen einem WEA-Betreiber/Verkäufer und einem Stromabnehmer/Käufer. Als Käufer kommen dabei vor allem Unternehmen (Corporate PPA) und Energieversorger in Betracht. Im Rahmen von „Utility PPA“ wird ein Portfolio von Anlagen gesammelt und für den Vertrieb von Grünstrom an Endkunden genutzt. Der Vertrag regelt die Stromlieferung zu einem vereinbarten Preis oder einem äquivalenten finanziellen Ausgleich.

Die Stromlieferung im Rahmen von PPA erfolgt im Regelfall mit Nutzung des öffentlichen Stromnetzes im Rahmen der „Sonstigen Direktvermarktung“. Die oben dargestellte Direktlieferung bildet als „On-site PPA“ einen Sonderfall, wenn der WEA-Strom direkt vor Ort ohne Nutzung des öffentlichen Netzes erzeugt und genutzt wird. Ein Beispiel ist die Versorgung des BMW-Werks in Leipzig mit Strom aus einem 10 MW-Windpark auf dem Firmengelände, der von wpd betrieben wird und seit 2013 direkt in das Werksnetz einspeist [BMW (2013)].

Bis Ende 2020 waren PPA zur Lieferung von Windstrom in Deutschland praktisch ohne Bedeutung. Im Zusammenhang mit dem Weiterbetrieb von Altanlagen nach Auslaufen des EEG-Vergütungsanspruchs hat sich dies seit 2021 grundsätzlich geändert, weil mittlerweile in beträchtlichem Umfang Stromlieferverträge für „ausgeförderte“ WEA abgeschlossen wurden (siehe 2.2.4, Abbildung 6).

Der Direktvermarkter Statkraft hat Ende 2018 den nach eigenen Angaben ersten Wind-PPA in Deutschland vereinbart. In Einzelverträgen wurde mit sechs Bürgerwindparks in Niedersachsen eine Stromlieferung vereinbart und somit der Weiterbetrieb von 36 WEA mit 46 MW nach Auslaufen der EEG-Förderung für Laufzeiten von drei bis fünf Jahren gesichert. Parallel wurde ein Stromabnahmevertrag zur Versorgung des Mercedes-Benz Werks in Bremen mit Strom aus den Bürgerwindparks abgeschlossen [Statkraft (2018a und 2018b)].

Im Mai 2019 hat der Ökostromanbieter LichtBlick mit der PNE AG einen Stromliefervertrag für den Weiterbetrieb von 10 WEA mit 13 MW im Windpark Papenrode von 2021 bis 2023 abgeschlossen. Nach eigenen Angaben plant PNE nach Ablauf des PPA-Lieferzeitraums ein Repowering des Windparks, wobei eine Verfünffachung der Stromerzeugung geplant ist. Lichtblick bietet durch die Vereinbarung mit PNE seinen Privat- und Geschäftskunden erstmals ungeförderten und somit frei am Markt verfügbaren Strom aus deutschen WEA [PNE (2019) und Lichtblick (2019)].

Die Zeitschrift Energie&Management hat im Sommer 2019 gemeinsam mit dem Beratungsunternehmen Enervis erstmals anhand einer Branchenumfrage ein „PPA-Barometer“ erstellt, an dem sich Energieversorger, Direktvermarkter, Projektentwickler und Anlagenbetreiber beteiligt haben. Laut PPA-Barometer gehen zwei Drittel der Befragten davon aus, dass im Jahr 2025 bis zu 50 % aller neuen Ökostromkraftwerke auf Basis von PPA finanziert werden [Köpke, R. (2019a)].

Nach den Ergebnissen einer weiteren E&M-Umfrage bei Ökostromanbietern vom Sommer 2019 erwägen 89 % der Umfrageteilnehmer den Bezug von Ökostrom mittels PPA-Verträgen mit einer Laufzeit bis fünf Jahren [Köpke, R. (2019b)].

Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass das Regionalnachweisregister (RNR) seit 2019 die Ausstellung von Regionalnachweisen für EEG-Strom ermöglicht. Damit haben Stromlieferanten die Möglichkeit, regional (im 50 km-Radius) erzeugten Ökostrom zu kennzeichnen und als „regional erzeugt“ zu bewerben. Regionalnachweise sind kostenpflichtig, bieten für WEA-Betreiber aber auch ein zusätzliches Erlöspotenzial.

Da WEA bisher nahezu ausschließlich mit Anspruch auf EEG-Vergütung betrieben werden, ist die Nutzung von Regionalnachweisen aufgrund des Doppelvermarktungsverbots derzeit nicht

relevant. Dies gilt auch für die Herkunftsnachweise (HKN), die im HKN-Register erfasst werden. Nach einer Analyse des Beratungsbüros BET standen vor 2020 lediglich 200 MW an regenerativer Leistung (davon nur 3 % aus Windenergie) für die Erzeugung von inländischen Herkunftsnachweisen zur Verfügung [Brühl, S. (2019)].

Nach Ende der EEG-Förderung steht aber potenziell eine hohe Zahl an WEA für die Ausstellung von Herkunftsnachweisen bereit, wenn die Altanlagen noch weiterbetrieben werden.

Für alle genannten Vermarktungsoptionen gelten die im EEG festgelegten allgemeinen Meldepflichten für Betreiber von EEG-Anlagen, u.a. die Registrierungspflicht bei der BNetzA und die Jahresmeldung beim Netzbetreiber. Grundsätzlich werden somit alle Energiemengen aus WEA durch entsprechende Datenmeldungen erfasst. Wie dargestellt, wird der erzeugte Windstrom derzeit überwiegend ins Netz eingespeist und im Rahmen des Marktprämienmodells direkt vermarktet. Seit 2021 hat aber der Anteil des in der Sonstigen Direktvermarktung erfassten Stroms durch umfangreiche Vereinbarungen von Stromlieferverträgen (PPA) für Altanlagen zunehmend an Bedeutung gewonnen.

### **2.3.7.1    Analyse zur Erfassung der Strommengen für den Selbstverbrauch**

Mit Blick auf die Vermarktung von Strom ohne EEG-Vergütungsanspruch ist kritisch zu prüfen, ob alle für die Statistik erforderlichen Daten erfasst werden. Dies geschieht an dieser Stelle beispielhaft für das Jahr 2022, auf dessen Daten in besonderer Tiefe eingegangen wurde:

In den Bewegungsdaten der EEG-Jahresabrechnungen 2022 der Übertragungsnetzbetreiber sind der Vergütungskategorie „Strommenge ohne EEG-Vergütung durch Anlagenbetreiber oder Dritte verbraucht“ insgesamt 24,6 GWh zugeordnet, rund 37 % mehr als in den für 2020 erfassten Daten [ÜNB (2023)]. In der genannten Vergütungskategorie sind die Strommengen aus Eigenversorgung und Direktlieferung zusammengefasst.

Für 186 WEA mit 111,7 MW ist ein Selbstverbrauch in den EEG-Bewegungsdaten dokumentiert. Rund 89 % der ohne EEG-Vergütung erzeugten Strommenge entfallen auf 22 WEA mit insgesamt 36,3 MW. Bei den anderen Anlagen handelt es sich überwiegend um Kleinwindanlagen mit max. 30 kW Leistung, die für die Betrachtung von Leistung und Stromerzeugung nicht relevant sind.

Tabelle 6 dokumentiert den Bestand an WEA > 80 kW mit Strommengen für Selbstverbrauch in den Bewegungsdaten 2022. In der letzten Tabellenspalte ist der Anteil der Strommenge ohne EEG-Vergütung an der insgesamt für die WEA erfassten Stromproduktion angegeben.

Aus der Übersicht wird deutlich, dass der Selbstverbrauch bei 32 WEA einen für die Eigenversorgung bzw. Direktlieferung relevanten Anteil (6-87 %) erreicht (siehe Angaben in blauer Schrift). Bei den restlichen 26 WEA mit einem Selbstverbrauch von maximal 1,6 % ist davon auszugehen, dass der technische Eigenbedarf bei diesen Anlagen explizit als Strommenge ohne EEG-Vergütung ausgewiesen wurde.

Tabelle 6 zeigt schließlich auch, dass die Zuordnung der Anlagen als „Volleinspeisung“ bzw. „Teileinspeisung“ in den EEG-Bewegungsdaten sehr unterschiedlich angegeben wird.

Insgesamt sind 138 der oben genannten 186 WEA mit der Vergütungskategorie „Strommenge ohne EEG-Vergütung, durch Anlagenbetreiber oder Dritte verbraucht“ als Anlagen mit „Teileinspeisung (einschließlich Eigenverbrauch)“ in den MaStR-Daten aufgeführt, 31 Anlagen mit „Volleinspeisung“ und 17 WEA ohne entsprechende Angabe. Neun WEA mit Selbstverbrauch sind in den MaStR-Daten gar nicht enthalten.

**Tabelle 6: WEA > 80 kW mit Strommengen für Selbstverbrauch in den Bewegungsdaten 2022**

Eigenversorgung / Direktlieferung	Anlagenbetreiber	Einspeisung lt. MaStR	PLZ	Ort	IB- Jahr	Leistung	VLS 2022	Erzeugung 2022	Davon mit Vergütungsschlüssel „Selbstverbrauch“
Spielautomaten- Produktionswerk	adp MERKUR GmbH	Teileinspeisung	32312	Lübbecke	1999	750	762	571.849	86,8%
Bahlsen-Werk (eigener Netzanschluss)	Bahlsen GmbH & Co. KG	Volleinspeisung	26316	Varel	1995	500	1.141	570.284	86,0%
Bahlsen-Werk (eigener Netzanschluss)	Bahlsen GmbH & Co. KG	Volleinspeisung	26316	Varel	1995	500	1.141	570.287	86,0%
Bahlsen-Werk (eigener Netzanschluss)	Bahlsen GmbH & Co. KG	Volleinspeisung	26316	Varel	1996	150	1.044	156.589	86,0%
Bahlsen-Werk (eigener Netzanschluss)	Bahlsen GmbH & Co. KG	Volleinspeisung	26316	Varel	1995	500	1.141	570.284	86,0%
Container Terminal	Eurogate Conatiner Terminal Bremerhaven GmbH	Teileinspeisung	27580	Bremerhaven	2015	3.370	2.250	7.581.978	82,6%
landwirtschaftl. Betrieb	Landwirtschaftlicher Betrieb	Teileinspeisung	24888	Steinfeld	2019	250	1.357	339.160	73,5%
Kartoffel/Zwiebel Handel Werk Beelen	Agricola GmbH & Co. KG	Teileinspeisung	48361	Beelen	2000	600	902	541.001	68,8%

Eigenversorgung / Direktlieferung	Anlagenbetreiber	Einspeisung lt. MaStR	PLZ	Ort	IB-Jahr	Leistung	VLS 2022	Erzeugung 2022	Davon mit Vergütungsschlüssel „Selbstverbrauch“
Wasserwerk Hasselt	Wasserversorgungsverband Moormerland-Uplengen-Hesel-Jümme	Teileinspeisung	26835	Hesel	2016	800	1.279	1.023.129	65,8%
Kläranlage Bottrop	Emschergenossenschaft	Teileinspeisung	46238	Bottrop	2016	3.120	1.712	5.342.140	63,2%
Wasserwerk Bronn	Nordost-Württemberg Zweckverband Wasserversorgung	Teileinspeisung	97990	Weikersheim	2015	800	823	658.376	59,2%
Testzentrum	Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik	Teileinspeisung	34233	Fulda	2018	95	653	62.027	56,8%
Bäckereibetrieb	Kanne Brottrunk	Teileinspeisung	44534	Lünen	2009	800	1.123	898.129	54,2%
Geflügelproduktion	Kracke Energiepark	Teileinspeisung	27330	Asendorf	2015	800	1.429	1.143.334	49,7%
Gartenbaubetrieb	Gartenbau Gernert	Teileinspeisung	97509	Oberspiesheim	2016	800	1.143	914.534	47,0%
Kläranlage Körkwitz	Abwasserzweckverband Körkwitz	Teileinspeisung	18311	Ribnitz-Damgarten	2015	800	1.555	1.244.114	43,1%
Kläranlage Niebüll	Stadt Niebüll	Teileinspeisung	25899	Niebüll	2018	800	1.669	1.335.238	43,1%
k.A.	Morgenwind GbR	Volleinspeisung	21706	Drochtersen	1992	225	907	204.067	36,4%
k.A.	Reinhard Benneker	Volleinspeisung	48683	Ahaus-Wüllen	2004	2.000	2.255	4.509.896	33,0%
k.A.	WKA Schlagsdorf	Teileinspeisung	23769	Fehmarn	2015	2.300	2.515	5.784.601	33,0%
k.A.	natürliche Person (ABR908668984154)	Teileinspeisung	26169	Friesoythe	2001	300	673	201.839	25,4%

Eigenversorgung / Direktlieferung	Anlagenbetreiber	Einspeisung lt. MaStR	PLZ	Ort	IB-Jahr	Leistung	VLS 2022	Erzeugung 2022	Davon mit Vergütungsschlüssel „Selbstverbrauch“
k.A.	natürliche Person (ABR903505436193)	Teileinspeisung	26434	Wangerland	1994	600	1.251	750.676	25,4%
k.A.	natürliche Person (ABR990442215585)	Volleinspeisung	26553	Dornum	1996	500	1.292	646.041	24,7%
k.A.	Dipl. Ing. Georg Kersten Maschinenfabrik	Teileinspeisung	46459	Rees	1997	250	580	144.884	21,4%
Schöpfwerk Knock	I. Entwässerungsverband Emden	Teileinspeisung	26723	Emden	2017	2.300	1.968	4.525.622	11,0%
Hähnchen- und Schweinemastbetrieb	Pohlkemper GbR Hähnchenmast	Teileinspeisung	48624	Schöppingen	2018	750	1.756	1.316.963	10,8%
Kläranlage Bocholt	Entsorgungs- und Servicebetrieb Bocholt	Teileinspeisung	46395	Bocholt	2017	2.300	1.420	3.266.928	10,7%
k.A.	Becker Pante GbR	Volleinspeisung	32312	Lübbecke	1995	250	750	187.542	10,2%
Wertstoffhof Gescher	Entsorgungsgesellschaft Westmünsterland mbH	Teileinspeisung	48712	Gescher	2017	3.000	1.412	4.236.987	9,6%
Wertstoffhof Gescher	Entsorgungsgesellschaft Westmünsterland mbH	Teileinspeisung	48712	Gescher	2017	3.000	1.412	4.236.992	9,6%
Wind-to-Gas-Park (H <sub>2</sub> aus Überschussstrom)	KMW Wind to Gas Energy GmbH & Co. KG	Volleinspeisung	25541	Brunsbüttel	2017	3.050	2.257	6.884.853	7,6%
Kühlhäuser Fresh Field Gemüsehandel / Windgas	Thießen GmbH & Co. Alternativenergie KG	Teileinspeisung	25709	Kronprinzenkoog	2014	3.370	2.641	8.901.829	6,1%

Eigenversorgung / Direktlieferung	Anlagenbetreiber	Einspeisung lt. MaStR	PLZ	Ort	IB-Jahr	Leistung	VLS 2022	Erzeugung 2022	Davon mit Vergütungsschlüssel „Selbstverbrauch“
k.A.	P & B Öko Strom GmbH & Co. KG	Volleinspeisung	49757	Werlte	1995	500	1.254	626.963	1,6%
k.A.	Zweite Spradau Wind GmbH & Co. KG	Volleinspeisung	27793	Wildeshausen	2020	2.300	1.713	3.940.780	1,3%
k.A.	Zweite Spradau Wind GmbH & Co. KG	Volleinspeisung	27793	Wildeshausen	2020	2.300	1.750	4.024.911	1,3%
k.A.	Zweite Spradau Wind GmbH & Co. KG	Volleinspeisung	27793	Wildeshausen	2020	3.000	2.411	7.231.958	1,3%
k.A.	Bürgerwind Winkelsett GmbH & Co. KG	Volleinspeisung	27793	Wildeshausen	2020	3.000	2.798	8.392.682	1,2%
k.A.	Bürgerwind Winkelsett GmbH & Co. KG	Volleinspeisung	27793	Wildeshausen	2020	3.000	2.633	7.897.722	1,2%
k.A.	Bürgerwind Winkelsett GmbH & Co. KG	Volleinspeisung	27793	Wildeshausen	2020	3.000	2.600	7.799.437	1,2%
k.A.	natürliche Person (ABR929799813991)	Volleinspeisung	26506	Norden	1991	300	1.425	427.354	1,2%
k.A.	natürliche Person (ABR913968024295)	Teileinspeisung	26736	Krummhörn	2000	500	2.074	1.037.016	0,8%
k.A.	EnBW WindInvest GmbH & Co. KG	Volleinspeisung	73650	Winterbach	2017	3.300	1.648	5.438.854	0,5%
k.A.	EnBW WindInvest GmbH & Co. KG	Volleinspeisung	73650	Winterbach	2017	3.300	1.648	5.438.812	0,5%

Eigenversorgung / Direktlieferung	Anlagenbetreiber	Einspeisung lt. MaStR	PLZ	Ort	IB- Jahr	Leistung	VLS 2022	Erzeugung 2022	Davon mit Vergütungsschlüssel „Selbstverbrauch“
k.A.	EnBW WindInvest GmbH & Co. KG	Volleinspeisung	73650	Winterbach	2017	3.300	1.647	5.436.268	0,4%
k.A.	EWS Windpark Rohrenkopf GmbH	Volleinspeisung	79685	Häg-Ehrsberg	2016	3.000	2.467	7.400.507	0,2%
k.A.	Windpark Tegelberg- Donzdorf GmbH	Volleinspeisung	73072	Donzdorf	2017	2.780	2.168	6.027.856	0,2%
k.A.	Windpark Tegelberg- Donzdorf GmbH	Volleinspeisung	73072	Donzdorf	2018	2.780	2.167	6.024.131	0,2%
k.A.	Windpark Tegelberg- Donzdorf GmbH	Volleinspeisung	73072	Donzdorf	2017	2.780	2.166	6.021.372	0,1%
k.A.	W & S Power Porta	Volleinspeisung	32457	Porta Westfalica	2016	2.050	1.367	2.802.844	0,1%
k.A.	Windpark Amtenhauser Berg GmbH & Co. KG	Volleinspeisung	78187	Geisingen	2017	3.300	1.921	6.337.958	0,1%
k.A.	Windpark Amtenhauser Berg GmbH & Co. KG	Volleinspeisung	78187	Geisingen	2017	3.300	1.920	6.336.489	0,1%
k.A.	Windpark Amtenhauser Berg GmbH & Co. KG	Volleinspeisung	78187	Geisingen	2017	3.300	1.920	6.335.886	0,1%
k.A.	Windpark Amtenhauser Berg GmbH & Co. KG	Volleinspeisung	78187	Geisingen	2017	3.300	1.920	6.335.776	0,1%
k.A.	Windpark Amtenhauser Berg GmbH & Co. KG	Volleinspeisung	78187	Geisingen	2017	3.300	1.920	6.335.327	0,1%
k.A.	EnBW WindInvest GmbH & Co. KG	Teileinspeisung	79686	Hasel	2017	3.300	2.284	7.538.795	0,1%

Eigenversorgung / Direktlieferung	Anlagenbetreiber	Einspeisung lt. MaStR	PLZ	Ort	IB- Jahr	Leistung	VLS 2022	Erzeugung 2022	Davon mit Vergütungsschlüssel „Selbstverbrauch“
k.A.	EnBW WindInvest GmbH & Co. KG	Teileinspeisung	79686	Hasel	2017	3.300	2.283	7.534.557	0,1%
k.A.	EnBW WindInvest GmbH & Co. KG	Teileinspeisung	79686	Hasel	2017	3.300	2.283	7.533.998	0,1%
k.A.	Mühlenbreite Wind GmbH & Co. KG	Volleinspeisung	33824	Werther	2016	3.000	2.610	7.829.480	0,0%

Quelle: UL Solutions - eigene Recherchen, Daten aus: MaStR, Stand: 10.08.2023, ÜNB (2023); Auswertung: UL Solutions

Die Analyse der Bewegungsdaten zeigt, dass insgesamt nur bei wenigen einzelnen Anlagen (mit einer für die Betrachtung relevanten Leistungsgröße) eine Zuordnung von Strommengen ohne EEG-Vergütung erfolgt.

Nachfragen bei verschiedenen Betreibern von WEA mit Selbstverbrauch (u.a. wpd, Stadtwerke Husum, Berliner Wasserbetriebe) haben gezeigt, dass in der Praxis eine interne Bilanzierung/Abrechnung zwischen WEA-Betreiber und Netzbetreiber zu den selbst genutzten Strommengen erfolgt. Auf Ebene der Netzbetreiber werden die Daten aber offenbar nicht mit einer entsprechenden Angabe von Strommengen mit EEG-Vergütung und ohne EEG-Vergütung (für den Eigenverbrauch) zur Erfassung in den Bewegungsdaten der EEG-Jahresabrechnungen gemeldet. Beispielhaft sei hier die Direktlieferung von Strom aus dem Windpark Leipzig in das Netz des BMW-Werks genannt, dessen Strommenge in den Bewegungsdaten nicht erfasst ist.

Insgesamt zeigt die Analyse, dass sich die Zuordnung von insgesamt 2.090 Windenergieanlagen (davon 1.199 WEA > 80 kW) als „Teileinspeisung“ im Marktstammdatenregister nicht in den Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber widerspiegelt. Nur in wenigen Einzelfällen sind WEA dokumentiert, bei denen Strommengen ohne EEG-Vergütung (für Selbstverbrauch) und Strommengen mit EEG-Vergütung (zur Netzeinspeisung) angegeben sind.

Hinsichtlich der Kategorisierung der gemeldeten WEA gibt es bei den WEA-Betreibern teilweise offensichtlich unterschiedliche rechtliche Bewertungen zur Einspeisung ins Netz. Einige Betreiber registrieren ihre Anlagen deshalb mit dem Attribut „Teileinspeisung“, weil ein (sehr geringer) Teil des erzeugten Stroms für den WEA-Eigenbedarf genutzt wird und somit bei strenger Auslegung keine „Volleinspeisung“ gegeben ist. In welchem Umfang Meldungen als WEA mit Teileinspeisung aus rein rechtlichen Gründen erfolgen, lässt sich anhand der vorliegenden Daten nicht beurteilen.

Eine abschließende Bewertung des vorliegenden Datenbestands ist schwierig. Grundsätzlich können die Strommengen für Selbstverbrauch bzw. Direktlieferung und die Strommengen für die Netzeinspeisung mit den vorhandenen Vergütungskategorien erfasst werden.

Die Tatsache, dass entsprechende Angaben nur bei einzelnen Anlagen vorliegen, deutet darauf hin, dass der WEA-Bestand mit anteiligem Selbstverbrauch insgesamt sehr gering ist. Offenbar ist es in einigen Fällen aber auch Praxis, dass die selbst genutzten Strommengen nur intern zwischen WEA-Betreiber und Netzbetreiber bilanziert, aber nicht als Strommengen ohne EEG-Vergütung in den EEG-Jahresabrechnungen gemeldet werden.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass in den Bewegungsdaten nur sehr geringe Strommengen für Selbstverbrauch/Direktlieferung dokumentiert sind. Aufgrund der vorliegenden Informationen ist anzunehmen, dass die Strommengen ohne EEG-Vergütung nicht vollständig erfasst werden. Es ist aber davon auszugehen, dass die Strommengen für Selbstverbrauch/Direktlieferung für die Gesamtbetrachtung eine untergeordnete Bedeutung haben. Mit Blick auf die im MaStR registrierten Angaben zur Volleinspeisung oder Teileinspeisung gibt es bei den Betreibern offensichtlich ein unterschiedliches Verständnis.

Hinsichtlich der aktuellen Zahlen sind in den *Bewegungsdaten* der EEG-Jahresabrechnungen 2023 der Übertragungsnetzbetreiber in der Vergütungskategorie „Strommenge ohne EEG-Vergütung durch Anlagenbetreiber oder Dritte verbraucht“ insgesamt 16,5 GWh aufgeführt [ÜNB (2024)]. In der genannten Vergütungskategorie sind, wie oben schon erwähnt, die Strommengen aus Eigenversorgung und Direktlieferung zusammengefasst.

### 2.3.7.2 Zuordnung des Selbstverbrauchs zu Leistungsklassen

In Bezug auf den Selbstverbrauch ist nur der in Tabelle 7 dokumentierte Anlagenbestand (insgesamt 58 WEA > 80 kW) für die Betrachtung relevant. Wie oben erwähnt, entfallen im Jahr 2022 rund 89 % der in den EEG-Bewegungsdaten dokumentierten Strommenge ohne EEG-Vergütung auf 22 WEA mit insgesamt 36,3 MW, während die 128 Kleinwindanlagen (mit max. 30 kW) nur 4 % des Selbstverbrauchs ausmachen.

Tabelle 7 zeigt die Zuordnung der SV-Strommengen von WEA > 80 kW zu Leistungsklassen.

**Tabelle 7: Zuordnung der SV-Strommengen von WEA > 80 kW zu Leistungsklassen**

Leistungsklasse	Anzahl	Leistung	SV-Strommenge	SV-Gesamtanteil
2,78-3,37 MW	26 WEA	81,6 MW	12,1 GWh	51,3 %
2-2,3 MW	7 WEA	15,5 MW	4,3 GWh	18,5 %
750-800 kW	9 WEA	7,1 MW	4,3 GWh	18,3 %
500-600 kW	8 WEA	4,2 MW	2,2 GWh	9,4 %
≤ 300 kW	8 WEA	1,8 MW	0,6 GWh	2,5 %

Quelle: ÜNB (2023); Auswertung: UL Solutions

Aus Tabelle 7 ist zu erkennen, dass der Anteil für Eigenverbrauch mit steigender Leistungsklasse zunimmt. Einer der größten Vorteile des Selbstverbrauches ist heute die Unabhängigkeit. Nichtsdestotrotz spielen die wirtschaftlichen Aspekte eine sehr wichtige Rolle. Die Produktion der Strommenge hängt einerseits von der Leistungsklasse und andererseits auch von der Verfügbarkeit der ungestörten Windströmung ab. Dazu kommt auch die Größe des Windparks oder die installierte WEA Anzahl. Als Faustregel ohne Gewähr kann man annehmen: „Je höher die Leistungsklasse und je mehr Windkraftanlagen, desto wirtschaftlicher“. In Bezug auf die Ausfallarbeit kann man Kapitel 2.3.6 die Notwendigkeit des Netzausbaus entnehmen, jedoch ist aus den Daten in Tabelle 6 und 8 eine Abschätzung des Anteils für den Selbstverbrauch sehr schwierig, kann aber mit einem geringfügigen Anteil von <5% angenommen.

Die nachfolgende Tabelle 8 gibt einen Überblick zum WEA-Bestand mit potenzieller Eigenversorgung bzw. Direktlieferung, der nicht in den EEG-Bewegungsdaten als Anlagen mit Strommenge ohne EEG-Vergütung erfasst wird. Die Angaben wurden für das Jahr 2022 im Rahmen eigener Recherchen ermittelt und erfolgen ohne Gewähr und ohne Anspruch auf Vollständigkeit.

In Tabelle 8 ist zu beachten, dass die genannten Volllaststunden (VLS 2022) keine Strommengen für den Selbstverbrauch berücksichtigen, da hierzu keine Angaben in den EEG-Bewegungsdaten für die aufgeführten Anlagen enthalten sind.

Die in blauer Schrift dargestellten Angaben dokumentieren die WEA, die nur geringe Volllaststunden (< 1.300 VLS) erreicht haben bzw. Anlagen, die in den Anlagenstammdaten der ÜNB gar nicht erfasst sind. Diese Indizien deuten darauf hin, dass die betreffenden WEA Strom für die Eigenversorgung bzw. Direktlieferung erzeugen, die in den EEG-Bewegungsdaten nicht als Strommengen ohne EEG-Vergütung enthalten sind.

Bei den in Tabelle 8 aufgeführten WEA mit deutlich höheren VLS-Werten ist davon auszugehen, dass die Stromerzeugung zur potenziellen Eigenversorgung mittels Einspeisung des erzeugten Windstroms ins öffentliche Stromnetz (mit EEG-Vergütung) erfolgt und nicht im Sinne der als „Eigenversorgung/Direktlieferung“ definierten Vergütungskategorie.

Als Ergebnis der Analyse ist festzuhalten, dass die in den EEG-Bewegungsdaten 2022 dokumentierte Strommenge ohne EEG-Vergütung von 24,6 GWh nicht vollständig die Stromerzeugung von WEA zur Eigenversorgung und Direktlieferung erfasst. Anhand der ermittelten Informationen lässt sich die in den Bewegungsdaten zur EEG-Jahresabrechnung bei einem Selbstverbrauch nicht oder nicht vollständig erfasste Strommenge von WEA auf eine Größenordnung unterhalb von 50 GWh abschätzen.

Unter Berücksichtigung der Erläuterungen in den vorstehenden Abschnitten lässt sich der ermittelte Selbstverbrauch von WEA (> 80 kW) weitgehend den Sektoren Gewerbe und Industrie zuordnen, siehe erste Spalte in Tabelle 6 und in Tabelle 8.

**Tabelle 8: WEA mit potenzieller Eigenversorgung bzw. Direktlieferung**

Eigenversorgung / Direktlieferung	Anlagenbetreiber	Einspeisung lt. MaStR	PLZ	Ort	IB-Jahr	Leistung	VLS 2022	Erzeugung 2022	Davon mit Vergütungsschlüssel „Selbstverbrauch“
Direktlieferung BMW-Werksnetz	Windpark Leipzig GmbH & Co. KG	Volleinspeisung	04349	Leipzig	2013	2.500	k.A.	k.A.	100 %
Direktlieferung BMW-Werksnetz	Windpark Leipzig GmbH & Co. KG	Volleinspeisung	04349	Leipzig	2013	2.500	k.A.	k.A.	100 %
Direktlieferung BMW-Werksnetz	Windpark Leipzig GmbH & Co. KG	Volleinspeisung	04349	Leipzig	2013	2.500	k.A.	k.A.	100 %
Direktlieferung BMW-Werksnetz	Windpark Leipzig GmbH & Co. KG	Volleinspeisung	04349	Leipzig	2013	2.500	k.A.	k.A.	100 %
Klärwerk Hamburg	Hamburger Stadtentwässerung	Teileinspeisung	20457	Hamburg	2014	3.000	k.A.	k.A.	k.A.
Windkanal Bremerhaven	WindGuard Windenergieanlage Bremerhaven GmbH & Co. KG	Teileinspeisung	27580	Bremerhaven	2006	2.000	k.A.	k.A.	k.A.
Schöpfwerk Wasserhorst	Bremischer Deichverband am rechten Weserufer	Teileinspeisung	28719	Bremen	2000	600	k.A.	k.A.	k.A.
Heizkraftwerk / Verwaltung	Stadtwerke Karlsruhe GmbH	Teileinspeisung	76189	Karlsruhe	2018	2.000	k.A.	k.A.	k.A.

Eigenversorgung / Direktlieferung	Anlagenbetreiber	Einspeisung lt. MaStR	PLZ	Ort	IB-Jahr	Leistung	VLS 2022	Erzeugung 2022	Davon mit Vergütungsschlüssel „Selbstverbrauch“
Versorgung Institutsnetz/Batteriespeicher	Fraunhofer Ges.; Inst. für Chem. Technologie	Teileinspeisung	76327	Pfinztal	2017	2.000	k.A.	k.A.	k.A.
Paderborner Kühlhaus	Paderborner Kühlhaus GmbH & Co.KG	Teileinspeisung	33106	Paderborn	2009	800	k.A.	k.A.	k.A.
Paderborner Kühlhaus	Paderborner Kühlhaus GmbH & Co.KG	Teileinspeisung	33106	Paderborn	2010	2.000	k.A.	k.A.	k.A.
Klärwerk Burgstaaken	Stadt Fehmarn	Teileinspeisung	23769	Fehmarn	1989	250	0	0	k.A.
Entsorgungszentrum Gescher	Entsorgungsgesellschaft Westmünsterland mbH	Teileinspeisung	48712	Gescher	2000	800	1	583	k.A.
Wasserwerk Ahaus	Wasserverband Bersenbrück	Volleinspeisung	49593	Bersenbrück	1993	150	2	225	k.A.
Wasserwerk Plaggenschale	Wasserverband Bersenbrück	Volleinspeisung	49586	Merzen	1993	150	2	254	k.A.
Paderborner Kühlhaus	Paderborner Kühlhaus GmbH & Co.KG	Teileinspeisung	33106	Paderborn	2011	800	44	34.837	k.A.
Kläranlage Kappeln	Abwasserentsorgung Kappeln GmbH	Teileinspeisung	24376	Kappeln	1991	150	98	14.743	k.A.

Eigenversorgung / Direktlieferung	Anlagenbetreiber	Einspeisung lt. MaStR	PLZ	Ort	IB-Jahr	Leistung	VLS 2022	Erzeugung 2022	Davon mit Vergütungssc hlüssel „Selbstverbra uch“
Container Terminal	EUROGATE Container Terminal Hamburg GmbH	Teileinspeisung	21129	Hamburg	2013	2.400	121	290.287	k.A.
Stadtwerke	Stadtwerke Karlsruhe GmbH	Volleinspeisung	76189	Karlsruhe	2002	1.500	177	265.742	k.A.
Wasserwerk Grundhof	Wasserverband Nordangeln	Teileinspeisung	24977	Grundhof	1989	200	184	36.829	k.A.
Kläranlage Wolgast	Zweckverband Wasserversorgun g und Abwasserbeseitig ung	Teileinspeisung	17438	Wolgast	1995	150	277	41.581	k.A.
Entsorgungszentru m Gescher	Entsorgungsgesell schaft Westmünsterland mbH	Teileinspeisung	48712	Gescher	2004	1.500	411	616.599	k.A.
Kläranlage Stadland	Oldenburgisch- Ostfriesischer Wasserverband	Teileinspeisung	26935	Stadland	1991	200	412	82.474	k.A.
Kläranlage Gerswalde	Abwasserzweckve rband Gerswalde	Teileinspeisung	17268	Gerswalde	1993	150	541	81.140	k.A.
REHAU Werk Wittmund	REHAU AG + Co	Volleinspeisung	26409	Wittmund	2003	600	572	343.326	k.A.

Eigenversorgung / Direktlieferung	Anlagenbetreiber	Einspeisung lt. MaStR	PLZ	Ort	IB-Jahr	Leistung	VLS 2022	Erzeugung 2022	Davon mit Vergütungsschlüssel „Selbstverbrauch“
Klärwerk Schönerlinde	Berliner Wasserbetriebe	Teileinspeisung	16348	Wandlitz	2012	2.000	601	1.201.582	insg. 66 %
Klärwerk Schönerlinde	Berliner Wasserbetriebe	k.A.	16348	Wandlitz	2012	2.000	601	1.201.582	insg. 66 %
Klärwerk Schönerlinde	Berliner Wasserbetriebe	Teileinspeisung	16348	Wandlitz	2012	2.000	601	1.201.582	insg. 66 %
Betrieb Fleischerei Zahlmann	Fleischerei Zahlmann GmbH & Co.KG	Teileinspeisung	18442	Wendorf	1995	300	673	202.032	k.A.
Kläranlage Kalkar-Hönnepel	Abwasserbehandlungs-verband Kalkar-Rees	Teileinspeisung	47546	Kalkar	1996	500	700	349.927	k.A.
Kläranlage Brake	Oldenburgisch-Ostfriesischer Wasserverband	Teileinspeisung	26919	Brake	2013	800	734	587.087	k.A.
REHAU Werk Wittmund	REHAU AG + Co	Volleinspeisung	26409	Wittmund	2001	600	760	456.036	k.A.
Kläranlage Friesoythe	Meemken GbR III	Volleinspeisung	26169	Friesoythe	1996	500	795	397.565	k.A.
Paderborner Brauerei	Paderborner Brauerei Haus Cramer GmbH	Teileinspeisung	33106	Paderborn	2011	2.000	800	1.600.690	k.A.
Kläranlage Paderborn	STEB Stadtentwässerun	Teileinspeisung	33106	Paderborn	2014	2.300	835	1.920.998	k.A.

Eigenversorgung / Direktlieferung	Anlagenbetreiber	Einspeisung lt. MaStR	PLZ	Ort	IB-Jahr	Leistung	VLS 2022	Erzeugung 2022	Davon mit Vergütungsschlüssel „Selbstverbrauch“
	gs-betrieb Paderborn								
Privilegierte WKA	natürliche Person (ABR989205947276)	Teileinspeisung	59602	Rüthen	1997	400	837	334.852	k.A.
Kläranlage Leck	Kommunalbetrieb Leck	Teileinspeisung	25917	Leck	2014	800	909	727.476	k.A.
Gusszentrum Ostfriesland	GZO Guss-Zentrum-Ostfriesland GmbH	Teileinspeisung	26624	Südbrookmerland	2014	3.050	958	2.920.404	k.A.
Kläranlage Wathlingen	Samtgemeinde Wathlingen	Teileinspeisung	29339	Wathlingen	2013	800	969	775.552	k.A.
Klärwerk Hamburg	Hamburger Stadtentwässerung	Teileinspeisung	21129	Hamburg	2010	2.500	1.046	2.613.845	k.A.
landwirtschaftl. Betrieb	natürliche Person (ABR960053156126)	Teileinspeisung	32699	Extertall	2013	800	1.084	867.498	k.A.
Hörl & Hartmann Ziegelwerke	Hörl & Hartmann Ziegeltechnik GmbH & Co. KG	Teileinspeisung	85221	Dachau	2016	3.000	1.175	3.524.467	k.A.
Landwirt. Betrieb/Wärmepumpenheizungen	Gut Rothenhausen Energie GbR	Teileinspeisung	23860	Groß Schenkenberg	2003	600	1.186	711.559	k.A.

Eigenversorgung / Direktlieferung	Anlagenbetreiber	Einspeisung lt. MaStR	PLZ	Ort	IB-Jahr	Leistung	VLS 2022	Erzeugung 2022	Davon mit Vergütungsschlüssel „Selbstverbrauch“
MAN Werk Salzgitter	VW Kraftwerk GmbH	Volleinspeisung	38239	Salzgitter	2019	3.200	1.215	3.888.058	k.A.
Würz Fertigungstechnik	Würz Fertigungstechnik GmbH	Teileinspeisung	35759	Driedorf	2011	2.300	1.226	2.820.870	k.A.
teilautarke Stromversorgung	PIETEC Feinwerktechnik GmbH & Co. KG	Teileinspeisung	33181	Bad Wünnenberg	2014	2.300	1.230	2.829.105	k.A.
Kläranlage Kalkar-Hönnepel	Abwasserbehandlungs-verband Kalkar-Rees	Volleinspeisung	47546	Kalkar	1998	500	1.302	650.968	k.A.
Kläranlage Esterwegen	Düttmann & Thomes	Volleinspeisung	26897	Esterwegen	1995	500	1.361	680.278	k.A.
Enercon SKET Magdeburg	ENERCON Windpark GmbH & Co. Mistral KG	k.A.	39126	Magdeburg	2005	2.000	1.430	2.860.443	k.A.
SWM Netz: Versorgung Hafen MD	Windpark GmbH & Co. Rothensee KG	Volleinspeisung	39126	Magdeburg	2010	7.580	1.442	10.930.185	k.A.
Klärwerk Hamburg	Hamburger Stadtentwässerung	Volleinspeisung	21129	Hamburg	2010	2.500	1.571	3.928.029	k.A.
Windwasserstoff Salzgitter, Salzgitter Flachstahl	Avacon Natur GmbH	Volleinspeisung	38239	Salzgitter	2020	4.200	1.584	6.654.429	k.A.

Eigenversorgung / Direktlieferung	Anlagenbetreiber	Einspeisung lt. MaStR	PLZ	Ort	IB-Jahr	Leistung	VLS 2022	Erzeugung 2022	Davon mit Vergütungsschlüssel „Selbstverbrauch“
Enercon SKET Magdeburg	ENERCON Windpark GmbH & Co. Mistral KG	Volleinspeisung	39126	Magdeburg	2006	2.000	1.691	3.382.461	k.A.
MAN Werk Salzgitter	VW Kraftwerk GmbH	Volleinspeisung	38239	Salzgitter	2020	3.200	1.707	5.463.819	k.A.
Landwirtschaftl. Betrieb	natürliche Person (ABR949259937043)	Teileinspeisung	49453	Wetschen	2013	2.300	1.715	3.943.565	k.A.
MAN Werk Salzgitter	VW Kraftwerk GmbH	Volleinspeisung	38239	Salzgitter	2019	3.200	1.726	5.523.675	k.A.
Kläranlage Husum	Stadtwerke Husum Abwasserentsorgung WKA	Teileinspeisung	25813	Husum	2007	1.500	1.743	2.614.810	k.A.
Kläranlage Bremen-Seehausen	hanseWasser Bremen GmbH	Teileinspeisung	28197	Bremen	2010	2.000	1.745	3.489.716	k.A.
Schöpfwerke Gemeinde Norddeich	Wind für Wasser GmbH	Volleinspeisung	25764	Norddeich	2012	2.300	1.748	4.019.695	k.A.
Schöpfwerke Gemeinde Norddeich	Wind für Wasser GmbH	Volleinspeisung	25764	Norddeich	2012	2.300	1.748	4.019.695	k.A.
Schöpfwerke Gemeinde Norddeich	Wind für Wasser GmbH	Volleinspeisung	25764	Norddeich	2012	2.300	1.748	4.019.695	k.A.

Eigenversorgung / Direktlieferung	Anlagenbetreiber	Einspeisung lt. MaStR	PLZ	Ort	IB-Jahr	Leistung	VLS 2022	Erzeugung 2022	Davon mit Vergütungsschlüssel „Selbstverbrauch“
Schöpfungwerke Gemeinde Norddeich	Wind für Wasser GmbH	Volleinspeisung	25764	Norddeich	2011	2.300	1.748	4.019.695	k.A.
Kommunale WEA Kläranlage	Recker Anlagen- und Verpachtungs-GmbH	Teileinspeisung	49509	Recke	2014	2.350	1.789	4.203.131	k.A.
MAN Werk Salzgitter	VW Kraftwerk GmbH	Volleinspeisung	38239	Salzgitter	2020	3.200	1.790	5.729.073	k.A.
Stahlwerk Arcelor Mittal	Hamburger Energiewerke GmbH	Volleinspeisung	21129	Hamburg	2017	3.000	1.903	5.709.843	k.A.
Kühlhäuser Gemüse Meyer	Meyer Erneuerbare Energien GmbH	Volleinspeisung	27239	Twistringen	2016	3.450	1.911	6.594.371	k.A.
Stahlwerk Arcelor Mittal	Hamburger Energiewerke GmbH	Volleinspeisung	21129	Hamburg	2017	3.000	1.946	5.837.633	k.A.
Stahlwerk Arcelor Mittal	Hamburger Energiewerke GmbH	Volleinspeisung	21129	Hamburg	2017	3.000	1.946	5.837.633	k.A.
Kläranlage Südingeln	Wasserbeschaffungs-verband Südingeln	Volleinspeisung	24890	Süderfahrenstedt	2014	2.300	2.052	4.719.842	k.A.

Eigenversorgung / Direktlieferung	Anlagenbetreiber	Einspeisung lt. MaStR	PLZ	Ort	IB-Jahr	Leistung	VLS 2022	Erzeugung 2022	Davon mit Vergütungsschlüssel „Selbstverbrauch“
Wind-to-Gas-Park (H <sub>2</sub> aus Überschussstrom)	KMW Wind to Gas Energy GmbH & Co. KG	Volleinspeisung	25541	Brunsbüttel	2017	3.050	2.086	6.361.885	k.A.
Windwasserstoff Salzgitter, Salzgitter Flachstahl	Avacon Natur GmbH	Volleinspeisung	38239	Salzgitter	2020	4.200	2.208	9.271.866	k.A.
Windwasserstoff Salzgitter, Salzgitter Flachstahl	Avacon Natur GmbH	Volleinspeisung	38239	Salzgitter	2020	4.200	2.228	9.356.825	k.A.
Windwasserstoff Salzgitter, Salzgitter Flachstahl	Avacon Natur GmbH	Volleinspeisung	38239	Salzgitter	2020	4.200	2.293	9.630.971	k.A.
Wind-to-Gas-Park (H <sub>2</sub> aus Überschussstrom)	KMW Wind to Gas Energy GmbH & Co. KG	Volleinspeisung	25541	Brunsbüttel	2017	3.050	2.309	7.040.944	k.A.
Wind-to-Gas-Park (H <sub>2</sub> aus Überschussstrom)	KMW Wind to Gas Energy GmbH & Co. KG	Volleinspeisung	25541	Brunsbüttel	2017	3.050	2.309	7.040.944	k.A.
Wind-to-Gas-Park (H <sub>2</sub> aus Überschussstrom)	KMW Wind to Gas Energy GmbH & Co. KG	Volleinspeisung	25541	Brunsbüttel	2017	3.050	2.309	7.040.948	k.A.
Windwasserstoff Salzgitter, Salzgitter Flachstahl	Avacon Natur GmbH	Volleinspeisung	38239	Salzgitter	2020	4.200	2.506	10.526.820	k.A.

Eigenversorgung / Direktlieferung	Anlagenbetreiber	Einspeisung lt. MaStR	PLZ	Ort	IB-Jahr	Leistung	VLS 2022	Erzeugung 2022	Davon mit Vergütungsschlüssel „Selbstverbrauch“
Kläranlage Wadersloh	Wadersloh Wind GmbH	Volleinspeisung	59329	Wadersloh	2017	3.000	2.522	7.566.957	k.A.
Windwasserstoff Salzgitter, Salzgitter Flachstahl	Avacon Natur GmbH	Volleinspeisung	38239	Salzgitter	2020	4.200	2.569	10.791.051	k.A.
Papierfabrik Weener	Klinge Papierwerke	Volleinspeisung	26826	Weener	2015	3.050	2.609	7.956.817	k.A.
Windwasserstoff Salzgitter, Salzgitter Flachstahl	Avacon Natur GmbH	Volleinspeisung	38239	Salzgitter	2020	4.200	2.635	11.065.828	k.A.
Schöpfwerke Stadt Wesselburen	Wind für Wasser GmbH	k.A.	25764	Wesselburener Deichhausen	2016	3.000	3.305	9.913.951	k.A.
Schöpfwerke Stadt Wesselburen	Wind für Wasser GmbH	Volleinspeisung	25764	Wesselburener Deichhausen	2016	3.000	3.305	9.913.951	k.A.

Quelle: UL Solutions - eigene Recherchen, Daten aus: MaStR, Stand: 10.08.2023, ÜNB (2023); Auswertung: UL Solutions

Hinweis: Die genannten Volllaststunden (VLS 2022) berücksichtigen keine Strommengen für den Selbstverbrauch, da hierzu keine Angaben in den Bewegungsdaten für die aufgeführten WEA enthalten sind.

## **2.4 Auswirkungen neuer Vermarktungsformen und Rahmenbedingungen auf die statistische Erfassung des Windausbaus**

Mit der Neufassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2017) wurde ein Systemwechsel hin zu Ausschreibungen abgeschlossen und damit eine grundlegende Neuordnung der Rahmenbedingungen für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien geschaffen.

Neben den Folgen der Einführung von Ausschreibungen für WEA an Land sind auch deutliche Marktveränderungen durch das Auslaufen des EEG-Vergütungsanspruchs für eine große Anzahl an Altanlagen zum Jahresende 2020 zu beobachten. In Kapitel 2.3 wird erläutert, dass v.a. der Weiterbetrieb von Altanlagen bei der Vermarktung des Windstroms zu einer spürbaren Verlagerung vom Marktprämienmodell zur Sonstigen Direktvermarktung geführt hat. Mögliche Optionen für andere Vermarktungsformen (siehe 2.3.7) konnten sich bisher unter den bestehenden Rahmenbedingungen jedoch nicht etablieren.

Grundsätzlich ist anzumerken, dass die Erfassung von Anlagenstammdaten mit der Einführung des Marktstammdatenregisters (MaStR) nochmals deutlich verbessert wurde. Am 30.09.2021 endete die letzte Übergangsfrist zur Registrierung von Bestandsanlagen im MaStR, die bisher noch nicht gemeldet waren. Seitdem bietet das MaStR somit eine Datenquelle, in der die aktuell in Betrieb befindlichen WEA weitgehend vollständig erfasst werden.

### **Ausbauentwicklung seit der Einführung von Ausschreibungen für WEA an Land**

Die Einführung von Ausschreibungen für WEA an Land hat in den letzten Jahren bereits deutliche Auswirkungen auf die Entwicklung des Windenergieausbaus gezeigt.

Der Ausbaupfad für die Windenergie an Land wurde im EEG 2017 auf einen jährlichen Brutto-Zubau von 2.800 MW in den Jahren 2017-2019 und von 2.900 MW ab 2020 festgelegt. Im novellierten EEG 2023 (siehe unten) wurde das ambitionierte Ziel formuliert, die installierte Leistung von WEA an Land (Status 30.06.2023: ca. 59 GW) bis 2026 auf 84 GW und bis 2030 auf 115 GW zu erhöhen, sodass – mit Berücksichtigung des Rückbaus von Altanlagen – ein wesentlich höherer jährlicher Brutto-Zubau von rund 10.000 MW erforderlich ist.

WEA, die bis Ende 2016 genehmigt und vor 2019 in Betrieb genommen wurden, waren als sog. Übergangsanlagen von den Ausschreibungen ausgenommen. Vor diesem Hintergrund ist ein massiver Vorzieheffekt zu sehen, mit dem die Projektentwickler letztmalig die Möglichkeit zur Realisierung des geplanten Windenergieprojekts auf Basis der gesetzlich festgelegten Einspeisevergütung nutzten. Im Ergebnis führte dies zu einem Rekordanstieg an Genehmigungen im Jahr 2016, mit einer genehmigten Windenergieleistung von mehr als 5.000 MW allein im Dezember 2016.

Die Entwicklung im Jahr 2017 wurde geprägt durch einen außergewöhnlich hohen Zubau der Windenergie an Land, der auf die Inbetriebnahme einer Vielzahl von WEA mit vorliegender Genehmigung zurückzuführen ist. Durch den Brutto-Zubau für WEA an Land von 5.498 MW wurde der geplante Ausbaupfad von 2.800 MW im Jahr 2017 deutlich überschritten.

Im Jahr 2017 fanden auch die ersten drei Ausschreibungsrunden für WEA an Land statt. Über 90 % der Zuschläge entfielen dabei auf Bürgerenergiegesellschaften, die bei den Ausschreibungen das Privileg nutzten, ein Gebot ohne immissionsschutzrechtliche Genehmigung und mit einer verlängerten Realisierungsfrist einzureichen. Bezuschlagt wurden deshalb überwiegend Gebote zu extrem niedrigen Gebotswerten um 4 ct/kWh, die sich auf zukünftige Preise und Ertragserwartungen und damit auf WEA beziehen, die – wenn überhaupt – erst in mehreren Jahren verfügbar sein werden [BNetzA (2019)].

Angesichts von Befürchtungen, dass die Ausbauziele mit der bisherigen Ausgestaltung der Ausschreibungen verfehlt werden, wurden die Regelungen vom Gesetzgeber angepasst. Seit 2018 sind deshalb nur noch Gebote für WEA mit vorliegender Genehmigung zulässig. Um das tatsächliche Niveau der Stromgestehungskosten zu berücksichtigen, hat die BNetzA zudem den Höchstwert für die Ausschreibungen für Windenergie an Land in 2018 auf 6,3 ct/kWh, in 2019 und 2020 auf 6,2 ct/kWh, in 2021 auf 6 ct/kWh und in 2022 auf 5,88 ct/kWh festgelegt.

Ergänzend wurde Ende 2018 beschlossen, Sonderausschreibungen für die Windenergie an Land mit einem zusätzlichen Volumen von insgesamt 4.000 MW im Zeitraum von 2019 bis 2021 durchzuführen, um die Ausbauziele zu erreichen.

Die Ausschreibungsrunden in den Jahren 2018 und 2019 waren durch eine geringere Wettbewerbsintensität, höhere Zuschlagswerte und eine weitaus geringere Beteiligung von Bürgerenergiegesellschaften geprägt. Die zweite Ausschreibungsrunde im Jahr 2018 war erstmalig unterzeichnet, sodass das Ausschreibungsvolumen von 670 MW nicht ausgeschöpft werden konnte. In den nachfolgenden Ausschreibungsrunden bestätigte sich der Trend zu einer immer stärkeren Unterzeichnung, im Herbst 2019 wurden nur noch für etwa ein Drittel des Ausschreibungsvolumens Zuschläge erteilt. Im Dezember 2019 wurde die gesamte ausgeschriebene Leistung (500 MW) bezuschlagt, seitdem folgte erneut und bis Ende 2023 durchgängig deutliche Unterzeichnung des Ausschreibungsvolumens [BNetzA (2020)]. Nur im Dezember 2020, September 2021 und Februar 2022 wurde das Ausschreibungsvolumen nochmals überboten.

Für den Gebotstermin 1. Mai 2021 erfolgte erstmals eine Reduzierung des Ausschreibungsvolumens entsprechend der seit 2021 geltenden gesetzlichen Vorgaben des EEG 2021, weil eine Unterzeichnung drohte. Statt 1.500 MW wurden deshalb nur 1.243 MW ausgeschrieben – trotzdem wurde auch das reduzierte Ausschreibungsvolumen nicht voll ausgeschöpft.

Hintergrund für den drastischen Gebotsrückgang – im Jahr 2022 wurden ab Mai lediglich 71%, 59% und 31% der Ausschreibungsmenge erreicht – sind deutliche Kostensteigerungen bei der Errichtung und dem Betrieb sowie bei der Finanzierung von WEA. Die BNetzA hat deshalb festgelegt, den Höchstwert für die Ausschreibungen 2023 für WEA an Land von 5,88 auf 7,35 ct/kWh zu erhöhen [BNetzA (2022)]. Die Festlegung erfolgte mit Bezug auf eine Kurzanalyse von Deutsche Windguard zur Kostensituation von WEA an Land in Q4/2022 [Deutsche Windguard (2022a)].

Die Ausschreibungen für WEA an Land im Jahr 2023 fanden unter Anwendung des im Sommer 2022 novellierten EEG 2023 statt, das seit 1. Januar 2023 in Kraft ist. Die Gesetzesnovelle sieht vor, dass die Gesamtausschreibungsmenge für WEA an Land im Jahr 2023 mit 12.840 MW um mehr als das Doppelte höher ist als im Jahr 2022. Für 2023 waren laut EEG 2023 insgesamt vier Ausschreibungen von je 3.210 MW vorgesehen, 2022 waren es vier Ausschreibungen von je 1.333 MW [EEG 2023 (2022)]. Alle vier im Jahr 2023 durchgeführten Ausschreibungen führten jedoch erneut zu erheblichen Unterzeichnungen, und dass obwohl die ursprünglich für WEA an Land vorgesehene Leistung bei den Gebotsterminen 1. Mai, 1. August und 1. November schon im Vorfeld teilweise drastisch reduziert wurde [BNetzA (2023b)].

Auch wenn die in vier Ausschreibungen in 2023 bezuschlagten Gebote mit rund 6.500 MW das Gesamtvolumen der vier Gebotstermine in 2022 (ca. 3.200 MW) übertroffen haben, ist eindeutig, dass der Zielwert von 12.840 MW deutlich verfehlt wurde.

Insgesamt ist nach 31 Gebotsterminen seit Mai 2017 zu bilanzieren, dass die für WEA an Land ausgeschriebene Leistung, abgesehen von wenigen Ausnahmen, seit 2018 fast in allen Ausschreibungsrunden – teilweise erheblich – unterzeichnet waren. Von einem ausgeschriebenen

Gesamtvolumen von 29.595 MW konnten 8.983 MW (30 %) mangels ausreichender Gebote nicht vergeben werden [BNetzA (2023b)]. Abbildung 15 gibt hierzu einen Überblick.

**Abbildung 15: Ausschreibungsvolumen und Zuschläge für WEA an Land in 30 Ausschreibungen**



Quelle: BNetzA (Stand: Dezember 2023)

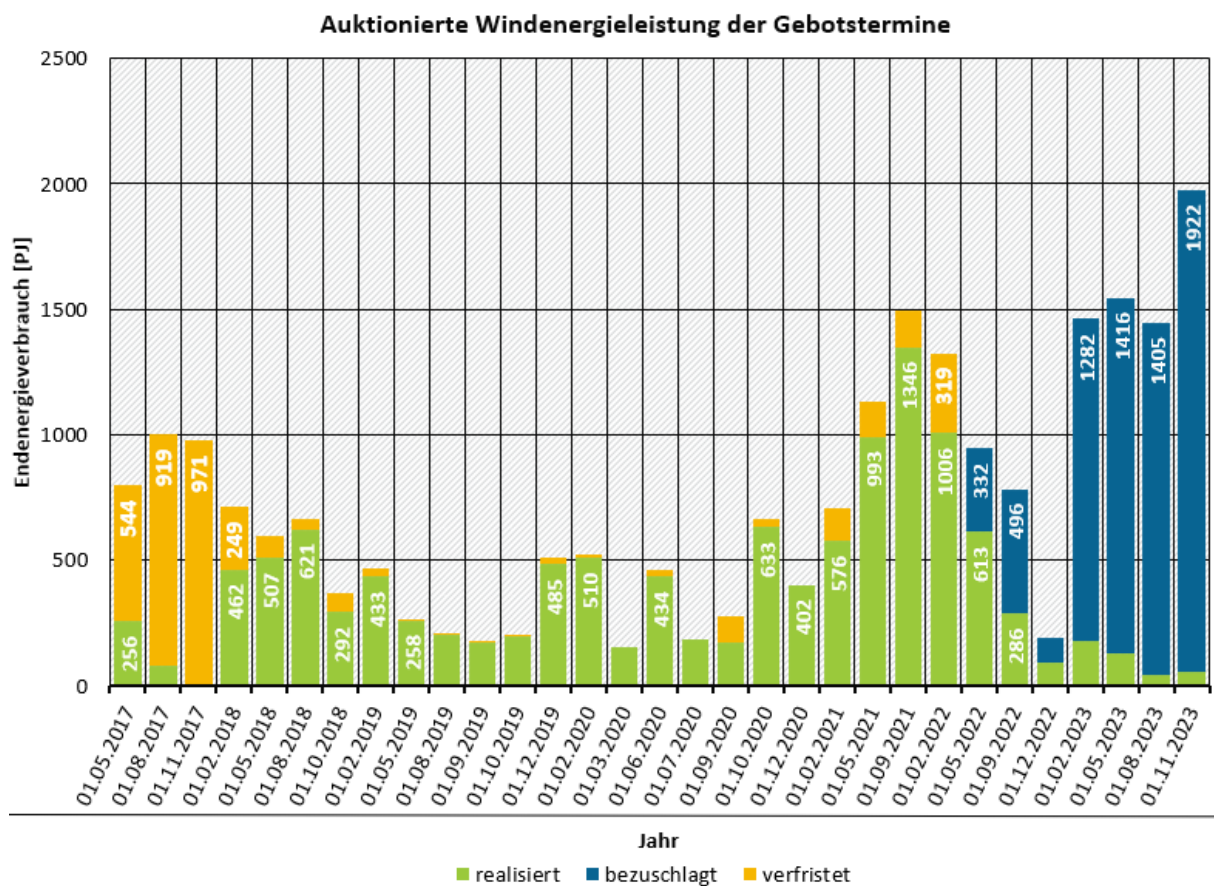
In Abbildung 16 ist dargestellt, welcher Anteil der in den Ausschreibungen bezuschlagten Windenergieprojekte bisher tatsächlich realisiert wurde.

Gemäß Auswertung der Fachagentur Windenergie an Land (FA Wind) waren mit Stand 31.12.2023 insgesamt 11.496 MW in Betrieb, d.h. nur rund 51 % der zwischen Mai 2017 und Dezember 2023 bezuschlagten Leistung von 22.559 MW [FA Wind (Ergebnisse der Ausschreibungen Wind an Land: <https://www.fachagentur-windenergie.de/veroeffentlichungen/ausbauentwicklung/ausschreibungsergebnisse/>)].

Abbildung 16 verdeutlicht, dass die bisher in Betrieb genommenen Projekte überwiegend mit den Zuschlägen in den Ausschreibungen von 02/2018 bis 05/2021 realisiert wurden.

Laut Analyse der FA Wind wurden WEA an Land mit 3.168 MW Gesamtleistung ermittelt, die zwischen 05/2017 bis 12/2020 in einer Ausschreibung bezuschlagt und nach Ablauf der Realisierungsfrist nicht realisiert wurden. Dies betrifft überwiegend WEA, die 2017 ohne immissionsschutzrechtliche Genehmigung bezuschlagt wurden. Allerdings gibt es auch Anlagen, die 2018-2020 trotz Zuschlag in einer Ausschreibung nicht fristgemäß in Betrieb genommen wurden.

**Abbildung 16: In Ausschreibungen für WEA an Land bezuschlagte und bisher realisierte Leistung**



Quelle: FA Wind und Solar (Stand: 22.05.2024)

In den sechs gemeinsamen Ausschreibungsverfahren für WEA an Land und Solaranlagen, die im Zeitraum April 2018 bis November 2020 durchgeführt wurden, gingen alle erteilten Zuschläge an Solaranlagen. Seit April 2019 wurden keine Gebote mehr für WEA an Land eingereicht, weil diese gegenüber Solaranlagen offensichtlich nicht wettbewerbsfähig waren.

Im Rahmen der sieben Innovationsausschreibungen zwischen 09/2020 und 09/2023 wurde bisher nur ein Zuschlag für ein Wind/Speichersystem mit 11,08 MW erteilt, beim ersten Gebotstermin am 1.9.2020 [BNetzA (2023b)].

Vor allem durch die Bezuschlagung der Gebote von nicht genehmigten WEA in den Ausschreibungen im Jahr 2017 ist es zu einem drastischen Rückgang des Zubaus von WEA an Land gekommen.

Bereits im Jahr 2018 wurde der geplante Ausbaupfad von 2.800 MW mit einem Brutto-Zubau für WEA an Land von 2.465 MW (Quelle: Anlagenregisterdaten) verfehlt, und zwar trotz des oben erwähnten Vorzieheffektes durch WEA, die bereits vor 2017 genehmigt wurden.

Im Jahr 2019 sank der Zubau von WEA an Land mit 955 MW auf den niedrigsten Wert seit zwanzig Jahren. Seit 2020 zeigt sich zwar eine Trendwende in der Ausbautwicklung, der Ausbaupfad wurde aber auch 2022 und 2023 mit einem Bruttozubau von rund 2.400 MW bzw. 3.600 MW wie bereits in den Jahren zuvor nicht erreicht.

Rückblickend ist festzustellen, dass der im EEG 2017 formulierte Ausbaupfad nicht eingehalten werden konnte. Der Beschluss zur Einführung von Ausschreibungen für WEA an Land führte 2017 einmalig zu einem beispiellosen Ausbaurekord. Seit 2018 wurde der vorgesehene Ausbau-

pfad jedoch – teilweise erheblich – unterschritten, sodass das Ausbauziel mit einem Zuwachs der Onshore-Windenergie von 17.100 MW im Zeitraum 2017-2022 nicht erreicht wurde. Stattdessen konnte nur ein Bruttozubau von 14.682 MW realisiert werden [MaStR (Stand: 19.09.2023)].

### **Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes**

Nach dem Regierungswechsel vom Herbst 2021 hat die Bundesregierung im Sommer 2022 ein Energiesofortmaßnahmenpaket beschlossen. Im Rahmen einer umfassenden energiepolitischen Novelle wurde u.a. auch das erst Anfang 2021 in Kraft getretene EEG 2021 erneut angepasst, um die im Koalitionsvertrag von SPD, Grünen und FDP vereinbarten Ziele für den beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien umzusetzen [BMWK (2022)].

Vor dem Hintergrund der durch den russischen Angriffskrieg gegen die Ukraine angespannten Versorgungssituation gilt nunmehr der Grundsatz, dass die Nutzung erneuerbarer Energien im überragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient.

Als Ziel wird im novellierten EEG 2023 formuliert, dass 2030 der Anteil der erneuerbaren Energien mindestens 80 Prozent am Bruttostromverbrauch in Deutschland betragen soll. Um dies zu erreichen, wurde u.a. auch der Ausbaupfad für Windenergie an Land deutlich angehoben. Dabei ist vorgesehen die installierte Leistung von WEA an Land bis 2024 auf 69 GW, auf 84 GW im Jahr 2026, auf 99 GW im Jahr 2028 und auf 115 GW im Jahr 2030 zu erhöhen (zum Vergleich: Im EEG 2021 wurden 71 GW im Jahr 2030 als Ziel formuliert) [EEG 2023 (2022)].

Um die sehr ambitionierten Ausbauziele für die Windenergie an Land zu erreichen, sind zahlreiche weitere flankierende Maßnahmen vorgesehen. Eine zentrale Rolle bekommt dabei das Windenergieflächenbedarfsgesetz, das den Bundesländern verbindliche Flächenziele vorgibt. Durch das neue Gesetz soll auf regionaler Ebene ein angemessener Beitrag zum Gesamtziel von bundesweit 2 % Flächenanteil für die Windenergie geleistet werden.

Darüber hinaus wurden weitere Gesetzesanpassungen beschlossen (u.a. zum Baugesetzbuch und zum Bundesnaturschutzgesetz), um aktuell bestehende Hemmnisse bei der Realisierung neuer Windparks und bei Repowering-Projekten abzubauen [BMWK (2022)].

Laut einer Analyse der FA Wind hat die jährlich neu genehmigte Leistung von WEA an Land nach einem deutlichen Rückgang im Zeitraum 2017-2019 wieder annähernd das Niveau von ca. 4.300 MW in den Jahren 2014-2016 erreicht [FA Wind (2023)]. Mit Stand vom 31.12.2023 wurden im MaStR insgesamt 2927 genehmigte WEA an Land mit 14.856 MW erfasst, die noch nicht in Betrieb waren [MaStR (2024), Stand: 02.04.2024].

Der Zeitraum von der Genehmigung bis zur Inbetriebnahme einer WEA hat sich laut FA Wind durch die erforderliche Bezuschlagung im Ausschreibungsverfahren von rund 11,5 Monaten (2015-2017) für Neuanlagen 2022 jedoch weiter erhöht auf inzwischen durchschnittlich 27 Monate. Demnach dauert es aktuell im Mittel sechs Monate zwischen Genehmigungs- und Zuschlagerteilung und anschließend weitere 21 Monate, bis die WEA in Betrieb geht [FA Wind (2023)].

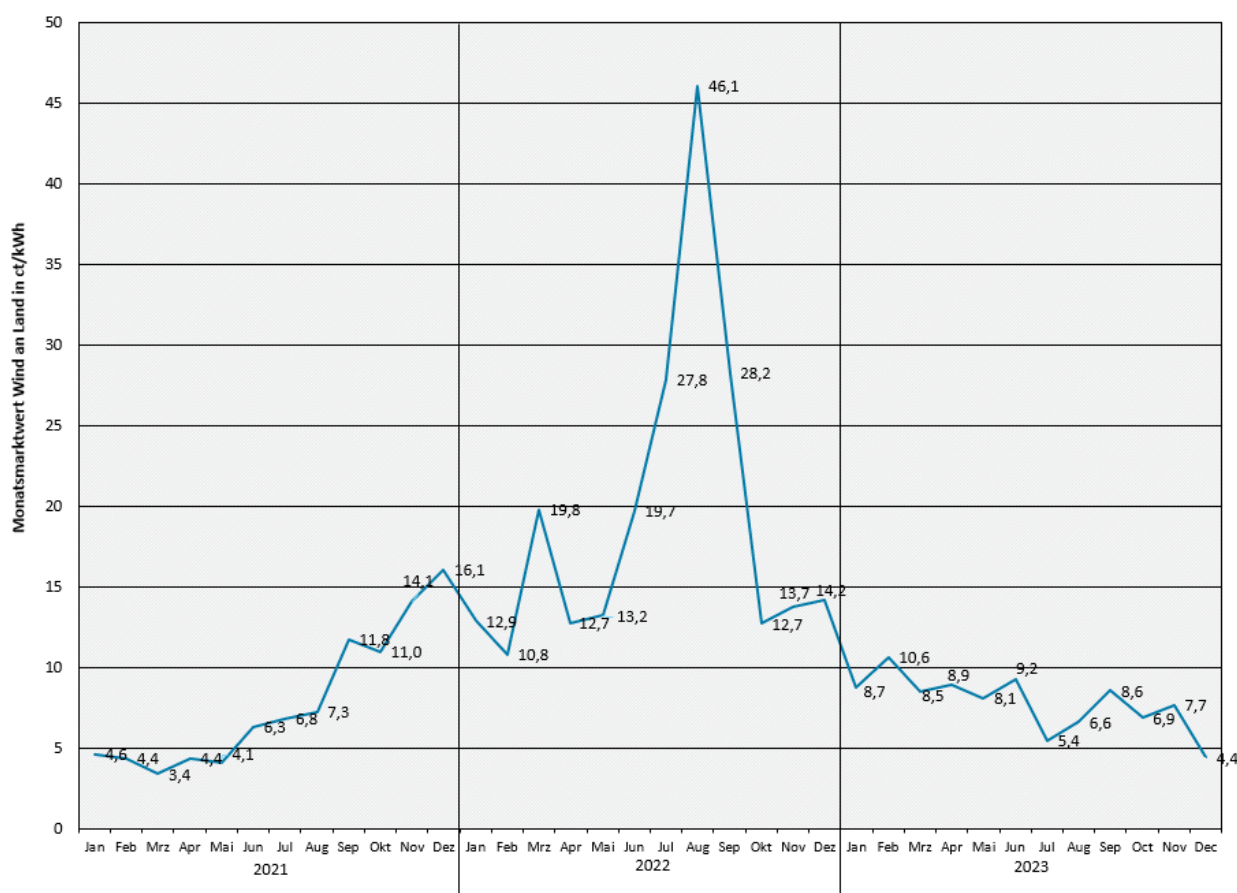
Aktuell zeigen sich als wesentliche Hindernisse beim Ausbau der Windenergie an Land v.a. genehmigungsrechtliche Hemmnisse im Bereich Artenschutz sowie die eingeschränkte Nutzbarkeit der für die Windenergienutzung bereits ausgewiesenen Gebiete. Zudem gibt es derzeit erhebliche Verzögerungen und bürokratische Hürden bei der Erteilung der für die Schwerlasttransporte erforderlichen Genehmigungen. Regional kommt es darüber hinaus teilweise zu erheblichen Einschränkungen für die Windenergienutzung in Gebieten, die im Umfeld von Drehfunkfeuer und Radaranlagen liegen.

## Repowering, Weiterbetrieb oder Stilllegung von Altanlagen

Angesichts der auslaufenden EEG-Förderung ist zu erwarten, dass das Repowering in den kommenden Jahren weiter zunimmt. Voraussetzung hierfür ist allerdings, dass die Errichtung einer modernen WEA am bisherigen Standort planungsrechtlich zulässig und genehmigungsfähig ist. Viele Standorte erfüllen diese Bedingungen jedoch nicht, so dass ein Repowering nicht immer möglich ist. Die aktuelle Entwicklung zeigt, dass viele Altanlagen für einen Zeitraum von wenigen Jahren weiterbetrieben werden, solange dies wirtschaftlich mit maßvollem Aufwand für Wartungs- und Instandhaltungskosten darstellbar ist. Begleitend hierzu gibt es bereits einen deutlichen Zuwachs an Stromliefervereinbarungen (PPA) zur wirtschaftlichen Absicherung des Weiterbetriebs der Altanlagen. Derzeit sind bereits in einem großem Umfang Altanlagen durch entsprechende Vereinbarungen unter Vertrag.

Zu erwähnen ist schließlich, dass auch die Entwicklung des Marktwerts für Strom aus WEA an Land einen zusätzlichen Anreiz für den Weiterbetrieb „ausgeförderter“ WEA bieten kann. Abbildung 17 zeigt die Schwankungen der Monatsmarktwerte Wind an Land seit 2021. Die Grafik verdeutlicht, dass die Werte nach einem starken Anstieg im Sommer 2022 aktuell wieder ein ähnliches Niveau wie zur Jahresmitte 2021 erreicht haben.

**Abbildung 17: Entwicklung der Monatsmarktwerte Wind an Land**



Quelle: netztransparenz.de (Stand: 31.12.2023)

## 3 Offshore-Windenergie

### 3.1 Entwicklung der Offshore-Windenergie

Rund dreiviertel der in Deutschland installierten Offshore-Windenergieleistung wurden im Zeitraum 2015-2019 in Betrieb genommen. Deshalb hat sich die Stromerzeugung innerhalb weniger Jahre mehr als verdreifacht und erreichte 2020 mit 27,3 TWh einen Anteil von 10,8 % an der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. In den im Vergleich windschwachen Jahren 2021 und 2022 wurden trotz des (allerdings geringen) Zubaus der installierten Leistung nur 24,4 bzw. 25,1 TWh Windstrom auf See erzeugt und ein Anteil der Offshore-Windenergie von 10,3 % bzw. 9,9 % an der regenerativen Stromerzeugung erreicht. Im Jahr 2023 fiel der auf See erzeugte Windstrom mit 23,9 TWh wiederum geringer aus, was nunmehr lediglich 8,77% der regenerativen Stromerzeugung entspricht. Während von 2013 bis 2020 ein stetiger Zuwachs an Offshore Leistung zu beobachten war, fällt dieser seit 2020 wieder geringfügig ab [AGEE Stat (2024)].

Im Jahr 2004 wurde die erste Offshore-Windenergieanlage als Nearshore-Anlage im Hafengebiet von Emden installiert und in Betrieb genommen. 2006 und 2008 kamen weitere Nearshore-WEA in Rostock und in Wilhelmshaven hinzu. 2009 wurde mit dem Testfeld „alpha ventus“ der erste deutsche Offshore-Windpark (OWP) in der Nordsee errichtet. Im Jahr 2010 folgte der Bau der ersten kommerziellen OWP „EnBW Baltic 1“ in der Ostsee und OWP „Bard Offshore 1“ in der Nordsee.

Die Ausbauentwicklung verlief bis 2014 zunächst nur sehr moderat. Nach jahrelangen Verzögerungen konnte in 2015 durch die Bereitstellung von fünf neuen Netzanbindungssystemen in der Nordsee ein entscheidender Fortschritt erreicht werden. Die Zahl der betriebenen Offshore-WEA und die installierte Leistung erhöhte sich damit um mehr als das Dreifache gegenüber 2014. Dementsprechend stieg der Beitrag von Offshore-WEA zur Stromerzeugung deutlich an.

Mit der Errichtung und Inbetriebnahme der letzten Anlagen im Trianel Windpark Borkum II wurde 2020 die Realisierung der Offshore-Windparks abgeschlossen, die noch eine gesetzlich garantierte Einspeisevergütung beanspruchen.

#### 3.1.1 Anzahl der Anlagen in Betrieb

Tabelle 9 gibt einen Überblick zum Ausbau der Offshore-Windenergie in Deutschland seit 2009. Dargestellt ist die Anzahl der WEA, die pro Jahr neu errichtet wurden und die Anzahl der WEA, die im selben Jahr neu in Betrieb genommen wurden. Nearshore-WEA sind in der Übersicht nicht berücksichtigt.

Nach fast zwei Jahren fanden 2022 erstmals wieder Bauarbeiten zur Errichtung neuer Offshore-Windparks vor der deutschen Küste statt.

#### Nordsee

Ab März 2022 wurden beim OWP Kaskasi das Umspannwerk auf See sowie alle 38 Monopile-Fundamente und Windenergieanlagen des Typs Siemens SG 8.0-167 DD Flex (mit max. 9 MW/WEA) installiert, sodass der Windpark bis Ende 2022 in Betrieb genommen werden konnte.

Im Sommer 2023 startete der Bau des OWP Gode Wind 3 mit der Installation der ersten Monopile-Fundamente und des Offshore-Umspannwerks. Nach der Fertigstellung folgten direkt im Anschluss die Arbeiten für den OWP Borkum Riffgrund 3. Die Errichtung der insgesamt 107 WEA mit je 11 MW vom Typ Siemens SG 11.0-200 DD dauert zurzeit noch an, allerdings soll der

OWP Gode Wind 03 noch 2024 vollständig in Betrieb gehen, während Borkum Riffgrund 03 erst im Jahr 2025 in den kommerziellen Betrieb gehen wird.

### Ostsee

Ab Juni 2022 wurden das Umspannwerk und sämtliche Monopile-Fundamente für den OWP Arcadis Ost 1 installiert. Bis 31.12.2023 erfolgte die Fertigstellung und Inbetriebnahme von 27 Anlagen vom Typ Vestas V174-9.5 MW (mit max. 9,525 MW/WEA).

Darüber hinaus begannen im April 2023 die Arbeiten zur Errichtung des OWP Baltic Eagle in der deutschen Ostsee. Bis September 2023 wurden sämtliche Monopile-Fundamente auf See installiert. Die Errichtung und Inbetriebnahme von insgesamt 50 WEA vom Typ Vestas V174-9.5 MW (mit max. 9,525 MW/WEA) ist bis Ende 2024 geplant.

**Tabelle 9: Offshore-Ausbau seit 2009 – Anzahl Windenergieanlagen (WEA)**

Jahr	WEA neu installiert (kumuliert)	WEA neu in Betrieb (kumuliert)
2009	12 (12)	6 (6)
2010	34 (46)	10 (16)
2011	6 (52)	33 (49)
2012	21 (73)	16 (65)
2013	143 (216)	48 (113)
2014	324 (540)	131 (244)
2015	290 (830)	545 (789)
2016	136 (966)	156 (945)
2017	201 (1.167)	222 (1.167)
2018	182 (1.349)	140 (1.307)
2019	135 (1.484)	160 (1.467)
2020	15 (1.499)	32 (1.499)
2021	0 (1.499)	0 (1.499)
2022	47 (1.546)	38 (1.537)
2023	0 (1.546)	27 (1.564)

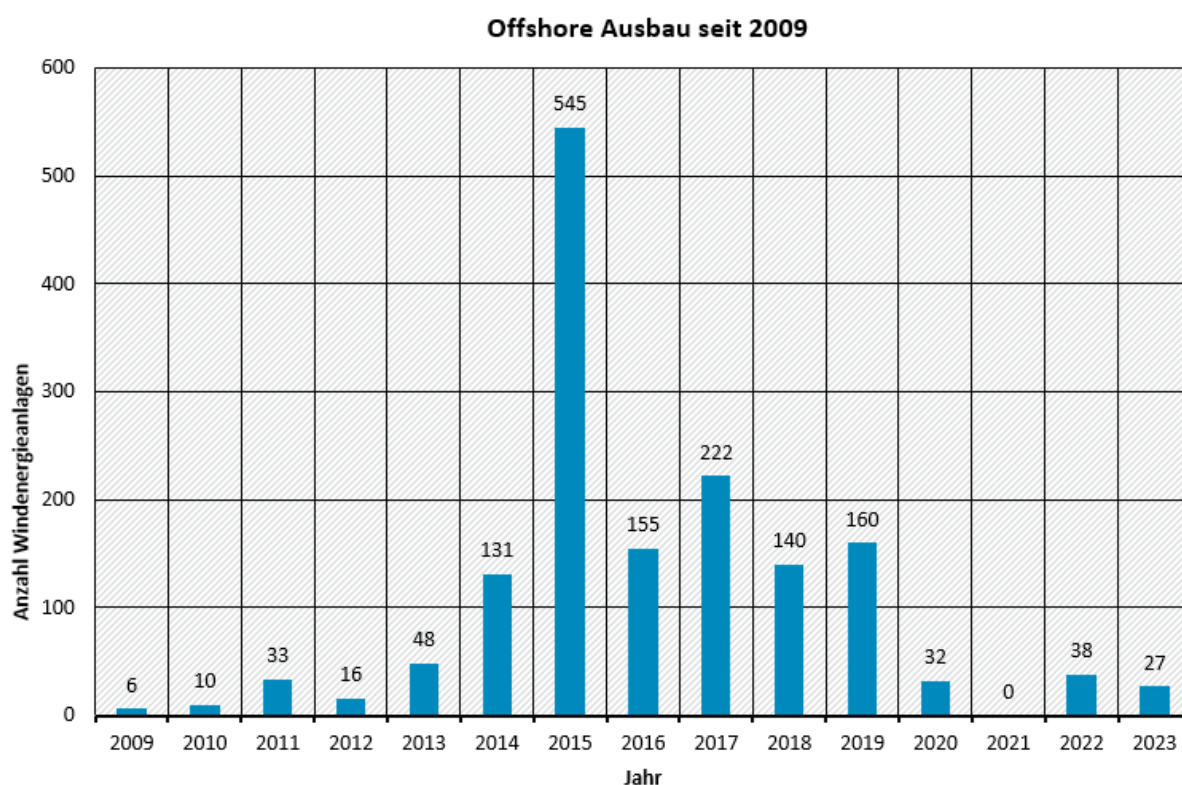
Quelle: UL Solutions - eigene Erhebungen, MaStR (2024), AGEE-Stat (März 2024) und Deutsche Windguard (Januar 2024)

Die in Tabelle 9 genannten Daten basieren auf Angaben, die von UL Solutions seit 2004 durch halbjährliche Erhebungen bei Projektentwicklern und Betreibern von Offshore-Windparks ermittelt wurden.

Als Datenbasis für die Statistik zur Offshore-Windenergienutzung der AGEE-Stat hinsichtlich Anlagenzahl und Leistung dienten bisher die Anlagenstammdaten zur EEG-Jahresabrechnung.

Aktuell erfolgte eine Umstellung, sodass die Marktstammdatenregister-Daten nunmehr die Datengrundlage zur Erfassung von Anzahl und Leistung des WEA-Bestands für die Statistik der AGEE-Stat bilden. Die Anzahl der neuen Installation ist in Abbildung 18 dargestellt und die abnehmenden neuen Installationen sind deutlich zu erkennen.

**Abbildung 18: Offshore-Ausbau seit 2009 – WEA- Anzahl**



Quelle: UL Solutions - eigene Erhebungen (Stand: 31. Dezember 2023)

Im Marktstammdatenregister (MaStR) der Bundesnetzagentur werden die Angaben zu den neu in Betrieb genommenen Offshore-WEA erfasst [MaStR (Stand: 02.04.2024)]. Anlagenbetreiber sind verpflichtet, die Inbetriebnahme neuer Anlagen innerhalb eines Monats im MaStR zu registrieren. Dementsprechend ist eine genaue Datengrundlage gewährleistet. Dies wird auch durch eigene Recherchen von UL Solutions zur Offshore-Windenergienutzung in Deutschland bestätigt.

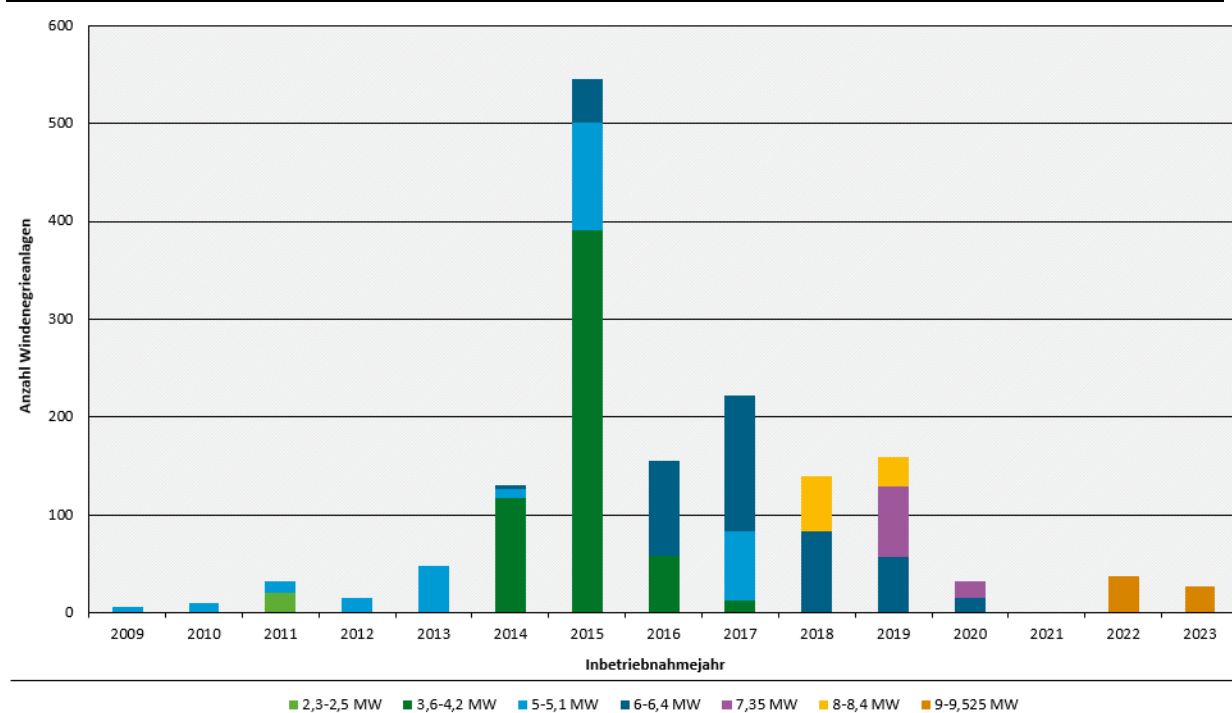
### 3.1.2 Leistungsklassen

In Abbildung 19 ist dargestellt, welche WEA-Leistungsklassen beim Ausbau der Offshore-Windenergie seit 2009 betrieben werden. Im Jahr 2021 gingen keine neuen Offshore-WEA in Betrieb (siehe Abbildung 18).

Im Zeitraum 2009-2013 wurde die Ausbauentwicklung durch den Einsatz von Offshore-Prototypen mit 5 MW Nennleistung im Offshore-Testfeld alpha ventus und von ersten Serienanlagen im OWP Bard Offshore 1 geprägt. Von 2014-2016 kamen überwiegend Anlagen der Leistungsklasse 3,6-4,2 MW zum Einsatz, im Zeitraum 2016-2019 zunehmend WEA der 6 MW-Klasse. Von 2018-2020 gingen überwiegend WEA mit 7-8,4 MW in Betrieb. Die durchschnittliche Leistung des Anlagenbestands liegt derzeit bei 5,4 MW pro Offshore-WEA.

Abbildung 19 fasst die WEA-Leistungsklassen inkl. der Anzahl der Windenergieanlagen beim Ausbau der Offshore Windenergie seit 2009 zusammen. Es ist hierbei deutlich zu erkennen, dass die Anzahl der Windenergieanlagen seit 2015 abnimmt, dafür aber bevorzugt leistungsstärkere Windenergieanlagen für den Ausbau eingesetzt werden.

**Abbildung 19: Offshore-Ausbau seit 2009 – WEA-Leistungsklassen inkl. WEA-Anzahl**



Quelle: UL Solutions - eigene Erhebungen (Stand: 31. Dezember 2023)

Für aktuelle Projektplanungen ist der Einsatz von Offshore-WEA mit 10-15 MW mit Rotordurchmessern von mehr als 200 m vorgesehen. Die marktbeherrschenden WEA-Hersteller Siemens, Vestas und GE arbeiten bereits seit längerem an der Entwicklung der neuen Anlagengeneration und betreiben auch erste Prototypen.

Vor der deutschen Küste sollen bis 2025 in der Nordsee die OWP Gode Wind 3 und Borkum Riffgrund 3 mit 11 MW-WEA vom Typ Siemens SG 11.0-200 DD und der OWP He Dreiht mit 15 MW-Anlagen vom Typ Vestas V236-15.0 MW in Betrieb gehen.

### 3.1.3 Anlagen mit EEG-Vergütungsanspruch

Für alle bisher in Betrieb befindlichen Offshore-WEA besteht ein EEG-Vergütungsanspruch.

Bis Ende 2021 wurde die gesamte Stromerzeugung aus Offshore-WEA im Rahmen der Direktvermarktung nach dem Marktprämienmodell vermarktet.

Mit dem OWP Riffgat, der seit Februar/März 2014 in Betrieb ist, erreichte im ersten Quartal 2022 erstmals ein Offshore-Windpark das Fristende für den Anspruch auf die erhöhte Anfangsvergütung. Vor diesem Hintergrund erfolgte bei dem Projekt ab April 2022 ein Wechsel vom Marktprämienmodell in die Sonstige Direktvermarktung [Netztransparenz (2023)].

Der OWP Kaskasi ging 2022 als erster im Rahmen einer Ausschreibung bezuschlagter Offshore-Windpark in Deutschland ans Netz.

### 3.1.4 Anlagen ohne EEG-Vergütungsanspruch

Bisher sind keine Offshore-WEA ohne EEG-Vergütungsanspruch in Betrieb.

### 3.1.5 Mittlere Betriebsdauer

Ein Großteil des Bestands an Offshore-WEA (rund 84 %) ist erst ab 2015 in Betrieb gegangen. Die mittlere Betriebsdauer des Anlagenbestands liegt deshalb bei sieben Jahren.

## 3.2 Entwicklung der installierten elektrischen Leistung

### 3.2.1 Leistung in Betrieb, Bruttozubau und Rückbau

Analog zur Darstellung in 3.1.1 gibt Tabelle 10 einen Überblick zur Entwicklung der installierten elektrischen Leistung beim Ausbau der Offshore-Windenergie in Deutschland seit 2009. Dargestellt ist die Leistung der WEA, die pro Jahr auf See neu errichtet wurden und die Leistung der WEA, die im selben Jahr neu in Betrieb genommen wurden. Nearshore-WEA werden in der Übersicht nicht berücksichtigt.

Im Jahr 2021 wurden zwar keine weiteren Offshore-WEA errichtet oder in Betrieb genommen, aber es erfolgten Anpassungen der WEA-Leistung im OWP Wikinger (70\*5,23 MW statt bisher 5,05 MW). und im OWP Baltic 2 (bei 70 der 80 WEA, Erhöhung von 3,6 auf 3,78 MW).

2022 wurde in der Nordsee der OWP Kaskasi mit 342 MW Gesamtleistung vollständig in Betrieb genommen. Die Einspeisung erfolgt mit 325 MW Übertragungskapazität über die Netzanbindung NOR-4-2, die bereits seit 2015 in Betrieb ist.

Im Jahr 2023 wurden in der deutschen Nordsee zwar keine neuen Offshore-WEA in Betrieb genommen, es erfolgten jedoch laut Deutsche Windguard Leistungserhöhungen von 70 MW bei 212 Anlagen in der Nordsee und 2 MW bei 10 Anlagen in der Ostsee [Deutsche Windguard (Jahr 2023)].

Für die seit Sommer 2023 in Bau befindlichen OWP Gode Wind 3 (253 MW) und Borkum Riffgrund 3 (913 MW) ist die Inbetriebnahme in 2024 bzw. 2025 geplant. Die Übertragungskapazität beträgt 241,75 MW beim OWP Gode Wind 3 und 900 MW beim OWP Borkum Riffgrund 3.

In der Ostsee ist der OWP Arcadis Ost 1 mit einer Gesamtleistung von 257,2 MW im Jahr 2023 vollständig in Betrieb gegangen. Die zugewiesene Übertragungskapazität beträgt insgesamt 247,25 MW.

Wie oben erwähnt, startete im April 2023 auch der Bau für den OWP Baltic Eagle (476 MW) in der Ostsee. Die Inbetriebnahme von Netzanbindung und Offshore-Windpark ist im Jahr 2024 geplant.

Die Daten in Tabelle 10 basieren auf Angaben, die von UL Solutions seit 2004 durch halbjährliche Erhebungen bei Projektentwicklern und Betreibern von Offshore-Windparks ermittelt wurden. In der Tabelle sind in der rechten Spalte ergänzend die Angaben der AGE-Stat dargestellt.

Die im Marktstammdatenregister gemeldeten Daten decken sich weitgehend mit den eigenen Erhebungen von UL Solutions, lediglich bei zwei Offshore-Windparks zeigten sich geringfügige Abweichungen: Für die OWP Gode Wind 01 und 02 sind 97 WEA mit 6,264 MW (UL Solutions: 97x6 MW) registriert, für den OWP Arkona 60 WEA mit 6,3 MW (UL Solutions: 60x 6,4 MW). Im Sinne der Konsistenz wurden die Angaben aus den MaStR-Daten in Tabelle 10 übernommen.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten Anlagenstammdaten und Bewegungsdaten für 2022 [ÜNB (2023)] stimmen mit den MaStR-Daten überein.

**Tabelle 10: Offshore-Ausbau seit 2009 – Leistung in Megawatt (MW)**

Jahr	Leistung in MW installiert (kumuliert) MaStR	Leistung in Betrieb in MW installiert (kumuliert) Deutsche Windguard	Leistung in Betrieb in MW AGEE-Stat (02-2024)
2009	60 (60)	30 (30)	35
2010	113 (173)	50 (80)	80
2011	30 (203)	108 (188)	188
2012	105 (308)	80 (268)	268
2013	595 (903)	240 (508)	508
2014	1.437 (2.340)	496 (1.004)	994
2015	1.200 (3.540)	2.279 (3.283)	3.283
2016	724 (4.264)	858 (4.141)	4.152
2017	1.156 (5.420)	1.279 (5.420)	5.406
2018	1.239 (6.659)	987 (6.407)	6.393
2019	977 (7.636)	1.111 (7.518)	7.555
2020	125 (7.962)	244 (7.762)	7.585
2021	25 (7.787)	25 (7.782)	7.858
2022	428 (8.215)	342 (8.129)	8.200
2023	0 (8.215)	257 (8.386)	8.458

Quelle: UL Solutions - eigene Erhebungen / MaStR (2024), AGEE-Stat (Stand: Februar 2024) und Deutsche Windguard (2023)

Die Leistung eines Offshore-Windparks wird maßgeblich durch die Netzanschlusskapazität bestimmt, die einem OWP zugewiesen wurde. Die installierte Gesamtleistung der in einem OWP betriebenen WEA entspricht jedoch nicht immer exakt der verfügbaren Netzanschlusskapazität. Beispiel: Der OWP EnBW Hohe See verfügt über eine Netzanschlusskapazität von 500 MW. Das Projekt umfasst aber 71 WEA, die mit je 7,35 MW betrieben werden, sodass die installierte Nennleistung 521,85 MW erreicht. Bei anderen Offshore-Windparks ist die installierte Gesamtleistung teilweise aber auch etwas geringer als die zugewiesene Netzanschlusskapazität.

Bei einigen Offshore-Windparks wurde die Gesamtleistung durch eine Leistungssteigerung der einzelnen Offshore-WEA (z.B. „Power-Boost“ durch ein Software-Update) um zumeist 5 % erhöht, soweit dies technisch möglich war. Durch die Leistungserhöhung der WEA wird eine bessere Ausnutzung der verfügbaren Netzkapazität des OWP ermöglicht. Teilweise führt die Leistungssteigerung aber auch dazu, dass die Gesamtleistung die verfügbare Netzkapazität übersteigt (z.B. OWP EnBW Hohe See, siehe oben). In diesem Fall dient die Maßnahme als Option zur Optimierung der Einspeisung einzelner WEA. Eine erhöhte Einspeisung über die zugewiesene Netzanbindungskapazität hinaus ist jedoch zu keinem Zeitpunkt zulässig [FEP (2020)].

Zwischen 2015 und 2021 erfolgte jeweils eine Leistungserhöhung von 3,6 MW auf 3,78 MW bei WEA vom Typ Siemens SWT-3.6-120 in den OWP Amrumbank West und Riffgat (2015), Meerwind (2016), Dan Tysk (2017) und Baltic 2 (70 von 80 WEA im Jahr 2021, s.o.). Darüber hinaus wurde 2020 die Leistung bei 87 Siemens SWT-7.0-154 in den OWP Hohe See und Albatros von 7 auf 7,35 MW erhöht und 2021 die Leistung bei 70 Adwen AD 5-135 im OWP Wikinger von 5,05 MW auf 5,23 MW. Wie oben erläutert, gab es schließlich 2023 bereits weitere Leistungserhöhungen.

Tabelle 10 zeigt, dass die ersten deutschen Offshore-Windparks erst seit rund elf Jahren in Betrieb sind. Deshalb erfolgte bisher noch kein Austausch von Bestandsanlagen im Rahmen des Repowerings. Im Unterschied zur Onshore-Windenergie ist die Betrachtung von Brutto- und Nettozubaufür die Ausbauentwicklung der Offshore-Windenergie somit bisher nicht relevant.

Es sei an dieser Stelle jedoch erwähnt, dass 2016 die 5 MW-Nearshore-WEA in Wilhelmshaven als bisher einzige deutsche Offshore-Anlage (ersatzlos) zurückgebaut wurde.

Aufgrund der vergleichsweise kurzen Betriebsdauer des Anlagenbestands besteht für alle bisher in Betrieb befindlichen Offshore-WEA ein EEG-Vergütungsanspruch.

Angesichts der sehr hohen Marktpreise wechselte im Februar 2022 mit dem OWP Global Tech I (400 MW) erstmals ein Offshore-Windpark vom Marktprämienmodell in die Sonstige Direktvermarktung. Im März 2022 wurde der gesamte Strom aus deutschen OWP wieder nach dem Marktprämienmodell vermarktet. Ab April 2022 erfolgte dann aber bis Jahresende sowohl beim OWP Global Tech I als auch beim OWP Riffgat (113,4 MW) und beim OWP Nordsee Ost (295,2 MW) ein Wechsel zur Sonstigen Direktvermarktung. In 3.1.3 wurde bereits erläutert, dass beim OWP Riffgat im ersten Quartal 2022 der Zeitraum für den Anspruch der erhöhten Anfangsvergütung endete [Netztransparenz (2023)].

Im ersten Halbjahr 2023 wurde der Strom aus dem OWP Riffgat und aus dem 2022 neu in Betrieb genommenen OWP Kaskasi (342 MW) vollständig im Rahmen der Sonstigen Direktvermarktung veräußert. Der OWP Kaskasi ist der erste im Rahmen einer Ausschreibung bezuschlagte Offshore-Windpark in Deutschland (siehe oben).

Ab Mai 2023 erfolgte zudem ein Wechsel in die Sonstige Direktvermarktung beim OWP Baltic 1 (48,3 MW) in der Ostsee, da auch bei diesem Projekt der Anspruch auf die erhöhte Anfangsvergütung endete [Netztransparenz (2023)].

### 3.2.2 Netzeinspeisung mit EEG-Vergütungsanspruch

Wie erwähnt, besteht für alle bisher in Betrieb befindlichen Offshore-WEA ein EEG-Vergütungsanspruch.

Tabelle 11 gibt einen Überblick zur Übertragungskapazität der aktuell betriebsbereiten Netzanbindungssysteme und zur installierten Leistung der bereits realisierten Offshore-Windparks

Die Übersicht zeigt, dass von der aktuell verfügbaren Übertragungskapazität von 8.471 MW derzeit insgesamt 217 MW ungenutzt bleiben.

**Tabelle 11: In Betrieb befindliche Netzanbindungen und Offshore-Windparks**

Netzanbindung	Betriebsbereitschaft	Übertragungskapazität		OWP-Leistung	Offshore Windpark (OWP)
NOR-2-1 (alpha ventus - 110 kV AC)	05/2009	62 MW	62 MW	60 MW	alpha ventus
NOR-6-1 (BorWin 1 - HGÜ)	12/2010	400 MW	400 MW	440 MW	Bard Offshore 1
NOR-0-1 (Riffgat - 155 kV AC)	02/2014	113 MW	113 MW	113,4 MW	Riffgat
NOR-6-2 (BorWin 2 - HGÜ)	01/2015	800 MW	400 MW	422,1 MW	Veja Mate
			269 MW	260,4 MW	Deutsche Bucht
			117 MW	117,6 MW	EnBW Albatros
NOR-4-1 (HelWin 1 - HGÜ)	02/2015	576 MW	14 MW		ungenutzt
			288 MW	302,4 MW	Meerwind
			288 MW	295,2 MW	Nordsee Ost
NOR-5-1 (SylWin 1 - HGÜ)	04/2015	864 MW	288 MW	302,4 MW	DanTysk
			288 MW	288 MW	Butendiek
			288 MW	302,4 MW	Sandbank

Netzanbindung	Betriebs- bereitschaft	Übertragungskapazität		OWP- Leistung	Offshore Windpark (OWP)
NOR-4-2 (HelWin 2 - HGÜ)	06/2015	690 MW	303 MW	302,4 MW	Amrumbank West
			325 MW	342 MW	Kaskasi
			62 MW		ungenutzt
NOR-2-2 (DolWin 1 - HGÜ)	07/2015	800 MW	200 MW	200 MW	Trianel Windpark Borkum
			327MW	327,4 MW	Borkum Riffgrund 1
			200 MW	202,6 MW	Trianel Windpark Borkum II
			73 MW		ungenutzt
NOR-3-1 (DolWin 2 - HGÜ)	04/2016	916 MW	252 MW	263,1 MW	Gode Wind 02
			332 MW	344,5 MW	Gode Wind 01
			332 MW	332,1 MW	Nordsee One
NOR-0-2 (Nordergründe - 155 kV AC)	12/2017	111 MW	111 MW	110,7 MW	Nordergründe
NOR-2-3 (DolWin 3 - HGÜ)	08/2018	900 MW	450 MW	464,8 MW	Borkum Riffgrund 2
			400 MW	405,7 MW	Merkur Offshore*
			50 MW		ungenutzt
NOR-8-1 (BorWin 3 - HGÜ)	08/2019	900 MW	400 MW	400 MW	Global Tech I
			500 MW	521,8 MW	EnBW Hohe See
OST-3-1 (Baltic 1 - 150 kV AC)	05/2011	51 MW	51 MW	48,3 MW	EnBW Baltic 1
OST-3-2 (Baltic 2 - 150 kV AC)	09/2015	288 MW	288 MW	302,4 MW	EnBW Baltic 2
OST-1-1 (Ostwind 1 - 220 kV AC)	12/2017	250 MW	250 MW	250 MW	Wikinger (250/366,1 MW)
OST-1-2 (Ostwind 1 - 220 kV AC)	09/2018	250 MW	250 MW	250 MW	Arkona (250/378 MW)
OST-1-3 (Ostwind 1 - 220 kV AC)	04/2019	250 MW	100 MW	116,1 MW	Wikinger (116,1/366,1 MW)
			135 MW	128 MW	Arkona (128/378 MW)
			15 MW		ungenutzt
OST-2-1 (Ostwind 2 – 220 kV AC)	09/2023	250 MW	247 MW	257,2 MW	Arcadis Ost 1*
			3 MW		ungenutzt
NORD- u. OSTSEE – genutzt:			8254 MW	8473,0 MW	
ungenutzt:			217 MW		

Quelle: BNetzA, FEP 2020, MaStR (Status: 31.12.2023), UL Solutions - eigene Recherchen – Auswertung: UL Solutions (Stand: 02.04.2024)

\* Hinweis: Die Tabelle berücksichtigt bereits die Leistungserhöhung des OWP Merkur Offshore sowie die vollständige Inbetriebnahme von Netzanbindung OST-2-1 und OWP Arcadis Ost 1.

### 3.2.3 Netzeinspeisung ohne EEG-Vergütungsanspruch

Derzeit sind keine Offshore-WEA ohne EEG-Vergütungsanspruch in Betrieb.

### 3.2.4 Spezifische Leistung, Rotordurchmesser und Nabenhöhe

Die technologische Weiterentwicklung im Offshore-Bereich wird auch geprägt durch den Einsatz immer größerer Rotorblätter. Der Rotordurchmesser liegt derzeit bei 150-154 m in der 6 MW-

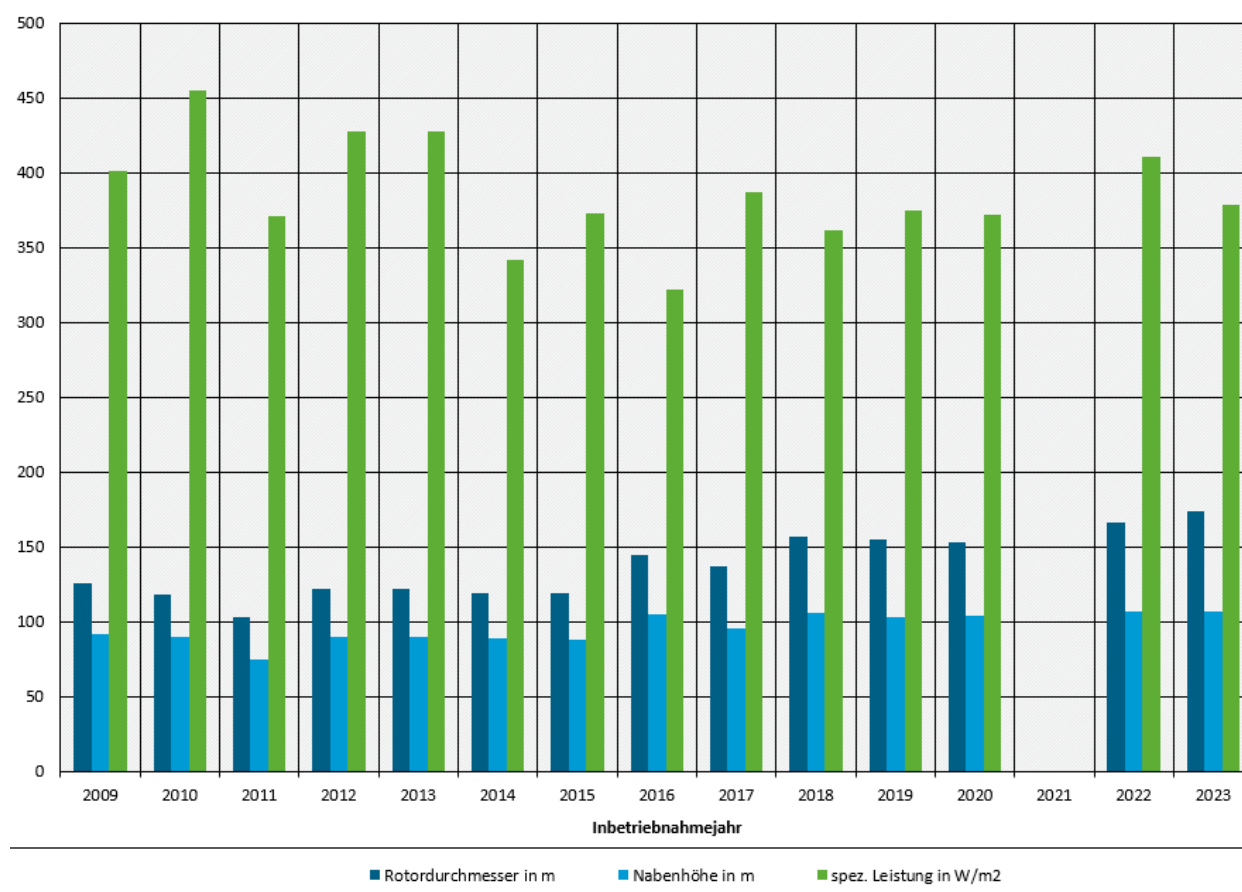
Leistungsklasse und bei 164-167 m der 8 MW-Leistungsklasse. Die neue Anlagengeneration mit 10-15 MW verfügt über Rotordurchmesser bis 236 m.

Abbildung 20 gibt einen Überblick zur Entwicklung von spezifischer Leistung (Nennleistung im Verhältnis zum Rotordurchmesser) sowie Rotordurchmesser und Nabenhöhe. Wie bereits erwähnt, wurden 2021 keine neuen Offshore-WEA in Betrieb genommen. Die Grafik zeigt, dass die Nabenhöhe nur moderat angestiegen ist. Maßgeblich für diesen Anstieg ist, dass der Einsatz langer Rotorblätter einen entsprechend erhöhten Turm erfordert.

Durch die auf See vorherrschenden hohen Windgeschwindigkeiten und geringen Turbulenzen sind große Nabenhöhen nicht sinnvoll. Anders als an Onshore-Standorten erhöht sich der Energieertrag mit zunehmender Höhe nur wenig, sodass sich der erhebliche Kostenanstieg für den Einsatz hoher Türme wirtschaftlich nicht darstellen lässt.

Bei der spezifischen Leistung liegen die Werte seit 2017 in der Größenordnung 360-410 W/m<sup>2</sup>.

**Abbildung 20: Offshore-Ausbau – spezifische Leistung, Rotordurchmesser und Nabenhöhe**



Quelle: MaStR (Stand: 04.02.2024)

### 3.3 Entwicklung der Stromerzeugung

Die Stromerzeugung von Offshore-WEA hat innerhalb von nur zehn Jahren einen enormen Zuwachs verzeichnet. Im Jahr 2020 wurden nach den von der AGEE Stat veröffentlichten Angaben 27,3 TWh in Offshore-Windparks erzeugt [AGEE Stat (2024)]. Damit wurde ein Anteil von 10,8% an der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch die Nutzung der Offshore-Windenergie erreicht.

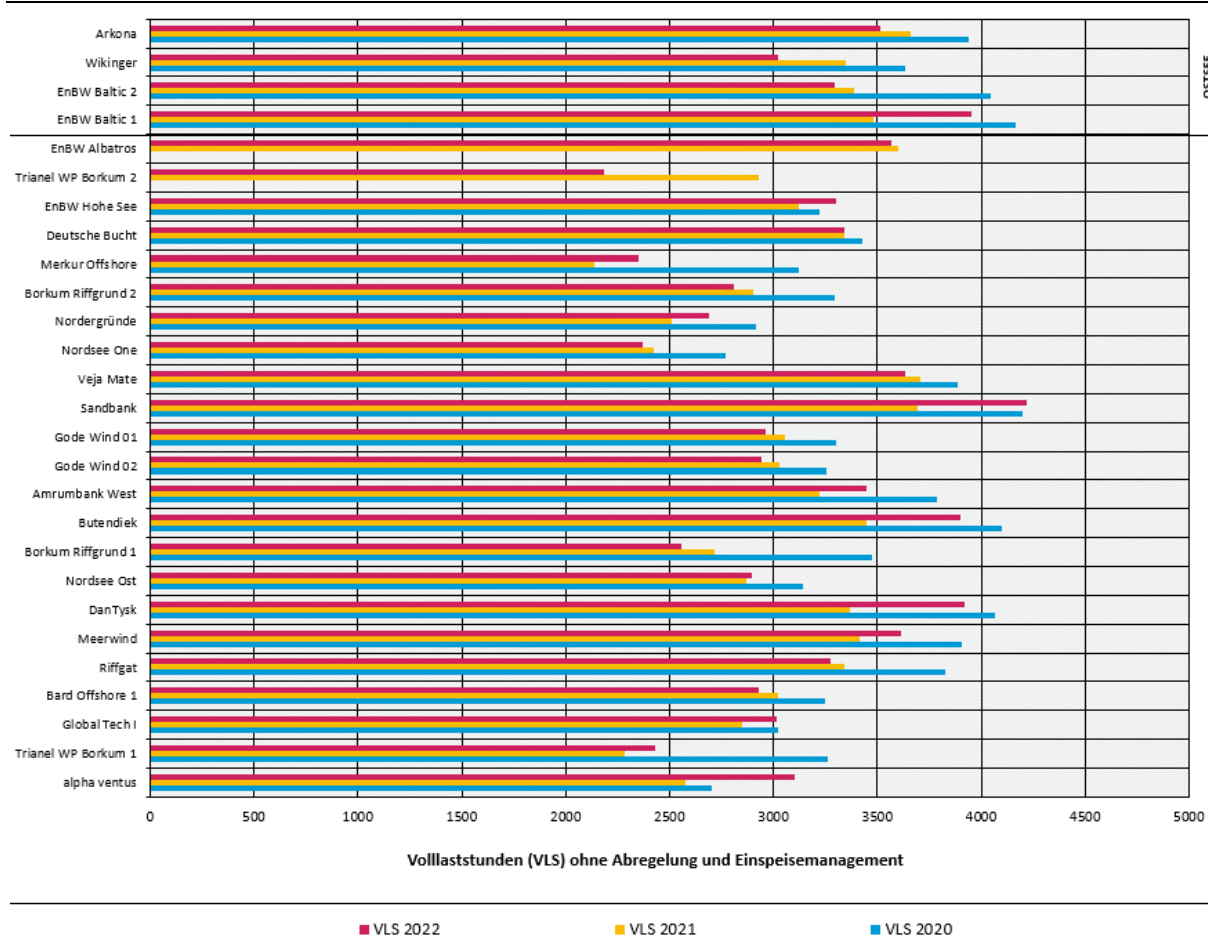
In den vergleichsweise windschwachen Jahren 2021 bis 2022 wurden trotz des (allerdings geringen) Zubaus der installierten Leistung nur 24,4 TWh und 25,1 TWh Windstrom auf See erzeugt. Im Jahr 2023 fiel die Stromerzeugung mit 23,9 TWh noch geringer aus, was lediglich 8,7% der regenerativen Stromerzeugung entsprach [AGEE Stat (2024)].

Die Stromerzeugung aus Offshore-WEA ist geprägt durch den Einsatz eines relativ jungen WEA-Bestands mit vergleichsweise wenigen, aber sehr leistungsstarken Anlagen.

### 3.3.1 Durchschnittliche Auslastung, Volllaststunden

Abbildung 21 zeigt die Volllaststunden (VLS) der Offshore-Windparks anhand der Bewegungsdaten für die Jahre 2020-2022 [ÜNB (2023)]. Dargestellt sind die OWP, die ganzjährig eingespeist haben. Es ist zu beachten, dass Abbildung 21 keine Korrekturen bzgl. Witterungsbereinigung, Abregelung und Einspeisemanagement berücksichtigt, so dass die Darstellung nicht direkt mit Abbildung 13 und Abbildung 14 für die Volllaststunden von WEA an Land (siehe 2.3.5) vergleichbar ist.

**Abbildung 21: Volllaststunden (VLS) 2020, 2021 und 2022 der OWP in der Nord- und Ostsee**



Quelle: TenneT, 50 Hertz - Bewegungsdaten 2020 / 2021 / 2022 – Auswertung: UL Solutions

Für die Nordsee ergibt sich ein gewichteter Durchschnittswert im Zeitraum 2017-2022 über alle Offshore-WEA von 3.428 Volllaststunden und ein Kapazitätsfaktor (durchschnittliche Auslastung) von 39,1 %. Die OWP in der Ostsee erreichten mit 3.681 Volllaststunden und 42,3 % Kapazitätsfaktor jeweils höhere Werte.

Tabelle 12 gibt einen Überblick zu den durchschnittlichen Volllaststunden von Offshore-WEA in der Nord- und Ostsee in den Jahren 2020-2022 – ebenfalls ohne Berücksichtigung von Witterungsereinigung und Einspeisemanagement.

**Tabelle 12: Durchschnittliche Volllaststunden (VLS) von Offshore-WEA in der Nord- und Ostsee**

	VLS 2020	VLS 2021	VLS 2022
Region Nordsee	3.437	3.033	3.111
Region Ostsee	3.878	3.477	3.392
Offshore gesamt	3.500	3.094	3.150

Quelle: TenneT, 50 Hertz - Bewegungsdaten 2020 / 2021 / 2022 – Auswertung: UL Solutions

Für die Betrachtung der Volllaststunden eines OWP ist der Einfluss unterschiedlicher WEA-Leistungsklassen zu beachten. So kann sich der zeitweilige Stillstand einer WEA beim Betrieb von wenigen leistungsstarken Anlagen wesentlich stärker auf die Volllaststunden des OWP auswirken als beim Betrieb von vielen Anlagen mit geringerer Leistung. Maßgeblich ist dabei, ob die Anlage bei windstarken oder windschwachen Zeiten stillsteht.

Schließlich ist zu erwähnen, dass der Bau weiterer OWP zu einer Anlagenverdichtung führt, die (v.a. in der Nordsee) zunehmend Abschattungen und Ertragseinbußen im Nachlauf verursacht.

### 3.3.2 Brutto- und Nettostromerzeugung

Die bestehenden OWP in der Nordsee wurden über eine parkinterne Verkabelung der Offshore-WEA und den Anschluss an ein Offshore-Umspannplattform realisiert. Von dort erfolgt eine 155 kV-Drehstromanbindung an die Konverterstation auf See. Maßgeblich für die Stromeinspeisung ist somit die OWP- eigene Umspannplattform als Übergabepunkt.

Ab 2026 ist vorgesehen, in der Nordsee die Leitungen zur Verbindung der Konverterstation mit den Offshore-WEA auf Basis der Drehstromtechnologie mit einer Spannung von 66 kV auszuführen. Dadurch entfallen künftig die Umspannplattform sowie die 155 kV oder 220 kV-Zwischenspannungsebene zwischen Umspann- und Konverterplattform. Übergabepunkt beim 66 kV-Direktanbindungskonzept ist der Eingang der 66 kV-Seekabelsysteme auf der Konverterplattform [FEP (2020)].

Der Netzanschluss in der Ostsee erfolgt über die Drehstromtechnologie, indem der von den einzelnen WEA eines oder mehrerer OWP erzeugte Strom an einer Umspannplattform zusammengeführt und von hier aus über ein Drehstrom-Seekabelsystem direkt an Land und weiter zum Netzverknüpfungspunkt geführt wird [FEP (2020)].

Im Übrigen wird hier zur Unterscheidung von Brutto- und Nettostromerzeugung auf die grundsätzlichen Ausführungen in 2.2.1 verwiesen.

Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass die Statistik der AGE-Stat zusätzlich zur Stromerzeugung aus den Bewegungsdaten weitere 1,5 % für den technischen Eigenverbrauch von Offshore-WEA berücksichtigt.

### 3.3.3 Einspeisemanagement

Die tatsächliche Stromeinspeisung von Offshore Windparks wird regional in erheblichem Umfang durch das Einspeisemanagement (EinsMan) verringert. EinsMan-Maßnahmen werden von den Netzbetreibern zur Vermeidung von Netzüberlastungen vorgenommen. Hierzu werden

Offshore WEA vorübergehend abregelt, wenn die Netzkapazitäten zum Beispiel bei hoher Windstromeinspeisung nicht ausreichen, um den insgesamt erzeugten Strom abzutransportieren.

Mit 36 Prozent der Ausfallarbeit im Rahmen des Einspeisemanagements war Windenergie auf See im Jahr 2021 der am zweithäufigsten abgeregelte Energieträger, angeführt nur von Windenergie an Land mit 59 Prozent. Damit stieg der Anteil der Offshore-Windenergie im Vergleich zu 2019 (18,3 %) erheblich an und umfasste im Jahr 2021 bereits 2.094 GWh. Ein Rekordhoch von 5,7 TWh erreichte die Ausfallarbeit für Windenergie auf See im Jahr 2023 [BNetzA (2023)].

Tabelle 13 gibt einen Überblick zur zeitlichen Entwicklung der Ausfallsarbeit durch EinsMan-Maßnahmen von 2016-2023.

**Tabelle 13: Ausfallarbeit Windenergie Offshore durch EinsMan-Maßnahmen – 2016-2023**

Jahr	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Angaben in GWh</b>	<b>Offshore</b>	<b>Offshore</b>	<b>Offshore</b>	<b>Offshore</b>	<b>Offshore</b>	<b>Offshore</b>	<b>Offshore</b>	<b>Offshore</b>
Quartal 1	4	50	508	717	752	673	1481	2.164
Quartal 2	1	120	111	48	211	442	1069	1.003
Quartal 3	1	62	110	104	334	319	327	1.058
Quartal 4	26	594	634	319	531	661	1.276	1.504
<b>Gesamtjahr</b>	<b>32</b>	<b>826</b>	<b>1.362</b>	<b>1.188</b>	<b>1.797*</b>	<b>2.095</b>	<b>4.153*</b>	<b>5.729</b>

Quelle: Monitoringberichte der BNetzA

### 3.4 Auswirkungen neuer Vermarktungsformen und Rahmenbedingungen auf die statistische Erfassung des Windausbaus in Deutschland

Bereits im Rahmen der ersten beiden Ausschreibungen in Deutschland für Offshore-WEA in den Jahren 2017 und 2018 erhielten viele Projekte einen Zuschlag mit einem Gebotswert von 0 Cent pro kWh. In den nachfolgenden Ausschreibungen im Zeitraum 2021-2023 wurden schließlich sämtliche Zuschläge mit Geboten von 0 ct/kWh vergeben.

Wegen des Gebots von 0 ct/kWh gibt es für die bezuschlagten Offshore-Windparks keine über den Marktpreis hinausgehende Förderung. Durch den Zuschlag besteht jedoch der Anspruch auf einen Netzanschluss und die Möglichkeit, den bezuschlagten OWP für 25 Jahre zu betreiben.

Als Option für die Vermarktung des Stroms ohne gesetzlich geförderte EEG-Vergütung hat sich bei Offshore-Windparks inzwischen der Abschluss von Stromlieferverträgen (PPA, siehe hierzu auch 2.3.7) mit finanzstarken Unternehmen etabliert.

In Deutschland wurde im September 2019 das erste Offshore „Corporate Power Purchase Agreement“ (Corporate PPA) zwischen der Deutschen Bahn und RWE Supply & Trading zur Lieferung von Strom aus dem OWP Nordsee Ost unterzeichnet. Auf Basis des Corporate PPA bezieht die Deutsche Bahn ihren Strom für eine Laufzeit von fünf Jahren, beginnend ab 2024 mit einem Liefervolumen von 25 MW. Der Offshore-Strom wird zu einem Festpreis produziert und direkt von der Deutschen Bahn genutzt. Nach Rückgang der staatlichen Förderung wurden damit für erste Anlagen des OWP Nordsee Ost marktfähige Lieferkonditionen vereinbart [DB (2019)]. Im November 2020 und im April 2021 wurden weitere PPA-Verträge zur Lieferung von Strom aus dem OWP Amrumbank West zwischen Deutsche Bahn und RWE abgeschlossen. Nach Unterneh-

mensangaben wurden 15-Jahres-Verträge zur Versorgung mit insgesamt mehr als 450 Gigawattstunden Ökostrom jährlich aus dem Windpark geschlossen [DB (2021)].

In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass deutsche Offshore-Windparks mit dem sogenannten Stauchungsmodell für acht Betriebsjahre eine hohe Vergütung von 19,4 ct/kWh erhalten. Anschließend sinkt die EEG-Vergütung auf 3,9 ct/kWh.

Unabhängig davon wurde in den letzten Jahren eine Vielzahl an Liefervereinbarungen zur Vermarktung des Stroms aus deutschen Offshore-Windparks, die mit 0 ct/kWh-Geboten bezuschlagt wurden, mit verschiedenen nationalen und internationalen Großunternehmen abgeschlossen, u.a. mit BASF, REWE, Amazon und Google.

### **3.5 Aktuelle Trends zur Entwicklung der Offshore-Windenergie**

Mit der Inbetriebnahme der OWP EnBW Albatros und Trianel Windpark Borkum II wurden 2019/2020 die letzten Offshore-Windparks realisiert, die noch eine gesetzlich garantierte Einspeisevergütung beanspruchen.

Im Jahr 2022 ging mit dem OWP Kaskasi der erste deutsche Offshore-Windpark in Betrieb, der im Rahmen einer Ausschreibung bezuschlagt wurde – ebenso wie der OWP Arcadis Ost 1, dessen Inbetriebnahme 2023 erfolgte. Beide Projekte wurden im April 2018 bezuschlagt.

#### **Ausschreibungen für Offshore-Windparks mit geplanter Inbetriebnahme bis 2031**

Für Offshore-WEA, die nach 2020 in Betrieb genommen werden, hat die Bundesnetzagentur 2017 und 2018 erstmals durch Ausschreibungen die Anspruchsberechtigten und den anzulegenden Wert für den in Offshore-Windparks erzeugten Strom ermittelt.

Bei einem Ausschreibungsvolumen von insgesamt 3.100 MW sollte mit den Ausschreibungen 2017 und 2018 für die sogenannte „Übergangsphase“ im Zeitraum 2021 bis 2025 ein Zubau von 500 MW im Jahr 2021 (ausschließlich in der Ostsee), von 500 MW im Jahr 2022 und von jährlich jeweils 700 MW in den Jahren 2023-2025 erreicht werden.

Soweit bekannt, wurden die Zuschläge bei den Ausschreibungen im Jahr 2017 und 2018 überwiegend mit einem Gebotswert von 0 ct/kWh bezuschlagt, mit Ausnahme von Gode Wind III (6 ct/kWh), Gode Wind 04 (9,83 ct/kWh) und Baltic Eagle (6,46 ct/kWh). Für die OWP Kaskasi II und Arcadis Ost 1 gibt es keine Angaben zu den Gebotswerten.

Für Offshore-Windparks mit Inbetriebnahme ab 2026 erfolgte bisher in den Jahren 2021, 2022 und 2023 jeweils eine Ausschreibung im sogenannten "zentralen Modell". Wie erwähnt, wurden dabei sämtliche Zuschläge für Gebotswerte von 0 ct/kWh vergeben, wobei teilweise für ein Projekt auch mehrere 0 ct/kWh-Gebote von verschiedenen Bietern eingereicht wurden.

Um zu bestimmen, wer jeweils den Zuschlag erhält, hat die Bundesnetzagentur das für diesen Fall gesetzlich vorgesehene Losverfahren durchgeführt. Bei einigen Ausschreibungsverfahren war bei der Vergabe letztlich jedoch ein bestehendes Eintrittsrecht der Projektentwickler, die dort ursprünglich einmal Offshore-Windparks geplant hatten, maßgeblich. Beispiele für die Nutzung der Eintrittsrechte sind RWE und Northland Power bei den Projekten Nordseecluster A und B (Flächen N-3.5, N-3.6, N-3.7 und N-3.8) und Vattenfall bei den Projekten Nordlicht I und II (Flächen N-6.6 und N-7.2).

**Tabelle 14:** Zuschläge in den Ausschreibungen 2017-2023 für zentral voruntersuchte Flächen

gibt einen Überblick zu den Offshore-Windparks, die in den Ausschreibungen 2017 bis 2023 für die zentral voruntersuchten Flächen bereits einen Zuschlag erhalten haben. In der Übersicht ist

auch der geplante Zeitpunkt für die Betriebsbereitschaft der erforderlichen Netzanbindungssysteme aufgeführt. Es ist zu beachten, dass die OWP Kaskasi (Inbetriebnahme in 2022) und Arcadis Ost 1 (Inbetriebnahme in 2023) in dieser Übersicht nicht aufgeführt sind.

In der Nordsee ist die Inbetriebnahme der OWP Gode Wind 3 mit 253 MW im Jahr 2024 und OWP Borkum Riffgrund 3 mit 913 MW im Jahr 2025 geplant. Der Baubeginn auf See für den OWP Gode Wind 3 erfolgte im Sommer 2023 (siehe oben), die erforderliche Netzanbindung DolWin 6 wurde im September 2023 in Betrieb genommen.

Die Inbetriebnahme des OWP He Dreiht ist für 2025 geplant. Nach der Erteilung des Planfeststellungsbeschlusses durch das BSH im Dezember 2022, wurde von EnBW im März 2023 die finale Investitionsentscheidung getroffen [EnBW (2023)]. Die Bauarbeiten auf See für 64 Vestas V236-15.0 MW mit 960 MW Gesamtleistung begannen im Mai 2024.

Die Netzanbindung DolWin 5 für den OWP Borkum Riffgrund 3 soll 2024 betriebsbereit sein, die Netzanbindung BorWin 5 für den OWP He Dreiht im Jahr 2025.

In der Ostsee ist geplant, den ebenfalls bereits im Bau befindlichen OWP Baltic Eagle (476 MW) im Jahr 2024 fertigzustellen und in Betrieb zu nehmen. Die Netzanbindung Ostwind 2 soll 2024 mit voller Kapazität betriebsbereit sein.

**Tabelle 14: Zuschläge in den Ausschreibungen 2017-2023 für zentral voruntersuchte Flächen**

Netzanbindung	Betriebsbereitschaft	Übertragungs-kapazität	OWP-Leistung	Offshore Windpark (OWP)	Kalenderjahr Ausschreibung
NOR-3-3 (DolWin 6 - HGÜ)	09/2023	900 MW	242 MW	Gode Wind 3	2017 und 2018
			225 MW	Nordseecoluster A (N-3.7)	2017
			433 MW	Nordseecoluster A (N-3.8)	2017
NOR-1-1 (DolWin 5 - HGÜ)	2024 gepl.	900 MW	900 MW	Borkum Riffgrund 3	2017 und 2018
NOR-7-1 (BorWin 5 - HGÜ)	2025 gepl.	900 MW	900 MW	He Dreiht	2017
NOR-7-2 (BorWin 6 - HGÜ)	2027 gepl.	980 MW	980 MW	Nordlicht I	2022
NOR-3-2 (DolWin 4 - HGÜ)	2028 gepl.	900 MW	420 MW	Nordseecoluster B (N-3.5)	2023
			480 MW	Nordseecoluster B (N-3.6)	2023
NOR-6-3 (BorWin 4 - HGÜ)	2028 gepl.	900 MW		Nordlicht II - RWE Renewables Offshore HoldCo Four GmbH (N-6-6)	2023
			630 MW		2023
			270 MW	Waterkant Energy GmbH (N-6.7)	
OST-2-2 (Ostwind 2 - 220 kV AC)	2023 gepl.	250 MW	250 MW	Baltic Eagle (250/476 MW)	2018
OST-2-3 (Ostwind 2 - 220 kV AC)	2024 gepl.	250 MW	226 MW	Baltic Eagle (226/476 MW)	2018
			24 MW	ungenutzt	
OST-1-4 (Ostwind 3 - 220 kV AC)	2026 gepl.	300 MW	300 MW	Windanker	2017

Quelle: FEP 2023, BNetzA, UL Solutions - eigene Recherchen – Auswertung: UL Solutions (Stand: Dezember 2023)

Hinweis: Die bereits in Betrieb genommenen OWP Kaskasi und OWP Arcadis Ost 1 sind in der Tabelle nicht aufgeführt.

Ergänzend ist anzumerken, dass der 2018 im Rahmen einer Ausschreibung bezuschlagte OWP Wikinger Süd (10 MW) nicht realisiert wird. Die BNetzA hatte den Zuschlag mit Beschluss vom

April 2022 widerrufen, weil der erforderliche Finanzierungsnachweis nicht fristgerecht vorgelegt wurde [BNetzA (2022a)].

Schließlich ist noch auf den im Küstenmeer der Ostsee geplanten OWP Gennaker hinzuweisen, der nicht in Tabelle 14:        Zuschläge in den Ausschreibungen 2017-2023 für zentral voruntersuchte Flächen

aufgeführt ist. Das Staatliche Amt für Landwirtschaft und Umwelt Vorpommern hat für das Projekt bereits im Mai 2019 die Genehmigung für die Errichtung und den Betrieb von 103 Offshore-WEA vom Typ Siemens SWT-8.0-154 erteilt [StALU VP (2019)]. Für den aktuell geplanten Einsatz von leistungsstärkeren WEA mit 167 m Rotordurchmesser und bis zu 9 MW Anlagenleistung wurde zwischenzeitlich ein neuer Genehmigungsantrag gestellt. Im August 2023 informierte der zuständige Netzbetreiber 50Hertz über die Auftragsvergabe für die See- und Landkabel für den geplanten Netzanschluss OST-6-1. Demnach handelt es sich bei der Kabelvergabe um drei 220-kV-Systeme mit einer Anschlussleistung für 927 MW, die von zwei Offshore-Umspannplattformen an Land geführt werden. Laut 50Hertz wird derzeit das Planfeststellungsverfahren für den Netzanschluss des OWP Gennaker beim Wirtschaftsministerium in Mecklenburg-Vorpommern vorbereitet [50Hertz (2023)].

Die Bundesregierung hat im Sommer 2022 beschlossen, im Rahmen des Energiesofortmaßnahmenpakets den Ausbaupfad für die Offshore-Windenergie erneut anzupassen. Dementsprechend wurde in der seit 1. Januar 2023 geltenden Novelle des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) eine Steigerung der installierten Leistung von Windenergieanlagen auf See, die an das Netz angeschlossen werden, auf insgesamt mindestens 30 Gigawatt (GW) bis zum Jahr 2030, mindestens 40 GW bis 2035 und mindestens 70 GW bis 2045 festgelegt [WindSeeG (2023)].

Aufgrund der Änderung des WindSeeG erfolgte auch eine Fortschreibung und Änderung des Flächenentwicklungsplans, der für die weiteren Ausschreibungen als zentrales Planungsinstrument für die Nutzung der Offshore-Windenergie dient. Im „Flächenentwicklungsplan 2023 für die deutsche Nord- und Ostsee“ (FEP 2023) werden Flächen auf See zur Realisierung einer installierten Gesamtleistung von ca. 36,5 GW Offshore-Windenergie festgelegt [FEP (2023)].

Im Rahmen der Novellierung des WindSeeG wurde auch das bisherige Ausschreibungssystem für Offshore-Windenergie geändert. Neben den Ausschreibungen für die vom BSH zentral voruntersuchten Flächen wurden weitere Gebotstermine für nicht zentral voruntersuchte Flächen eingeführt. Dabei unterscheiden sich die Kriterien der beiden Vergabeverfahren.

Zum Gebotstermin 1. August 2023 hat die Bundesnetzagentur erstmals die Zuschläge der Offshore-Ausschreibung nach dem neuen Vergabeverfahren für vier zentral voruntersuchte Flächen mit insgesamt 1.800 MW erteilt (siehe Tabelle 14:        Zuschläge in den Ausschreibungen 2017-2023 für zentral voruntersuchte Flächen

). Das Gebotsverfahren orientiert sich an qualitativen Kriterien. Dabei wurden neben der Bereitschaft, für die jeweilige Fläche eine Geldzahlung in Euro zu leisten, auch Kriterien wie die Dekarbonisierung des Offshore-Ausbaus und der Einsatz umweltschonender Gründungstechnologien mit einbezogen. Mit dem Zuschlag erhalten die erfolgreichen Bieterinnen Anspruch auf Durchführung eines Plangenehmigungsverfahrens zur Errichtung und zum Betrieb von Windenergieanlagen auf der Fläche sowie Anspruch auf Anschluss und Netzanbindungskapazität. Insgesamt wurden mit den Ausschreibungen vom Gebotstermin 1. August 2023 Erlöse in Höhe von 784 Mio. € erzielt [BNetzA (2023b)].

Das erste Vergabeverfahren für nicht zentral voruntersuchte Flächen fand bereits zum Gebotstermin 1. Juni 2023 statt. Gegenstand der Ausschreibungen waren vier Flächen mit einem Ausschreibungsvolumen von insgesamt 7.000 MW: drei Flächen (N-11.1, N-12.1, N-12.2) für Off-

shore-Windparks mit je 2.000 MW in der Nordsee, etwa 120 km nordwestlich von Helgoland, und eine Fläche (O-2.2) mit 1.000 MW in der Ostsee, ca. 25 km vor der Insel Rügen. Für alle vier ausgeschriebenen Flächen wurde ein dynamisches Gebotsverfahren durchgeführt, das eine Gesamtsumme von 12,6 Mrd. Euro erzielte. Erfolgreiche Bieter waren die Energiekonzerne BP (N-11.1 für 3,66 Mrd. Euro und N-12.2 für 3,12 Mrd. Euro) sowie Total Energies (N-12.1 für 3,75 Mrd. Euro und O-2.2 für 2,07 Mrd. Euro) [BNetzA (2023b)]. Die Inbetriebnahme der auf den Flächen geplanten Offshore-Windparks ist laut FEP für 2030 vorgesehen. Zwischen Ausschreibung und Inbetriebnahme wird somit ein Zeitraum von sieben Jahren angenommen, während der FEP für voruntersuchte Flächen eine Realisierungsdauer von fünf Jahren berücksichtigt [FEP(2023)].

Für den 1. August 2024 sind Ausschreibungen für zentral voruntersuchte Flächen mit einem Ausschreibungsvolumen von insgesamt 5500 MW für die Flächen N-9.1, N-9.2 und N-9.3 geplant. Der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber gibt als voraussichtliche Fertigstellungstermine für die Offshore-Anbindungsleitungen NOR-9-2 und NOR-9-3 den 21. Dezember 2031 bzw. 21. Dezember 2029 an. Die Veröffentlichung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins der Offshore-Anbindungsleitung NOR-9-1 durch den anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber steht noch aus.

Abschließend ist darauf hinzuweisen, dass die Festlegungen im FEP 2023 zur Umsetzung des Ziels von 30 GW Offshore-Windenergie vorsehen, allein im Zeitraum 3. Quartal 2029 bis 4. Quartal 2030 insgesamt acht Netzanbindungssysteme mit je 2.000 MW und insgesamt 16.000 MW Übertragungskapazität für die auf den Flächen geplanten Offshore-Windparks bereitzustellen [FEP (2023)].

## 4 Quellenverzeichnis

50Hertz (2023): Presseinformation: 50Hertz vergibt Aufträge für See- und Landkabel zur Stromnetzanbindung des Ostsee-Windparks Gennaker. Hrsg.: 50Hertz. August 2023. Veröffentlichung unter: <https://www.50hertz.com/de/News/Details/13593/50hertz-vergibt-auftraege-fuer-see-und-landkabel-zur-stromnetzanbindung-des-ostsee-windparks-gennaker>

AGEE Stat (2024): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Hrsg.: Umweltbundesamt & Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energien-Statistik (Stand: September 2024). Veröffentlichung unter: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland\\_deu.xlsx](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland_deu.xlsx)

Altmann, M. (2019): Status und Perspektiven von PtX – LBST analysiert Entwicklung in Deutschland. In: HZwei 03/Juli 2019, S. 16-19, Juli 2019

BDB (2021): Windindex der Betreiber-Datenbasis, BDB-Index V2017, WEA-Monatsdaten; Hrsg.: enveco GmbH, J. Keiler, H. Häuser, 2021. Veröffentlichung unter: <https://www.enveco.de/betreiber-datenbasis/>

BMW (2013): Presseinformation: BMW Werk Leipzig nimmt Windräder in Betrieb. Windräder des Betreibers wpd liefern grünen Strom zur Produktion von Elektrofahrzeugen. Hrsg.: BMW Group, Leipzig, 14.07.2013. Veröffentlichung unter: <https://www.pressebox.de/pressemitteilung/bmw-ag-werk-leipzig/BMW-Werk-Leipzig-nimmt-Windraeder-in-Betrieb/boxid/611141>

BMW (2019): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz, Teilvorhaben II e: Wind an Land. Erstellt von Deutsche Windguard, Hrsg.: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, März 2019, Veröffentlichung unter: [https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto\\_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2019/Endbericht%202019%20%E2%80%93%20Erfahrungsbericht%20gem%C3%A4%C3%9F%20%C2%A7%2097%20EEG%20-%20Wind%20an%20Land.pdf](https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2019/Endbericht%202019%20%E2%80%93%20Erfahrungsbericht%20gem%C3%A4%C3%9F%20%C2%A7%2097%20EEG%20-%20Wind%20an%20Land.pdf)

BMW (2019a): Pressemitteilung: Altmaier verkündet Gewinner im Ideenwettbewerb ‚Reallabore der Energiewende‘: „Wir wollen bei Wasserstofftechnologien die Nummer 1 in der Welt werden“. Hrsg.: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 18.07.2019, Veröffentlichung unter: <https://www.foerderdatenbank.de/FDB/Content/DE/Pressemitteilung/2019/07/18-gewinner-reallabore-der-energiewende.html>

BMWK (2022): Überblickspapier Energiesofortmaßnahmenpaket (Osterpaket); Hrsg.: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Berlin, 06.04.2022. Veröffentlichung unter: [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0406\\_ueberblickspapier\\_osterpaket.pdf?blob=publicationFile&v=1](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0406_ueberblickspapier_osterpaket.pdf?blob=publicationFile&v=1)

BNetzA (2019): Monitoringbericht 2019. Stand: 27. November 2019. Hrsg.: Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, Bonn, November 2019. Veröffentlichung unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2019/20191127\\_Monitoringbericht.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2019/20191127_Monitoringbericht.html)

BNetzA (2020): Veröffentlichung der Ausschreibungsergebnisse unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Ausschreibungen/Ausschreibungen\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Ausschreibungen_node.html)

BNetzA (2021): Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit - Bericht für das Jahr 2020; Hrsg.: Bundesnetzagentur, Stand: 13.04.2021. Veröffentlichung unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen\\_Gesamtjahr\\_2020.pdf?blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Gesamtjahr_2020.pdf?blob=publicationFile&v=3)

BNetzA (2021a): Ergebnisse der Ausschreibungen für Offshore-Windenergie; Pressemitteilung der Bundesnetzagentur, 09.09.2021. Veröffentlichung unter:

[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2021/20210909\\_Offshore21-1.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2021/20210909_Offshore21-1.pdf?__blob=publicationFile&v=1)

BNetzA (2022): Pressemitteilung vom 27.12.2022 zur Festlegung des Höchstwerts für die Ausschreibungen für Windenergie an Land für die Gebotstermine im Jahr 2023; Veröffentlichung unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2022/20221227\\_Hoechstwerte.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2022/20221227_Hoechstwerte.pdf?__blob=publicationFile&v=1)

BNetzA (2022a): Beschlussfassung vom 08.04.2022 wegen Widerruf des Zuschlags vom 27.04.2018, Az. BK6-18-001-08 für die Anbindungsleitung OST-1-3 zur Einspeisung des Offshore-Windparks Wikinger Süd; Veröffentlichung unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-009/BK6-22-009\\_beschluss\\_vom\\_08.04.2022.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-009/BK6-22-009_beschluss_vom_08.04.2022.pdf?__blob=publicationFile&v=1)

BNetzA (2023): Statistiken erneuerbarer Energieträger – August 2023; Stand 19.09.2023; Veröffentlichung unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EE-Statistik/start.html>

BNetzA (2023a): Quartalsbericht Netzengpassmanagement – Erstes Quartal 2023, (Stand: 09/2023); Veröffentlichung unter:

[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/QuartalszahlenQ1in2023.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/QuartalszahlenQ1in2023.pdf?__blob=publicationFile&v=1)

BNetzA (2023b): Ausschreibungen für EE- und KWK-Anlagen; Veröffentlichung unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/artikel.html>

Brühl, S. (2019): Regional soll das neue Grün werden. In: E&M special Stark im Wind, S. 32 ff, Hrsg.: Energie & Management, Herrsching, 1. September 2019. Veröffentlichung unter: [https://www.bet-energie.de/fileadmin/redaktion/PDF/Veroeffentlichungen/2019/E\\_M-Regional-soll-das-neue-Gruen-werden.pdf](https://www.bet-energie.de/fileadmin/redaktion/PDF/Veroeffentlichungen/2019/E_M-Regional-soll-das-neue-Gruen-werden.pdf)

BVKW (2019): Installierte Leistung, Stromerzeugung und Marktentwicklung von Kleinwindanlagen in Deutschland. Autor: M. Gehling, Ingenieurbüro für Erneuerbare Energien in Zusammenarbeit mit Bundesverband Kleinwindanlagen (BVKW e.V.) im Auftrag des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Januar 2019. Veröffentlichung unter: <https://bundesverband-kleinwindanlagen.de/wp-content/uploads/2022/06/Studie-Gehling-2018.pdf>

BWE (2018): Leitfaden: Erlösoptionen außerhalb des EEG: Eigenversorgung – Direktlieferung – Power-to-X und Regelleistung. Wie sie umgesetzt werden können und was dabei zu beachten ist. Bearbeitung: S. Herz, B. Hennig. Hrsg.: Bundesverband WindEnergie e.V., Berlin, Januar 2018. Veröffentlichung unter: <https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/03-sektorenkopplung/20180115-erloesoptionen-ausserhalb-des-eeg.pdf>

DB (2019): Presseinformation: Offshore-Ökostrom für Züge der Deutschen Bahn. Deutsche Bahn, innogy und RWE Supply & Trading schließen Stromliefervertrag - Windpark „Nordsee Ost“ liefert grünen Strom für fünf Jahre. Hrsg.: Deutsche Bahn AG / innogy / RWE Supply & Trading, Berlin, 9. September 2019. Veröffentlichung unter: <https://nachhaltigkeit.deutschebahn.com/de/news/offshore-oekostrom>

DB (2021): Presseinformation: Mit Rückenwind von Helgoland: Bahnstrommix wird noch grüner; Hrsg.: Deutsche Bahn AG, Berlin, 5. April 2021. Veröffentlichung unter: [https://www.deutschebahn.com/resource/blob/7343738/2399eacea035e260cd9838b0cfd0c0e6/Integrierter-Bericht-2021\\_download-data.pdf](https://www.deutschebahn.com/resource/blob/7343738/2399eacea035e260cd9838b0cfd0c0e6/Integrierter-Bericht-2021_download-data.pdf)

Deutsche Windguard (2021): Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland – Jahr 2020. Veröffentlichung im Auftrag von Bundesverband Windenergie e.V. und VDMA Power Systems, Varel, 26.01.2021 unter: [https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto\\_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2021/Status%20des%20Windenergieausbaus%20an%20Land%20-%20Jahr%202020.pdf](https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2021/Status%20des%20Windenergieausbaus%20an%20Land%20-%20Jahr%202020.pdf)

Deutsche Windguard (2022): Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland – Jahr 2021. Veröffentlichung im Auftrag von Bundesverband Windenergie e.V. und VDMA Power Systems, Varel, 20.01.2022 unter: [https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/Factsheet\\_Status\\_Windenergieausbau\\_an\\_Land\\_2021.pdf](https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/Factsheet_Status_Windenergieausbau_an_Land_2021.pdf)

Deutsche Windguard (2022a): Kurzfristanalyse zur Kostensituation der Windenergie an Land; Bericht von Deutsche Windguard GmbH im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz vom 20.12.2022; Veröffentlichung unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/kurzfristanalyse-zur-kosten-situation-der-windenergie-an-land.html>

Deutsche Windguard (2023): Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland - Jahr 2023, Veröffentlichung im Auftrag von Bundesverband Windenergie e.V., Bundesverband Windenergie Offshore e.V. (BWO), Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE, VDMA Power Systems, WAB e.V. und WindEnergy Network e.V. ok, w(WEN), Varel, 30.01.2024. Veröffentlichung unter: [https://www.windguard.de/statistik-jahr-2023.html?file=files/cto\\_layout/img/unternehmen/windenergiestatistik/2023/Jahr/Status%20des%20Offshore-Windenergieausbaus\\_Jahr%202023.pdf](https://www.windguard.de/statistik-jahr-2023.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/windenergiestatistik/2023/Jahr/Status%20des%20Offshore-Windenergieausbaus_Jahr%202023.pdf)

DESTATIS (2024): Pressemitteilung Nr. 087 vom 7. März 2024: „Stromerzeugung 2023: 56 % aus erneuerbaren Energieträgern“; Veröffentlichung unter: [https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2024/03/PD24\\_087\\_43312.html](https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2024/03/PD24_087_43312.html)

EEG 2023 (2022): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2023). Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), zuletzt geändert durch Artikel 4 des Gesetzes vom 23. Oktober 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 327). Veröffentlichung unter: [https://www.gesetze-im-internet.de/eeg\\_2014/BJNR106610014.html](https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html)

EEG-Registerdaten (2019): EEG-Registerdaten der BNetzA, Stand: 31.1.2019; Veröffentlichung unter: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/EEG-Abrechnungen/EEG-Jahresabrechnungen/EEG-Anlagenstammdaten>

EnBW (2023): Pressemitteilung: Grünes Licht für EnBW Offshore Windpark ‚He Dreiht‘; Hrsg: EnBW, Karlsruhe, 23. März 2023. Veröffentlichung unter: [https://www.enbw.com/media/presse/docs/dokumente-zu-pressemitteilungen/2023/20230323\\_enbw-fid-offshore-hedreiht.pdf](https://www.enbw.com/media/presse/docs/dokumente-zu-pressemitteilungen/2023/20230323_enbw-fid-offshore-hedreiht.pdf)

FA Wind (2023): Ausbausituation der Windenergie an Land im Jahr 2022. Hrsg.: Fachagentur Windenergie an Land, Berlin, Februar 2023. Veröffentlichung unter: [https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Analysen/FA\\_Wind\\_Zubauanalyse\\_Wind-an-Land\\_Gesamtjahr\\_2022.pdf](https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Analysen/FA_Wind_Zubauanalyse_Wind-an-Land_Gesamtjahr_2022.pdf)

FA Wind (2023a): Ergebnisse der Ausschreibungen Wind an Land, Stand: 15.09.2023; Veröffentlichung unter: <https://www.fachagentur-windenergie.de/veroeffentlichungen/ausbauentwicklung/ausschreibungsergebnisse>

FEP (2020): Flächenentwicklungsplan 2020 für die deutsche Nord- und Ostsee. Hrsg.: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, Hamburg, 18. Dezember 2020. Veröffentlichung unter: [https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/\\_Anlagen/Downloads/Downloads\\_Publikationsslider/FEP\\_2020\\_Flaechenentwicklungsplan\\_2020.pdf?blob=publicationFile&v=6](https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/Downloads_Publikationsslider/FEP_2020_Flaechenentwicklungsplan_2020.pdf?blob=publicationFile&v=6)

FEP (2023): Flächenentwicklungsplan 2023 für die deutsche Nordsee und Ostsee. Hrsg.: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, Hamburg, 20. Januar 2023. Veröffentlichung unter:

[https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/\\_Anlagen/Downloads/FEP\\_2023\\_1/Flaechenentwicklungsplan\\_2023.pdf?blob=publicationFile&v=1](https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/FEP_2023_1/Flaechenentwicklungsplan_2023.pdf?blob=publicationFile&v=1)

FGW (2020): Technische Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 6 (TR 6) – Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen, Revision 11; Hrsg.: FGW e.V. – Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien, Berlin, 21.09.2020. Veröffentlichung unter: [https://wind-fgw.de/wp-content/uploads/2020/10/FGW\\_Teil6\\_Rev11\\_200921\\_preview\\_d.pdf](https://wind-fgw.de/wp-content/uploads/2020/10/FGW_Teil6_Rev11_200921_preview_d.pdf)

Jensen, D. (2019): Ein Großer unter den Kleinen. In: E&M special Kleinwind-Journal, S. 14, Hrsg.: Energie & Management, Herrsching, 1. Mai 2019. Veröffentlichung unter: [https://www.energie-und-management.de/fileadmin/user\\_upload/Zeitung/E&M\\_2019\\_Kleinwind.pdf](https://www.energie-und-management.de/fileadmin/user_upload/Zeitung/E&M_2019_Kleinwind.pdf)

Köpke, R. (2019a): „Viel Traffic bei PPA ist bereits jetzt zu spüren“. In: Energie & Management, Ausgabe 1. Juni 2019, S. 6 ff, Juni 2019, Veröffentlichung unter: [https://enervis.de/wp-content/uploads/2019/06/EM-11-2019\\_PPA-Barometer.pdf](https://enervis.de/wp-content/uploads/2019/06/EM-11-2019_PPA-Barometer.pdf)

Köpke, R. (2019b): Mehr Zuversicht. In: Energie & Management, Ausgabe 15. August 2019, S. 10 ff, August 2019. Papiaerausgabe.

Lichtblick (2019): Pressemitteilung: LichtBlick unterzeichnet Vertrag für direkte Stromlieferung aus deutscher Windkraft. Hrsg.: LichtBlick SE, Hamburg, 17.05.2019. Veröffentlichung unter: <https://www.lichtblick.de/presse/lichtblick-unterzeichnet-vertrag-fuer-direkte-stromlieferung-aus-deutscher-windkraft/>

MaStR (2021): Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur. Veröffentlichung unter: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht> (Datenstand: 12.03.2021)

MaStR (2023): Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur. Veröffentlichung von tagesaktuellen Daten unter: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht>

MaStR (2024): Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur. Veröffentlichung von tagesaktuellen Daten unter: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht> (Datenstand 02.04.2024/Status 31.12.2023)

Netztransparenz (2023): Informationen zur Direktvermarktung; Veröffentlichung von monatlich aktualisierten Daten unter: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/Transparenzanforderungen/Ausfall-und-Direktvermarktung>

Öko-Institut e.V. (Q1/2023): Monitoring der Direktvermarktung - Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz. Veröffentlichung unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoring-der-direktvermarktung-quartalsbericht-03-2023.pdf?blob=publicationFile&v=6>

StALU VP (2019): Bekanntmachung: Erteilung einer Genehmigung für die Errichtung und Betrieb von 103 Off-shore-Windenergieanlagen im Offshore-Windparks Gennaker“. Hrsg.: Staatliches Amt für Landwirtschaft und Umwelt Vorpommern, 03.06.2019. Veröffentlichung unter: [https://www.stalu-mv.de/vp/Service/Presse\\_Bekanntmachungen/?id=149977&processor=processor.sa.pressemitteilung](https://www.stalu-mv.de/vp/Service/Presse_Bekanntmachungen/?id=149977&processor=processor.sa.pressemitteilung)

Statkraft (2018a): Pressemitteilung: Statkraft ermöglicht mit erstem Wind-PPA in Deutschland Weiterbetrieb von sechs Windparks nach Auslaufen der EEG-Förderung. Hrsg.: Statkraft Markets GmbH, Düsseldorf, 12.10.2018. Veröffentlichung unter: <https://www.statkraft.de/presse/2018/statkraft-enables-first-wind-ppa-in-germany/>

Statkraft (2018b): Pressemitteilung: Statkraft und Mercedes-Benz Cars schließen Stromliefervertrag und sichern damit Weiterbetrieb von sechs Bürgerwindparks. Hrsg.: Statkraft Markets GmbH, Düsseldorf, 12.12.2018, Veröffentlichung unter: <https://www.statkraft.de/presse/2018/daimler-und-statkraft/>

Topagrar (2019): Kleinwindkraft. Neue Kleinwindanlage eingeweiht. 19.März 2019. Veröffentlichung unter: <https://www.topagrar.com/energie/news/neue-kleinwindanlage-eingeweiht-10581216.html>

ÜNB (2023): Anlagenstammdaten und Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber zur EEG-Jahresabrechnung 2022; Veröffentlichung vom 31.07.2023 unter: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/EEG-Abrechnung/EEG-Jahresabrechnungen/EEG-Jahresabrechnungen-2022-2000>

ÜNB (2024): Anlagenstammdaten und Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber zur EEG-Jahresabrechnung 2022; Veröffentlichung vom 16.09.2024 unter: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/EEG-Abrechnungen/EEG-Jahresabrechnungen/EEG-Jahresabrechnungen>

WindSeeG (2023): Windenergie-auf-See-Gesetz vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258, 2310), zuletzt geändert durch Art. 10 des Gesetzes vom 8. Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 151). Veröffentlichung unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/windseeg/BJNR231000016.html>