

CLIMATE CHANGE

38/2019

Analyse der kurz- und mittelfristigen Verfügbarkeit von Flächen für die Windenergienutzung an Land

Kurztitel: Flächenanalyse Windenergie an Land
Abschlussbericht

CLIMATE CHANGE 38/2019

EVUPLAN des Bundesministerium für Wirtschaft und
Energie

Forschungskennzahl 37EV 16 117 0

FB000157

Analyse der kurz- und mittelfristigen Verfügbarkeit von Flächen für die Windenergienutzung an Land

Kurztitel: Flächenanalyse Windenergie an Land
Abschlussbericht

von

Marian Bons, Michael Döring, Corinna Klessmann, Jonas
Knapp, Silvana Tiedemann
Navigant Energy Germany GmbH, Berlin

Carsten Pape, Daniel Horst, Klara Reder, Mirjam Stappel
Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und
Energiesystemtechnik IEE, Kassel

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
Internet: www.umweltbundesamt.de

 [/umweltbundesamt.de](https://www.facebook.com/umweltbundesamt.de)

 [/umweltbundesamt](https://twitter.com/umweltbundesamt)

Durchführung der Studie:

Navigant Energy Germany GmbH
Albrechtstraße 10c
10117 Berlin

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE
Königstor 59
34119 Kassel

Abschlussdatum:

Juni 2019

Redaktion:

Fachgebiet V 1.3 – Erneuerbare Energien
Marie-Luise Plappert, Manuel Rudolph

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, November 2019

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

Kurzbeschreibung

Seit 2017 wird die finanzielle Förderung von Windenergieanlagen an Land durch Ausschreibungen ermittelt. Den weiteren Zubau der Windenergie steuert der Gesetzgeber, indem er jährliche Ausschreibungsvolumen vorgibt. Flächenausweisungen für die Windenergie an Land können zum einen auf Ebene der Regionalplanung und zum anderen auf Ebene der Bauleitplanung erfolgen. Es stellt sich die Frage, ob die Flächenkulisse, die zur Nutzung für die Windenergie an Land kurz- und mittelfristig zur Verfügung steht, ausreicht, um ein ausreichendes Wettbewerbsniveau in den Ausschreibungen zu gewährleisten und das von der Bundesregierung gesetzte Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien bis 2030 auf 65 % zu steigern, zu erreichen.

Im Rahmen der Studie wurde die aktuelle Flächenkulisse ermittelt und für drei Zeitpunkte untersucht, welcher Teil der Flächenkulisse, unter Berücksichtigung der Bestandsanlagen, frei ist.

Die Untersuchung zeigt, dass das ermittelte Leistungspotenzial der aktuellen Flächenkulisse rechnerisch die Ausschreibungsvolumina nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) bis 2025 und 2030 übersteigt, jedoch erheblichen Unsicherheiten unterliegt. Während das ermittelte Leistungspotenzial die Ausschreibungsvolumina bis 2025 noch übersteigt, gibt es bis 2030 nur einen geringen Überhang, der aufgrund der ermittelten Unsicherheiten deutlich die Gefahr eines zu geringen Wettbewerbsniveaus birgt. Des Weiteren bestehen erhebliche Unsicherheiten, ob die Zielwerte des Netzentwicklungsplans für Windenergie an Land bis 2030 zur Erreichung des 65-%-Ziels mit der aktuellen Flächenkulisse erreicht werden können.

Zur Erhöhung der Flächenkulisse ließen sich im Rahmen der Studie Handlungsempfehlungen ableiten, die auf eine Ausweitung der Flächenkulisse, den Verzicht auf pauschale Siedlungsabstände, die Erhöhung der Rechtssicherheit der Pläne, die Verbesserung der Nutzbarkeit ausgewiesener Flächen, eine bessere Datenverfügbarkeit und den Umgang mit Bestandsanlagen abzielen.

Abstract

Since 2017, in Germany financial support for onshore wind turbines has been determined through auctions. The federal legislator controls the further expansion of wind energy by specifying annual auction volumes. Land use planning for onshore wind energy can be carried out at a regional planning level and on a municipal planning level. The question arises whether the land available for use for onshore wind energy in the short and medium-term is sufficient to guarantee a sufficient level of competition in the auctions. Moreover, the question how to achieve the target of increasing the share of renewable energies to 65 % by 2030 set by the federal government, requires attention.

This study firstly determined the size of wind areas at present. Based on this assessment and taking into account existing wind turbines, it then measured the amount of available "free area" for onshore wind energy for three points in time.

The study shows that the calculated capacity potential of the current wind areas exceeds the auction volumes under the Renewable Energy Sources Act (EEG) until 2025 and 2030, but is subject to considerable uncertainties. While the determined capacity potential still exceeds the auction volumes by 2025, this difference decreases considerably by 2030. Due to the uncertainties determined in this study, there is a clear risk of too little competition. In addition, it is ambiguous as to whether the target values of the grid development plan for onshore wind energy by 2030 for the achievement the overall 65 % renewable energy target can be attained with the current land level.

In order to increase the designated wind area, recommendations for action were derived from the findings of the analysis. More specifically, these aim at an expansion of wind area, the renunciation of blanket settlement distances, the increase of the legal certainty of the plans, the improvement of the usability of designated areas, a better data availability and the handling of existing wind turbines.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	6
Abbildungsverzeichnis	9
Tabellenverzeichnis	13
Abkürzungsverzeichnis	15
Zusammenfassung.....	17
Summary.....	29
1 Hintergrund und Ziele.....	40
1.1 Hintergrund.....	40
1.2 Ziele des Vorhabens.....	41
1.3 Struktur des Berichts	41
2 Datenerhebung und Aufbereitung	43
2.1 Daten zu ausgewiesenen Gebieten für die Windenergie	43
2.1.1 Flächenausweisung und Flächentypen	43
2.1.2 Datenbeschaffung und -aufbereitung.....	45
2.2 Daten der Windenergieanlagen im Bestand.....	50
3 Methodisches Vorgehen und Parametrierung der Flächenanalyse	54
3.1 Für die Analysen berücksichtigte Flächen für die Windenergienutzung	54
3.2 Ermittlung der Hauptwindrichtung und Abstandsannahmen	55
3.3 Identifikation bereits belegter und noch freier Flächen.....	56
3.4 Anlagenparameter	58
3.5 Anlagenplatzierung und Ermittlung der installierbaren WEA-Leistung.....	59
4 Auswertung der Flächenpotenziale	61
4.1 Flächenpotenzial	61
4.2 Zubaupotenzial auf den ausgewiesenen Flächen für die Windenergienutzung.....	63
4.3 Auswertung Bestandsanlagen	68
4.3.1 Repoweringpotenzial	72
4.3.2 Ersatzlose Stilllegungen.....	74
5 Analysen zur Bedeutung von Ausweisungen auf Ebene der Bauleitplanung	80
6 Hemmnisse der Nutzbarkeit und Steuerungsinstrumente.....	85
6.1 Befragungsergebnisse.....	85
6.1.1 Hemmnisse zur Nutzung von ausgewiesenen Flächen	85
6.1.2 Ausweisung von speziellen Gebieten für das Repowering	86
6.1.3 Instrumente zum Erhalt von Bestandsgebieten.....	87
6.1.4 Potenzial für zukünftige Gebietsausweisungen	87

6.2	Analyse weiterer Gründe, die eine Bebauung von Flächen für die Windenergienutzung verhindern.....	88
6.2.1	Windressource	88
6.2.2	Flächenausweisungen in Waldgebieten.....	89
6.2.3	Verschneidung mit den Flächen der Potenzialanalyse des UBA.....	90
6.2.4	Auswirkungen pauschaler Abstände zu Siedlungsflächen	93
7	Einordnung der ermittelten Flächenkulisse und Leistungspotenziale	97
7.1	Zeitliche Verfügbarkeit der ermittelten Leistungspotenziale	97
7.2	Einordnung der ermittelten Flächen- und Leistungspotenziale anhand der wesentlichen Einflussfaktoren.....	100
7.2.1	Auswirkung der Datenlage auf die Flächenkulisse.....	101
7.2.2	Einschränkungen der Nutzbarkeit der Flächenkulisse	102
7.2.3	Annahmen und Vereinfachungen zur Ermittlung des Leistungspotenzials	107
7.2.4	Zeitliche Einschränkungen der Nutzbarkeit des Potenzials für Ausschreibungen	109
7.3	Analyse des Wettbewerbs in den Ausschreibungen	113
7.4	Auswirkungen einer Unterzeichnung der Ausschreibungen	117
7.5	Gegenüberstellung der aktuellen Flächenkulisse mit den Zielen der Bundesländer	119
7.6	Einordnung der Entwicklung der Windenergie an Land vor dem 65-%-Ziel der Bunderegierung zum Ausbau erneuerbarer Energien bis 2030	122
8	Einordnung der regionalen Belastung durch Einspeisemanagement	125
8.1	Historische Entwicklung der EinsMan- und Redispatchmengen und -kosten	125
8.2	Einsatz von Einspeisemanagement im Status quo	127
8.3	Abschätzung der Entwicklung von Netzengpässen	129
8.4	Abschätzung der Verteilung des ermittelten Leistungspotenzials auf von Abregelungen betroffene Regionen	132
9	Auswirkungen niedriger spezifischer Flächenleistungen in Norddeutschland auf das Einspeiseverhalten des Zubaus der Windenergie an Land	134
9.1	Methodisches Vorgehen und Abgrenzung des Untersuchungsraums	134
9.1.1	Abgrenzung der Region Norddeutschland	134
9.1.2	Anlagenkonfiguration.....	135
9.1.3	Ertragsminderung durch Verluste.....	138
9.1.4	Modellierung der Einspeisezeitreihen für ausgewiesene Flächen.....	138
9.2	Auswirkungen auf das Leistungspotenzial.....	139
9.3	Auswirkungen auf das Einspeiseverhalten	142
9.4	Schlussfolgerungen und weiterer Analysebedarf.....	145
10	Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen	147
10.1	Zentrale Ergebnisse des Vorhabens.....	147

10.2	Handlungsempfehlungen.....	150
11	Quellenverzeichnis.....	157
12	Anhang.....	158

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Übersicht der Einflussfaktoren zur Einordnung der Flächenkulisse und der Leistungspotenziale.....	19
Abbildung 2:	Verbleibende Flächenanteile bundesweit nach Pufferung der Wohnbauflächen in Abhängigkeit vom Pufferradius.....	22
Abbildung 3:	Gegenüberstellung Ausschreibungsvolumen Windenergie an Land mit dem ermittelten Leistungspotenzial der aktuellen Flächenkulisse	23
Abbildung 4:	Übersicht über das methodische Vorgehen	42
Abbildung 5:	Kartendarstellung der Planungsregionen	44
Abbildung 6:	An der räumlichen Planung beteiligte Ebenen	45
Abbildung 7:	Kartendarstellung der Datenverfügbarkeit	48
Abbildung 8:	Kartendarstellung zum Planstand und Ausweisungsjahr der berücksichtigten Flächenausweisungen	49
Abbildung 9:	Kartendarstellung der Steuerung auf Regionalplanungsebene.....	50
Abbildung 10:	Ertragsbasierte Hauptwindrichtung in 120 m Höhe auf Basis von COSMO-DE (2007–2015)	56
Abbildung 11:	Methodisches Vorgehen zur Ermittlung der verfügbaren Windflächen	57
Abbildung 12:	Skizzierung der Pufferung der Mindestabstände im Rahmen der Anlagenplatzierung.....	60
Abbildung 13:	Anteil der WEA-Standorte in Bezug auf die ausgewiesenen Windflächen je Bundesland.....	69
Abbildung 14:	Anteil der installierten WEA-Leistung in Bezug auf die ausgewiesenen Windflächen je Bundesland.....	70
Abbildung 15:	Anzahl des jährlichen Zubaus von (heute noch im Betrieb befindlichen) WEA in Bezug auf die ausgewiesenen und in Aufstellung befindlichen Windflächen (bundesweit)	71
Abbildung 16:	Analyse des jährlichen Zubaus von (heute noch im Betrieb befindlichen) WEA hinsichtlich deren Lage innerhalb der untersuchten Windflächen	72
Abbildung 17:	Erwarteter Rückbau von WEA bei einer einheitlichen Nutzungsdauer von 20 Jahren.....	73
Abbildung 18:	Erwartete Rückbauleistung von WEA bei einer einheitlichen Nutzungsdauer von 20 Jahren	74
Abbildung 19:	Erwarteter Rückbau bei einer Nutzungsdauer von 25 Jahren von WEA außerhalb der untersuchten Windflächen (WEA innerhalb: 20 Jahre)	76
Abbildung 20:	Erwartete Rückbauleistung bei einer Nutzungsdauer von 25 Jahren von WEA außerhalb der untersuchten Windflächen (WEA innerhalb: 20 Jahre)	77

Abbildung 21:	Entwicklung der Bestandsanlagen bei unterschiedlichen Laufzeiten der WEA außerhalb der untersuchten Windflächen (Anzahl)	78
Abbildung 22:	Entwicklung der Bestandsanlagen bei unterschiedlichen Laufzeiten der WEA außerhalb der untersuchten Windflächen (Leistung)	79
Abbildung 23:	Gründe, die eine Errichtung von WEA auf den Gebieten verhinderten; Anzahl Nennung gesamt sowie Häufigkeit der Nennung als Hauptgrund	86
Abbildung 24:	Mittlere Windgeschwindigkeiten in 100 m Höhe über den Windflächen	89
Abbildung 25:	Prozentualer Anteil von Windflächen beziehungsweise Bestandsanlagen innerhalb von Waldflächen	90
Abbildung 26:	Prozentualer Anteil von Windflächen beziehungsweise Bestandsanlagen innerhalb der Potenzialflächen aus (UBA 2013)	91
Abbildung 27:	Prozentualer Anteil von Windflächen innerhalb der Ausschlussflächen aus (UBA 2013)	92
Abbildung 28:	Beispielfläche zur Auswirkung von Pufferabständen von 400-2.000 m	93
Abbildung 29:	Verbleibende Flächenanteile je Bundesland nach Pufferung der Wohnbauflächen und der Flächen gemischter Nutzung in Abhängigkeit vom Pufferradius	94
Abbildung 30:	Verbleibende Flächenanteile je Bundesland nach Pufferung der Wohnbauflächen in Abhängigkeit vom Pufferradius	95
Abbildung 31:	Verbleibende Flächenanteile bundesweit nach Pufferung der Wohnbauflächen in Abhängigkeit vom Pufferradius	96
Abbildung 32:	Leistungspotenzial der ausgewiesenen Flächen auf Ebene der Regionalplanung nach Zeitpunkt der Flächenausweisung beziehungsweise der Entwurfsversion	98
Abbildung 33:	Verfügbares Leistungspotenzial der ausgewiesenen Flächen auf Ebene der Regional- und Bauleitplanung über die Zeit	99
Abbildung 34:	Übersicht der Einflussfaktoren zur Einordnung der Flächenkulisse und der Leistungspotenziale	100
Abbildung 35:	Anteil nicht genutzter Flächen- und Leistungspotenziale von zwischen 2000 und 2014 in Kraft getretener Pläne nach Jahr der Flächenausweisung	104
Abbildung 36:	Anteil nicht genutzter Flächen- und Leistungspotenziale von zwischen 2000 und 2014 in Kraft getretener Pläne nach Bundesländern	105
Abbildung 37:	Auswirkungen der 10H-Regelung auf die Leistungspotenziale in Bayern	106
Abbildung 38:	Auswirkungen der 10H-Regelung auf die Leistungspotenziale in Bayern nach Planungs-regionen 2017	107
Abbildung 39:	Verfügbares Leistungspotenzial der ausgewiesenen Flächen innerhalb und außerhalb des Netzausbaugebiets über die Zeit	111

Abbildung 40:	Gegenüberstellung Ausschreibungsvolumen Windenergie an Land mit dem ermittelten Leistungspotenzial der aktuellen Flächenkulisse ..	115
Abbildung 41:	Beschleunigung und Verzögerung als Reaktion auf ein niedriges Wettbewerbsniveau	117
Abbildung 42:	Gegenüberstellung installierte Leistung Windenergie an Land bei Erreichung des 65%-Ziels mit der gesamt installierbaren Leistung	123
Abbildung 43:	Entwicklung der EinsMan- und Redispatchmaßnahmen in Deutschland	125
Abbildung 44:	Verteilung der Ausfallarbeit von erneuerbaren Energien nach Bundesländern.....	126
Abbildung 45:	Verteilung der Ausfallarbeit nach Energieträgern.....	127
Abbildung 46:	Abschätzung der Verteilung von Ausfallarbeit von erneuerbaren Energien in 2017 nach Landkreisen	129
Abbildung 47:	Gegenüberstellung der regionalen Verteilung von EinsMan für das Jahr 2017 (links) und kalkulierte Spitzenkappung aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz für das Jahr 2030 (rechts)	131
Abbildung 48:	Häufigkeit von unzulässig hohen Leitungsauslastungen bei Ausfall eines Netzelements im BBP-Netz für das Jahr 2030.....	132
Abbildung 49:	Verteilung des Leistungspotenzials der Ende 2017 und Ende 2030 freien Flächen nach der Betroffenheit von Abregelungen im Status Quo und im Jahr 2030.....	133
Abbildung 50:	Unterteilung des Untersuchungsgebietes in 5 Regionen	135
Abbildung 51:	Durchschnittliche spezifische Flächenleistung in W/m ² nach Bundesländern im Basisszenario für 2017 (links) und für den Zeitraum 2018–2025 (rechts).....	136
Abbildung 52:	Leistungskennlinien der Beispielanlagen im Basisszenario mit 120 m Rotordurchmesser und im Alternativszenario mit 140 m Rotordurchmesser	137
Abbildung 53:	Parkleistungskennlinien unter Berücksichtigung von Abschattungsverlusten am Beispielstandort für die Beispielanlagen mit 120 m Rotordurchmesser (links) und 140 m Rotordurchmesser (rechts).....	138
Abbildung 54:	Prozentuale Veränderung der installierbaren Leistung, der Volllaststunden und der Energiemengen der einzelnen Regionen und Gesamt (Wetterjahr 2015)	140
Abbildung 55:	Prozentuale Veränderung der installierbaren Leistung, der Volllaststunden und der Energiemengen der einzelnen Regionen und Gesamt (Wetterjahr 2016)	141
Abbildung 56:	Jahresdauerlinie der Energieerzeugung im Basisszenario (120 m RD) und im Alternativszenario (140 m RD).....	142
Abbildung 57:	Jahresdauerlinie der Energieerzeugung im Basisszenario (120 m RD) und im Alternativszenario (140 m RD) bei identischen Energiemengen	143

Abbildung 58:	Einspeisemanagement in Abhängigkeit von der Windeinspeisung 2015	144
Abbildung 59:	Anteil des Einspeisemanagements an der Windeinspeisung in Prozent in Abhängigkeit der Windeinspeisung 2015 in MW	145
Abbildung 60:	Erwarteter Rückbau bei einer Nutzungsdauer von 30 Jahren von WEA außerhalb der untersuchten Windflächen (WEA innerhalb: 20 Jahre)	165
Abbildung 61:	Erwartete Rückbauleistung bei einer Nutzungsdauer von 30 Jahren von WEA außerhalb der untersuchten Windflächen (WEA innerhalb: 20 Jahre)	166

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Ausgewiesene und freie Flächen für die Windenergienutzung in den Bundesländern (Regionalplanung + Bauleitplanungsebene)	21
Tabelle 2:	Übersicht der Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen	26
Tabelle 3:	Übersicht über die Gebietskategorien der Flächenausweisungen für Windenergie in den einzelnen Bundesländern (Stand 01.08.2018)...	46
Tabelle 4:	Berücksichtigter Anlagenbestand im Vergleich zu veröffentlichten Daten (Stand 31.12.2017).....	52
Tabelle 5:	Erwartete durchschnittliche Auslegung von Zubau-WEA im Jahr 2022	59
Tabelle 6:	Ausgewiesene und freie Flächen für die Windenergienutzung in den Bundesländern (Regionalplanung- + Bauleitplanungsebene)	62
Tabelle 7:	Flächenanteile der untersuchten Flächenkulisse im Entwurfsstadium	63
Tabelle 8:	Zubaupotenzial Anfang 2018 noch freier Flächen für die Windenergienutzung	64
Tabelle 9:	Flächenverfügbarkeit und Zubaupotenzial in 2025 und 2030.....	65
Tabelle 10:	Flächenverfügbarkeit und Zubaupotenzial für WEA bei vollständig unbebauten Windflächen („Grüne Wiese“)	66
Tabelle 11:	Beitrag der Bauleitplanungsebene zur gesamten Flächenverfügbarkeit	80
Tabelle 12:	Beitrag der Bauleitplanebene zum gesamten Zubaupotenzial (Anzahl WEA)	81
Tabelle 13:	Datenlage in Nordrhein-Westfalen.....	82
Tabelle 14:	Flächenausweisung für die Windenergienutzung auf Ebene der Bauleitplanung in Nordrhein-Westfalen.....	83
Tabelle 15:	Einflussfaktoren zur Einordnung der Flächenkulisse und der Leistungspotenziale – Auswirkungen der Ungenauigkeit der Datengrundlage auf die Flächenkulisse	101
Tabelle 16:	Einflussfaktoren zur Einordnung der Flächenkulisse und der Leistungspotenziale –Einschränkungen der Nutzbarkeit der Flächenkulisse.....	103
Tabelle 17:	Einflussfaktoren zur Einordnung der Flächenkulisse und der Leistungspotenziale – Annahmen und Vereinfachungen zur Ermittlung des Leistungspotenzials	108
Tabelle 18:	Einflussfaktoren zur Einordnung der Flächenkulisse und der Leistungspotenziale – zeitliche Einschränkungen der Nutzbarkeit des Leistungspotenzials für die Ausschreibungen	110
Tabelle 19:	Ausschreibungsvolumen für Gebote mit Windenergieanlagen an Land	113
Tabelle 20:	Übersicht über die energiepolitischen Ziele der Bundesländer	119

Tabelle 21:	Gegenüberstellung	121
Tabelle 22:	Durchschnittliche Anlagenkonfiguration für Schleswig-Holstein und Niedersachsen im Basisszenario und im Alternativszenario	137
Tabelle 23:	IWR-Windertragsindex jeweils im Vergleich zum vorherigen 10-Jahreszeitraum.....	139
Tabelle 24:	Auswirkung einer geänderten Anlagenkonfiguration im Alternativszenario auf das Leistungspotenzial bis 2025 gegenüber dem Basisszenario	139
Tabelle 25:	Stand Datenbeschaffung Windflächen für Baden-Württemberg.....	158
Tabelle 26:	Stand Datenbeschaffung Windflächen für Bayern	158
Tabelle 27:	Stand Datenbeschaffung Windflächen für Brandenburg	159
Tabelle 28:	Stand Datenbeschaffung Windflächen für Hessen.....	159
Tabelle 29:	Stand Datenbeschaffung Windflächen für Mecklenburg-Vorpommern	160
Tabelle 30:	Stand Datenbeschaffung Windflächen für Niedersachsen.....	160
Tabelle 31:	Stand Datenbeschaffung Windflächen für Nordrhein-Westfalen ..	162
Tabelle 32:	Stand Datenbeschaffung Windflächen für Rheinland-Pfalz	162
Tabelle 33:	Stand Datenbeschaffung Windflächen für Sachsen	162
Tabelle 34:	Stand Datenbeschaffung Windflächen für Sachsen-Anhalt	163
Tabelle 35:	Stand Datenbeschaffung Windflächen für Schleswig-Holstein	163
Tabelle 36:	Stand Datenbeschaffung Windflächen für Thüringen	163
Tabelle 37:	Anteil der WEA-Standorte in Bezug auf die ausgewiesenen Windflächen je Bundesland (Tabelle zu Abbildung 13)	164
Tabelle 38:	Anteil der WEA-Leistung in Bezug auf die ausgewiesenen Windflächen je Bundesland (Tabelle zu Abbildung 14)	164
Tabelle 39:	Ausgewiesene Windfläche in km ² je Windgeschwindigkeitsklasse (Mittelwert der Jahre 2007 bis 2015, COSMO-DE-Modell, 100 m Höhe) (Tabelle zu Abbildung 24)	167

Abkürzungsverzeichnis

BBP	Bundesbedarfsplan
BBSR	Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung
BLP	Bauleitplanung
BLWE	Bund-Länder-Initiative Windenergie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BfN	Bundesamt für Naturschutz
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EG	Eignungsgebiet
EinsMan	Einspeisemanagement
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FA Wind	Fachagentur Windenergie an Land
GIS	Geographische Informationssysteme
LEP	Landesentwicklungsplan
MaStR	Marktstammdatenregister
NEP	Netzentwicklungsplan
ROPLAMO	Raumordnungsplan-Monitor
RP	Regionalplanung
RROP	Regionale Raumordnungsprogramme
UBA	Umweltbundesamt
UFZ	Helmholtzzentrum für Umweltforschung
VBG	Vorbehaltsgebiet
VRG	Vorranggebiet
WEA	Windenergieanlage

Abkürzungen Bundesländer

BB	Brandenburg
BE	Berlin
BW	Baden-Württemberg
BY	Bayern
HB	Bremen
HE	Hessen
HH	Hamburg
MV	Mecklenburg-Vorpommern
NI	Niedersachsen
NW	Nordrhein-Westfalen
RP	Rheinland-Pfalz
SH	Schleswig-Holstein
SL	Saarland
SN	Sachsen
ST	Sachsen-Anhalt
TH	Thüringen

Zusammenfassung

Mit dem EEG 2017 hat die Bundesregierung das Fördersystem für Windenergie von einem regulatorisch festgelegten Einspeisetarif auf ein Ausschreibungsmodell zur wettbewerblichen Ermittlung der Vergütungshöhe umgestellt. Den weiteren Zubau an Windenergie steuert der Gesetzgeber, indem er jährliche Ausschreibungsvolumen vorgibt. Um den Erfolg der Ausschreibungen zu gewährleisten, muss die Summenleistung der Gebote das jeweils ausgeschriebene Volumen überschreiten. Dies setzt voraus, dass ausreichend Flächen für den Windenergieausbau vorhanden sind. Zwischen Mai 2018 und Mai 2019 waren sämtliche Ausschreibungsrunden unterzeichnet. Das sinkende Wettbewerbsniveau führt zu steigenden Zuschlagswerten. Die Förderkosteneffizienz sinkt. Zudem ist die Erreichung der Ausbauziele bei einer andauernden Unterzeichnung in Gefahr.

Das Ziel der Studie ist es zu überprüfen, in welchem Umfang Flächen zur Nutzung für die Windenergie an Land kurz- und mittelfristig zur Verfügung stehen und ob die Flächenkulisse ausreicht, um ein ausreichendes Wettbewerbsniveau in den Ausschreibungen zu gewährleisten und somit die EE-Ziele der Bundesregierung zu erreichen. Zudem werden aufkommende Herausforderungen bei der Erreichung der Ausbauziele in den verschiedenen Planungsebenen identifiziert und durch Handlungsempfehlungen adressiert.

Als Basis für die Bewertung wurde die aktuelle Flächenkulisse ermittelt und für **drei Zeitpunkte** untersucht, welcher Teil der Flächenkulisse, unter Berücksichtigung der in Betrieb befindlichen Bestandsanlagen, frei ist. **Die sog. freie Fläche (vgl. Box) wurde für 2017, 2025 und 2030 ermittelt. Des Weiteren wurde ein langfristiges Szenario ohne Berücksichtigung von Bestandsanlagen („Grüne Wiese“) untersucht.**

Begriffsdefinitionen „Freie Fläche“, „Flächenkulisse“ und „Leistungspotenzial“

Unter dem Begriff **„freie Fläche“** werden alle im Rahmen der Analysen untersuchten und in dem Betrachtungsjahr nicht durch Bestandsanlagen in der Bebaubarkeit eingeschränkten Windflächen zusammengefasst. Da die untersuchte Flächenkulisse auch noch nicht rechtskräftige Flächen im Entwurfsstadium umfasst, ist die „freie Fläche“ nicht mit der „verfügbaren Fläche“ gleichzusetzen – tatsächlich verfügbar sind die Flächen erst nach der rechtskräftigen Ausweisung.

Der Begriff **„Flächenkulisse“** wird als Sammelbegriff für die im Rahmen der Studie untersuchte Zusammenstellung von Flächen für die Windenergienutzung verwendet. Hierbei handelt es sich um aktuelle, rechtskräftige Flächenausweisungen als auch zukünftige, im Entwurfsstadium befindliche Flächen für die Windenergienutzung.

Der Begriff **„Leistungspotenzial“** gibt an, welche Leistung an Windenergieanlagen (WEA) sich unter den in dieser Studie getroffenen Annahmen auf den untersuchten freien Flächen installieren ließe. Der Wert ergibt sich aus der Multiplikation der ermittelten Anzahl auf den Flächen installierbarer Windenergieanlagen mit der angenommenen Leistung je Windenergieanlage. Dieser Wert ist immer im Kontext der getroffenen Annahmen, insbesondere der Anlagenparameter, aber auch der Abstandsannahmen, zu diskutieren.

Flächenausweisung und Flächentypen

Flächenausweisungen für die Windenergie an Land können zum einen auf Ebene der Regionalplanung (eine Planungsregion umfasst i. d. R. ein oder mehrere Landkreise) und zum anderen auf Ebene der Bauleitplanung (Kommunen) erfolgen. Nach dem Raumordnungsgesetz¹ können Flächen als unter-

¹ §7 Absatz 3 ROG 2008

schiedliche Gebietstypen ausgewiesen werden: Vorranggebiete (VRG), Vorbehaltsgebiete (VBG), Eignungsgebiete (EG) sowie Vorranggebiete mit Ausschlusswirkung beziehungsweise Vorranggebiete mit Wirkung von Eignungsgebieten. Dabei muss zwischen abschließender und nicht abschließender Planung unterschieden werden. Eine abschließende Planung, d.h. der Ausschluss der Errichtung von Windenergieanlagen außerhalb der festgesetzten Gebiete, liegt bei Eignungsgebieten sowie Vorranggebieten mit Ausschlusswirkung beziehungsweise Vorranggebieten mit Wirkung von Eignungsgebieten vor. Hier kommt der sogenannte Planvorbehalt zum Tragen, bei dem die Privilegierung von Windenergieanlagen (WEA) im Außenbereich eingeschränkt wird. Ist die Planung auf Ebene der Regionalplanung nicht abschließend, können weitere Flächen auf Ebene der Bauleitplanung ausgewiesen werden, welche dann wiederum eine konzentrierende Wirkung entfalten.

Datenverfügbarkeit

Für die Studie wurden primär Daten über ausgewiesene Windflächen auf Regionalplanungsebene herangezogen. Dezentrale Zuständigkeiten bei der Flächenausweisung erschwerten die Recherche der Daten. Bei den Planungsbehörden wurde jeweils der aktuellste verfügbare Datensatz abgefragt, sodass neben rechtskräftigen Plänen auch ein großer Anteil an Plänen im Entwurfsstadium berücksichtigt wurde. Zusätzlich wurden Flächenausweisungen auf Ebene der Bauleitplanung für das Saarland, Baden-Württemberg und Rheinland-Pfalz, zwei Planungsregionen in Nordrhein-Westfalen sowie die Stadtstaaten Bremen und Hamburg berücksichtigt.

Für die Bewertung der Flächenverfügbarkeit sowie des Repoweringpotenzials ist ein möglichst vollständiger und aktueller Datensatz der WEA im Bestand erforderlich. Hierfür wurde ein Datensatz des Bundesamts für Naturschutz (BfN) mit dem Anlagenregister der Bundesnetzagentur zusammengeführt. Der so erstellte Datensatz umfasst ca. 97 % der zum Stichtag (31.12.2017) in Betrieb befindlichen WEA.

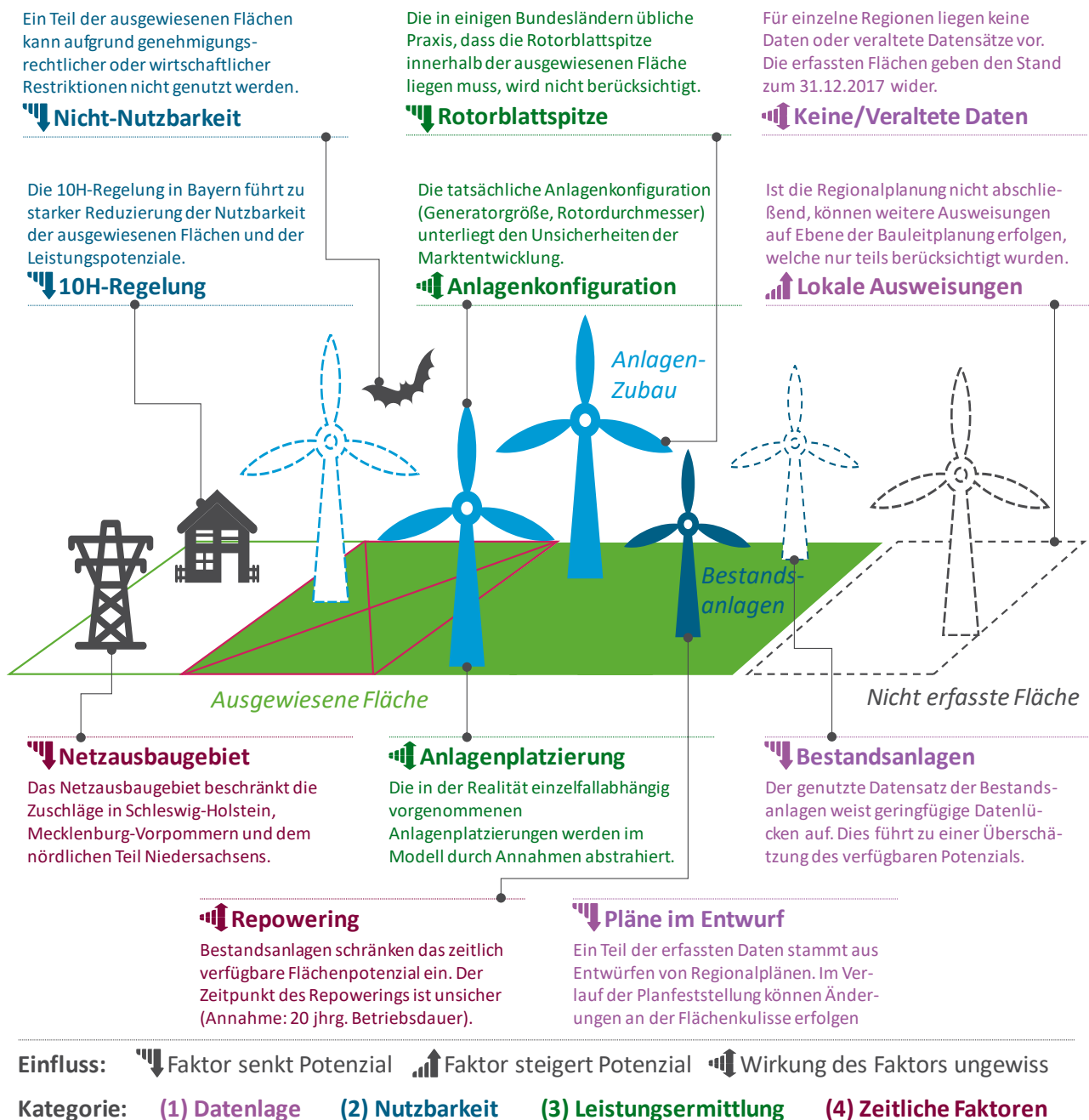
Methodisches Vorgehen und Parametrierung der Flächenanalyse

Für die Identifikation von freien Flächen wurde zunächst der bereits mit WEA belegte Flächenanteil ermittelt. Hierfür wurden die Bestandsanlagen mit einem elliptischen Puffer versehen und der nicht von den Pufferflächen betroffene Teil der Windflächen ermittelt. Die Ellipse wurde so dimensioniert, dass der Abstand zur nächsten WEA in Hauptwindrichtung dem fünffachen Rotordurchmesser, in Nebenwindrichtung dem dreifachen Rotordurchmesser entspricht. Die Ermittlung der installierbaren Anzahl WEA auf den Flächen erfolgte mithilfe einer Anlagenplatzierung nach Rasterung der Flächen mit 25 m Rasterweite. Für die Analysen wurde mit bundeslandspezifischen, einheitlichen Parametern der WEA gearbeitet, welche ebenfalls für die langfristige Betrachtung beibehalten wurden. Deutschlandweit wurde eine einheitliche Nennleistung von 3,5 MW angenommen, während der Rotordurchmesser und damit die spezifische Flächenleistung in Abhängigkeit von der Windhöffigkeit sowie dem in 2017 erfolgten Zubau von Anlagentypen variiert.

Hinweise zur Einordnung der Flächenkulisse und der Leistungspotenziale

Die im Rahmen der Analyse ermittelte Flächenkulisse sowie das auf den noch verfügbaren Flächen installierbare Leistungspotenzial unterliegen Unsicherheiten, welche das tatsächliche Flächen- beziehungsweise Leistungspotenzial sowohl verringern als auch vergrößern können. Abbildung 1 zeigt die Einflussfaktoren zur Einordnung der Flächen- und Leistungspotenziale auf und ordnet die Einflussfaktoren farblich vier Unsicherheitskategorien zu. Der Abbildung nachfolgend werden die wesentlichen Einflussfaktoren erläutert.

Abbildung 1: Übersicht der Einflussfaktoren zur Einordnung der Flächenkulisse und der Leistungspotenziale



Quelle: Eigene Darstellung Navigant

Die Studie bietet ein weitgehend vollständiges Bild der aktuellen Flächenkulisse auf Ebene der Regionalplanung. Aktuelle Entwürfe von (Teil-)Fortreibungen und Neuaufstellungen der Regionalpläne wurden berücksichtigt. **Nahezu 43 % des ermittelten Leistungspotenzials der Windflächen entfällt auf Flächen im Entwurf.** Im Verlauf des Verfahrens können Änderungen an der Flächenkulisse erfolgen. Dabei können zusätzliche Flächen ausgewiesen werden und bestehende Flächen entfallen. **In der Regel sind eher Einschränkungen der Flächenkulisse zu erwarten.** Zukünftige Planverfahren über die aktuellen Entwurfsflächen hinaus sind nicht berücksichtigt.

Für die Einordnung der Ergebnisse ist zu beachten, dass in gut einem Drittel der Planungsregionen keine abschließende Planung auf Ebene der Regionalplanung erfolgt, sodass zusätzliche Flächenausweisungen auf Ebene der Bauleitplanung möglich sind. Planungsregionen ohne abschließende Planung befinden sich in den Bundesländern Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz, Baden-Württemberg und Bayern. Die vorgenommene Analyse zeigt, dass die Ausweisungen auf Bauleitplanungsebene einen signifikanten Anteil an den Gesamtausweisungen haben kann, die Relevanz der Bauleitplanung variiert jedoch stark von Bundesland zu Bundesland. **Aufgrund fehlender Daten zu Flächenausweisungen auf Bauleitplanebene verbleiben insbesondere für die Bundesländer Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen Datenlücken. Für die erfassten Windflächen auf Ebene der Bauleitplanung liegen keine vollständigen Informationen zum Planstand vor. Somit können die genutzten Datensätze sowohl ältere und nicht nutzbare als auch Entwurfsflächen beinhalten.**

Ein Teil der ausgewiesenen Flächen ist aufgrund genehmigungsrechtlicher, wirtschaftlicher und privatrechtlicher Hemmnisse nicht nutzbar. Eine Untersuchung des Anteils der realisierten WEA auf der erfassten zwischen 2000 und Ende 2014 rechtsgültig ausgewiesenen Flächen hat gezeigt, dass im Mittel 23 % des ermittelten Leistungspotenzials der Flächen nicht genutzt wurde. Eine Befragung der Träger der Regionalplanung hat ergeben, dass die Nutzbarkeit der Flächen besonders häufig durch den Arten- und Naturschutz eingeschränkt ist. Weitere häufig genannte Gründe sind die Flugsicherung, Radaranlagen, die Eigentumsverhältnisse der Flächen sowie deren Windhöflichkeit.

Bayern hat als einziges Bundesland eine Bestimmung erlassen, nach welcher WEA einen Mindestabstand vom 10-fachen ihrer Gesamthöhe zu Wohngebäuden einhalten müssen. **Für eine Abschätzung der in Bayern für den Zubau von WEA zur Verfügung stehenden Fläche, wurde die vorliegende Flächenkulisse für Bayern mit einem mit 2.000 m gepufferten Geodatsatz für Wohnbebauungen zugeschnitten.**

Die Ermittlung des Leistungspotenzials unterliegt des Weiteren Unsicherheiten bei den Annahmen zur Entwicklung der Anlagenkonfiguration und bei der Anlagenplatzierung. Darüber hinaus besteht in mehreren Bundesländern die Anforderung, dass die Rotorblattspitze nicht über die Windfläche hinausragen darf. Nach einer Studie von DEWI² reduziert dies die auf den Flächen installierbare Leistung um etwa 20 %. Dies wurde bei der Anlagenplatzierung nicht berücksichtigt.

Im Rahmen der Studie wurde grundsätzlich eine Betriebsdauer der Bestandsanlagen innerhalb der ausgewiesenen Windflächen von 20 Jahren angenommen. WEA mit 20 Jahren Betriebsdauer werden zurückgebaut und Windflächen frei. Werden die Anlagen länger als hier unterstellt betrieben, stehen die Flächen nicht zum angenommenen Zeitpunkt zur Verfügung. Der genutzte Datensatz der Bestandsanlagen umfasst ca. 97 % der Bestands-WEA. Sind Bestandsanlagen innerhalb der Flächenkulisse nicht erfasst, wird die freie Flächenkulisse überschätzt.

Ermittelte Flächenkulisse

Tabelle 1 fasst die Ergebnisse der Flächenanalyse zusammen. Die ermittelte ausgewiesene Fläche für die Windenergienutzung steht der Gesamtfläche der einzelnen Bundesländer gegenüber. Hierbei werden große Unterschiede zwischen den einzelnen Bundesländern deutlich. Während beispielsweise Hessen, Schleswig-Holstein, Brandenburg sowie das Saarland rund 2 % der Landesfläche für die Installation von WEA ausgewiesen haben oder sich in Ausweisung befinden, betragen die Flächenanteile in Thüringen und Sachsen nur 0,6 % beziehungsweise 0,2 % der Landesfläche. Für Bayern ist zu beachten, dass der geringe Wert an ausgewiesener Fläche über die Abbildung der 10H-Regelung durch Pufferung der Wohnbauflächen mit einem Radius von 2.000 m bedingt ist.

² DEWI, Klimaschutzagentur Region Hannover (2015)

Von den ausgewiesenen Flächen für die Windenergienutzung sind unterschiedlich große Anteile bereits durch Bestandsanlagen belegt, sodass sich die freien Anteile je nach Bundesland auf 4,2 bis 75,9 % der ausgewiesenen Fläche belaufen. Das Bundesland Hessen verfügt mit 335 km² über die größte Ende 2017 freie Flächenkulisse für die Windenergienutzung, gefolgt von Brandenburg (201 km²) und Rheinland-Pfalz (180 km²).

Tabelle 1: Ausgewiesene und freie Flächen für die Windenergienutzung in den Bundesländern (Regionalplanung + Bauleitplanungsebene)

Bundesland	Fläche Bundesland (km ²)	Ausgewiesene Windfläche ³ (km ²)	Anteil an der Landesfläche (%)	Ende 2017 freie Fläche (km ²)	Freier Anteil der Windflächen (%)
BB	29.654	552	1,9 %	201	36,4 %
BE	892	0	0,0 %	0	-
BW	35.751	214	0,6 %	139	64,8 %
BY	70.550	46	0,1 %	29	64,6 %
HB	420	4	1,0 %	1	18,7 %
HE	21.115	442	2,1 %	335	75,9 %
HH	755	2	0,2 %	0	4,2 %
MV	23.214	159	0,7 %	95	59,7 %
NI	47.593	388	0,8 %	112	28,9 %
NW	34.113	260	0,8 %	59	22,9 %
RP	19.854	344	1,7 %	180	52,2 %
SH	15.802	312	2,0 %	77	24,6 %
SL	2.569	52	2,0 %	28	52,8 %
SN	18.449	45	0,2 %	9	18,9 %
ST	20.452	219	1,1 %	25	11,6 %
TH	16.202	93	0,6 %	35	37,5 %
DEU	357.385	3.131	0,9 %	1.325	42,3 %

Bei Berücksichtigung der Bestandsanlagen zum Stichtag 31.12.2017 sind ca. 42 % der betrachteten Flächen für die Errichtung von WEA frei. Da die Anlagen nach Erreichen ihrer Nutzungsdauer zurückgebaut werden, werden für die längerfristigen Betrachtungen für die Jahre 2025 und 2030 zunehmend größere Flächenanteile wieder verfügbar. **Bei einer angenommenen Nutzungsdauer von 20 Jahren steigt der freie Anteil der Flächen bis 2025 auf ca. 52 % beziehungsweise bis 2030 auf ca. 61 % an.** Während WEA innerhalb der betrachteten Windflächen aus planungsrechtlicher Sicht grundsätzlich repowert werden können, besteht für WEA außerhalb der Flächen diese Möglichkeit in der Regel nicht. Die Frage, ob die Erlöse aus der Vermarktung des erzeugten Stroms die Betriebskosten übersteigen, entscheidet über den Weiterbetrieb oder eventuellen Rückbau der Anlagen. Dies beeinflusst in erheblichem Maße die freie Fläche und damit das Leistungspotenzial in den betrachteten Jahren.

Im Rahmen der Studie wurden Varianten mit 20, 25 und 30 Jahren Nutzungsdauer für die WEA außerhalb der Windflächen untersucht (Nutzungsdauer für die WEA innerhalb der Windflächen weiterhin

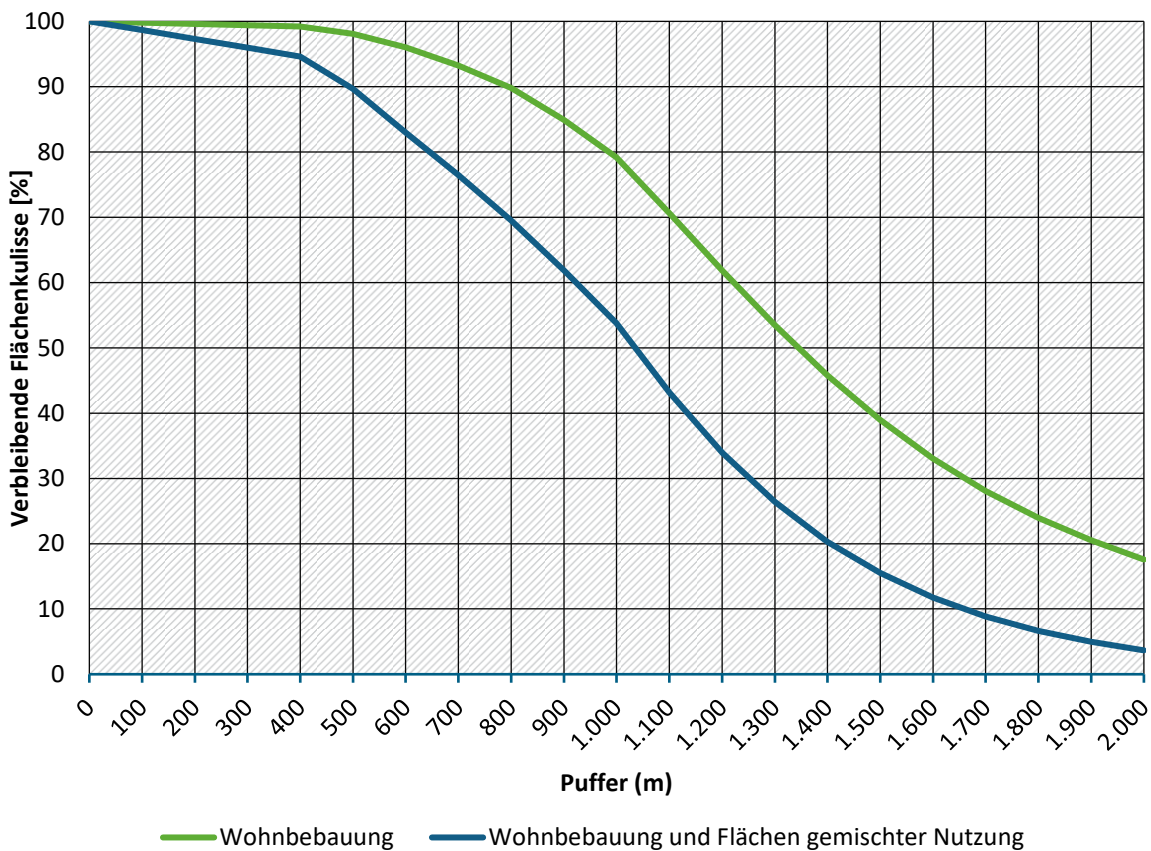
³ Hier wurden rechtskräftige und in Aufstellung befindliche Flächen subsummiert (vgl. Kapitel 3.1)

20 Jahre). Während bei einer Nutzungsdauer der WEA außerhalb der Windflächen von 20 Jahren in 2025 noch 35,1 GW der berücksichtigten Bestandsanlagen in Betrieb sind (2030: 26,2 GW), führt eine Nutzungsdauer der WEA außerhalb der betrachteten Flächen von 25 Jahren dazu, dass in 2025 noch 40,9 GW nicht stillgelegt wurden (2030: 30,3 GW). Eine um weitere fünf Jahre verlängerte Nutzungsdauer würde zu 42,3 GW in 2025 resultieren (2030: 36,0 GW).

Auswirkungen pauschaler Abstände zu Siedlungsflächen

Mithilfe einer deutschlandweiten GIS-Analyse wurden die Auswirkungen pauschaler Abstände zu Siedlungsflächen auf die nutzbare Flächenkulisse untersucht. Hierzu wurden die Flächen für Wohnbebauung und Flächen gemischter Nutzung aus dem Datensatz des Digitalen Basis-Landschaftsmodells mit unterschiedlichen Puffern bis maximal 2.000 m versehen und ermittelt, welcher Teil der Windflächen unbeeinträchtigt bleibt. Abbildung 2 zeigt den verbleibenden Flächenanteil in Abhängigkeit vom berücksichtigten Siedlungsabstand. Während sich der verfügbare Flächenanteil bei geringen pauschalen Siedlungsabständen bis 500 m nur geringfügig reduziert, führen größere Abstände schnell zu einer deutlichen Minderung der unbeeinträchtigten Flächenanteile. **Der Anteil verfügbarer Flächen auf Bundesebene bei einer Pufferung von 1.000 m um die Wohnbauflächen fällt bereits auf unter 80 % ab. Bei Einbeziehung der Flächen gemischter Nutzung reduziert sich dieser Anteil weiter auf 54 %.** Bei einer pauschalen Pufferung von 1.500 m belaufen sich die verfügbaren Flächenanteile auf 39 % (Wohnbebauung) beziehungsweise 15 % (Wohnbebauung und Flächen gemischter Nutzung).

Abbildung 2: Verbleibende Flächenanteile bundesweit nach Pufferung der Wohnbauflächen in Abhängigkeit vom Pufferradius



Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE

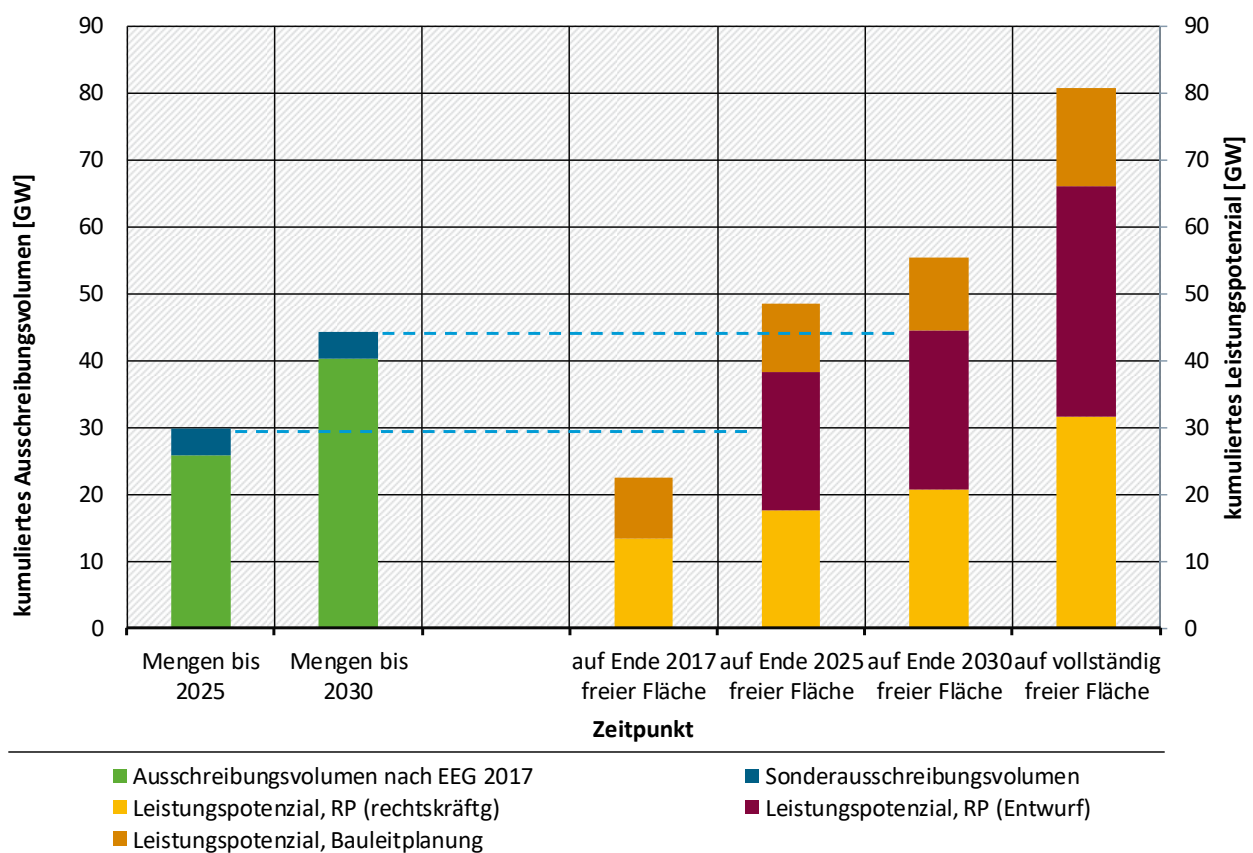
Ermittelte Leistungspotenziale und Wettbewerb in den Ausschreibungen

Abbildung 3 zeigt, wieviel Leistungspotenzial auf den Ende 2017 freien Flächen auf Ebene der Regionalplanung sowie auf Ebene der Bauleitplanung verfügbar ist und wie das kumulierte verfügbare Leistungspotenzial durch den Rückbau von Bestandsanlagen und die Umsetzung der Entwürfe über die Betrachtung der Szenariojahre 2025, 2030 sowie langfristig ansteigen kann.

Auf den Ende 2017 freien Flächen der rechtskräftigen Regionalpläne wären unter den gesetzten Annahmen bis zu 13,4 GW Leistung installierbar. Weitere 9,0 GW Leistung ist auf den Ende 2017 freien Flächen der Bauleitplanung installierbar, wobei keine Angaben über die Planstände vorliegen. Bis 2025 könnten weitere 4,1 GW auf rechtskräftigen Flächen der Regionalplanung, 1,3 GW auf den Flächen der Bauleitplanung und 20,8 GW auf Entwurfsflächen hinzukommen, sodass das kumulierte Potenzial 2025 48,5 GW beträgt.

Für 2030 beträgt das ermittelte Leistungspotenzial 55,4 GW, wovon 20,6 GW auf rechtskräftige Flächen der Regionalplanung, 11,0 GW auf Flächen der Bauleitplanung und 23,9 GW auf Flächen im Entwurf entfallen. Langfristig beträgt das ermittelte Leistungspotenzial auf vollständig freier Fläche 80,7 GW, wovon 31,6 GW auf rechtskräftige Flächen der Regionalplanung, 14,7 GW auf Flächen der Bauleitplanung und 34,4 GW auf Flächen im Entwurf entfallen.

Abbildung 3: Gegenüberstellung Ausschreibungsvolumen Windenergie an Land mit dem ermittelten Leistungspotenzial der aktuellen Flächenkulisse



Quelle: Eigene Darstellung Navigant

Abbildung 3 stellt des Weiteren die ermittelten Leistungspotenziale den kumulierten Ausschreibungsmengen der technologiespezifischen Ausschreibungen bis 2025 beziehungsweise bis 2030 gegenüber. **Die Abbildung zeigt, dass die ermittelten Leistungspotenziale in Höhe von 48,5 GW auf der Ende 2025**

freien Fläche die aggregierten Ausschreibungsmengen von 29,8 GW nach dem EEG 2017 (unter Berücksichtigung der 4,0 GW Sonderausschreibungsmengen in den Jahren 2019-2021) um 18,7 GW und damit über 60 % übersteigen. Es ist also mittelfristig ausreichend Leistungspotenzial zur Deckung des Ausschreibungsvolumens verfügbar.

Darüber hinaus zeigt die Abbildung, dass die ermittelten Leistungspotenziale auf der Ende 2030 freien Fläche die Ausschreibungsvolumen bei einer langfristigen Fortschreibung der aktuellen Ausbaupfade um 11,1 GW und damit 25 % übersteigen. Im Vergleich zu 2025 fällt der Flächenüberhang deutlich geringer aus. Unter Berücksichtigung der anteiligen Nicht-Nutzbarkeit der Flächen, der anteiligen Belegung durch zugebaute Anlagen im Jahr 2018 im Rahmen der Übergangsregelung des EEG 2017 und der Ungewissheit der Umsetzung der Entwurfsflächen ist **unsicher, ob mit der aktuellen Flächenkulisse das Ausschreibungsvolumen bis 2030 bedient werden kann**. Eine Unterzeichnung der Ausschreibungen ist denkbar. Zusätzliche zukünftige Flächenausweisungen sind zur sicheren Erreichung der Zielmengen sinnvoll.

Gegenüberstellung der aktuellen Flächenkulisse mit dem 65%-Ziel der Bundesregierung und den Zielen der Bundesländer

Zur Erreichung des im Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD vereinbarten Ziels, den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 auf 65 % zu erhöhen, ist ein Zubau der Windenergie an Land erforderlich, der die Ausschreibungsmengen bis 2030 übersteigt. Der Zielwert des Szenario B 2030 des Netzentwicklungsplan (NEP) Strom 2030 (2019) von 81,5 GW Windenergie an Land wird mit dem ermittelten Leistungspotenzial unter Berücksichtigung des Anlagenbestands bei 20 Jahren Betriebsdauer gerade erreicht. Unter Berücksichtigung der Unsicherheiten des ermittelten Leistungspotenzials, insbesondere der Nicht-Nutzbarkeit der ausgewiesenen Flächen sowie den Unsicherheiten bei der Umsetzung der Entwurfsflächen, bestehen jedoch erhebliche Unsicherheiten, ob selbst die Leistung von 74,3 GW des Szenario A 2030 mit der aktuellen Flächenkulisse tatsächlich erreicht werden kann.

Der NEP zeigt drei Szenarien zur Zielerreichung auf. Die installierte Leistung der WEA an Land beträgt in den drei Szenarien zwischen 74,3 und 85,5 GW. Ein Vergleich mit der UBA-Studie zum Potenzial der Windenergie an Land⁴ zeigt, dass jedoch ausreichend Flächenpotenziale vorhanden sind, um einen weiteren ambitionierten Ausbau der Windenergie an Land zu ermöglichen.

Des Weiteren wurden die energiepolitischen Ziele der Bundesländer mit Bezug zur Windenergie an Land der ermittelten aktuellen Flächenkulisse gegenübergestellt. **Fünf Bundesländer haben Ziele für die Windenergie an Land als Anteil der ausgewiesenen Windflächen an der Landesfläche formuliert: Brandenburg, Hessen, Niedersachsen, Rheinland-Pfalz und Thüringen. Die Gegenüberstellung zeigt, dass ausschließlich Hessen mit der aktuellen Flächenkulisse das energiepolitische Ziel, 2 % der Landesfläche für die Windenergie an Land auszuweisen, bereits erreicht.** Brandenburg erreicht mit Ausweisungen von Windflächen in Höhe von 1,9 % an der Landesfläche fast das Ziel von 2 %. In Rheinland-Pfalz haben die auf Regionalplanungsebene und auf Ebene der Bauleitplanung ausgewiesenen Windflächen einen Anteil von 1,7 % an der Landesfläche. Das Ziel von 2 % wird noch nicht erreicht. Thüringen hat das Ziel gesetzt, 1 % der Landesfläche für die Windenergie an Land auszuweisen. Mit aktuell 0,6 % wird dieses Ziel bisher nicht erreicht. Niedersachsen hat das Ziel gesetzt bis 2050 WEA auf 1,4 % der Landesfläche zu errichten. Damit ist für die Zielerreichung in Niedersachsen im Vergleich zu anderen Bundesländern nicht die Ausweisung der Flächen, sondern die langfristige Nutzung der Flächen entscheidend. Aktuell liegt der Anteil der ausgewiesenen Flächen bei 0,9 % der Bundesfläche, unterliegt jedoch größeren Unsicherheiten, da Datenlücken bestehen.

⁴ UBA (2013)

Betroffenheit der Windenergie von Abregelungen

Durch die steigende Anzahl temporärer Netzengpässe sind in den vergangenen Jahren die Abregelungen von WEA stark angestiegen. Zur Abschätzung der Betroffenheit von WEA auf den Windflächen wurde in dieser Studie das ermittelte Leistungspotenzial der Ende 2017 und Ende 2030 freien Flächen mit der Betroffenheit der Bundesländer von Abregelungen im Status Quo und durch Spitzenkappung gemäß NEP im Jahr 2030 gegenübergestellt.

Die Ende 2017 freien Flächen entfallen zu mehr als einem Drittel auf Bundesländer, in denen WEA an Land im Status Quo nur marginal von Abregelungen betroffen sind. Etwa ein Viertel der freien Windflächen liegt in Bundesländern, welche gering, ein Drittel in Bundesländern welche mittel betroffen sind. Schleswig-Holstein ist sehr stark von Abregelungen betroffen (8 % der Flächen).

Ende 2030 liegt ca. 90 % des Leistungspotenzials in Bundesländern, in denen WEA von Abregelungen betroffen sein werden, wobei der Anteil der Leistungspotenziale in niedrig betroffenen Regionen auf fast 60 % steigt. Dies ist auf den vermehrten Einsatz der Spitzenkappung zurückzuführen. Das Leistungspotenzial der Flächen in Regionen, die mittel stark betroffen sein werden, bleibt weitgehend konstant. In 2030 werden Bundesländer nicht mehr stark oder sehr stark von Abregelungen betroffen sein, da durch den Netzausbau temporäre Engpässe behoben werden.

Auswirkungen niedriger spezifischer Flächenleistungen in Norddeutschland auf das Einspeiseverhalten des Zubaus der Windenergie an Land

Ein derzeit diskutierter Ansatz zur Vermeidung von Netzengpässen und damit EE-Abregelungen ist die angepasste Auslegung von WEA. Der Ansatz baut auf der Hypothese auf, dass eine konstantere Einspeisung mit geringeren Einspeisespitzen durch niedrigere spezifische Flächenleistungen von Anlagen EE-Abregelungen senkt. Die Abschätzung der Größenordnung der Auswirkungen eines Zubaus an WEA in Norddeutschland mit einer niedrigeren spezifischen Flächenleistung (entsprechend Schwachwindenergieanlagen) auf das EE-Einspeiseverhalten kann zur Beantwortung der Frage beitragen, ob eine Förderung von WEA mit niedriger spezifischer Flächenleistung EE-Abregelungen vermeidet.

Die Analyse für Schleswig-Holstein und Niedersachsen zeigt, dass WEA mit geringerer spezifischer Flächenleistung die Einspeisespitzen bei angenommener gleicher Energiemenge um 16-19 % senken. Weil die Erzeugung in Zeiten geringerer Windgeschwindigkeiten zunimmt, verstetigt sich die Einspeisekurve leicht. Insgesamt ist das Einspeiseverhalten als netzdienlicher zu bewerten. Die stärksten Auswirkungen betreffen Regionen, in denen die Häufigkeit der Windgeschwindigkeit im Teillastbereich der Anlage hoch ist. Zur weiteren Einordnung und Quantifizierung der verschiedenen Aspekte ist eine vertiefte Systemanalyse unter Betrachtung der Last- und Erzeugungssituation anderer Energieträger und Regionen sowie die Abbildung des Netzes notwendig.

Die geringere spezifische Flächenleistung führt weiterhin zu einem erhöhtem Flächenbedarf von 7-11 % zur Erreichung derselben Energiemengen im Vergleich zum Basisszenario, da das Leistungspotenzial der ausgewiesenen Flächen reduziert wird. Der Anteil ausgewiesener Flächen an der Gesamtfläche einzelner Regionen liegt bereits auf einem hohen Niveau. **Sind keine weiteren Flächenausweisungen möglich, kommt es zu einer erheblichen Reduzierung des Leistungspotenzials in der Region.**

Handlungsempfehlungen

Die Ergebnisse zeigen, dass sich unter Berücksichtigung der Unsicherheiten die Ziele für 2030 auf der erfassten Flächenkulisse nicht realisieren lassen. Im Folgenden werden in Tabelle 2 Handlungsoptionen aufgezeigt, die zu einer mittelfristigen Erhöhung der verfügbaren Flächenkulisse beitragen können. Darüber hinaus werden die Themen Datenverfügbarkeit, Erreichung des 65-%-Ziels und kurzfristige Unterzeichnungen adressiert.

Tabelle 2: Übersicht der Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

Erkenntnis	Handlungsempfehlungen
Verbindliche Zielvorgaben auf Bundesebene für landesweite Flächenausweisungen existieren bislang nicht.	Ausweitung der Flächenkulisse Zur Gewährleistung von Flächenausweisungen in ausreichender Höhe zur Erreichung der Zielsetzungen des Bundes sind die Prozesse besser aufeinander abzustimmen. Die Bundesebene sollte bei der Festlegung der Zubaupfade für die Windenergie an Land die langen Zeiträume der Prozesse zur Flächenausweisung berücksichtigen. Um die für den Ausbau notwendige Flächenverfügbarkeit auf langfristige Sicht sicherzustellen, müssen entsprechende Ziele frühzeitig gesetzt werden, auf welche die Planung dann entsprechend zeitnah reagieren sollte. Die dazu erforderlichen Impulse können bspw. in Form verbindlicher Flächenziele von den Bundesländern ausgehen. Es wäre zu diskutieren, ob hierzu übergeordnete bundesweite Ziele hilfreich sein könnten, welche in einem Diskurs zwischen Bund und Ländern festgelegt werden könnten.
Pauschale Abstandsregeln schränken die Flächenkulisse massiv ein und führen nicht zwingend zu einer Erhöhung der Akzeptanz.	Umgang mit Siedlungsabständen Pauschale Siedlungsabstände sind generell nicht zu empfehlen. Insbesondere eine Einführung für bestehende Pläne und Pläne im Entwurf ist nicht zu empfehlen, da dies das Leistungspotenzial stark einschränken und die laufenden Prozesse für Flächenausweisungen verzögern würde. Die Erfahrungen mit der 10H-Regelung in Bayern zeigen, dass die Möglichkeit der Abweichung von pauschalen Abständen auf kommunaler Ebene nur selten genutzt wird und kein geeignetes Instrument ist, um Flächen innerhalb von pauschalen Abständen zu entwickeln. Aufgrund der starken Einschränkungen der Flächenkulisse durch pauschale Siedlungsabstände über die gängigen Abstandsvorgaben hinweg wird die Umsetzung von anderen akzeptanzfördernden Maßnahmen anstelle pauschaler Abstandsregelungen empfohlen.
Ungefähr die Hälfte des ermittelten Leistungspotenzials entfällt auf Flächen im Entwurfsstadium.	Erhöhung der Rechtssicherheit der Pläne Eine Erhöhung der Rechtssicherheit von (Teil-)Fortschreibungen und Neuaufstellungen sollte eine weitgehende Umsetzbarkeit der Entwurfsflächen gewährleisten und zum Planerhalt und damit zum Erhalt der Flächen beitragen. Konkrete Handlungsempfehlungen im Hinblick auf die Erhöhung der Rechtssicherheit der Pläne können nicht getroffen werden. Folgende Ansätze sind denkbar, bedürfen jedoch einer rechtlich fundierten Diskussion. Erstens, die Einschränkung der vollständigen Aufhebung der Pläne bei einzelnen Rechtsfehlern indem Möglichkeiten zur Aufhebung der Rechtsgültigkeit für einzelne Flächen sowie die Heilung von Verfahrensfehlern vorrangig genutzt werden. Zweitens, eine Erhöhung der Rechtssicherheit durch verstärkte Unterstützung bei der Fortschreibung oder Neuaufstellung von Plänen über eine zentrale Stelle auf Bundesebene, ergänzt durch Einrichtungen auf Länderebene.

Erkenntnis	Handlungsempfehlungen
Ein hoher Anteil in der Praxis nicht oder nur teilweise nutzbarer Windflächen reduziert das Leistungspotenzial erheblich und erfordert eine verstärkte Ausweisung von Flächen.	Verbesserung der Nutzbarkeit ausgewiesener Flächen Es werden weitere Untersuchungen zu den Gründen der Nicht-Nutzbarkeit von Windflächen empfohlen. Generell sollte sichergestellt sein, dass die ausgewiesenen Flächen eine für den wirtschaftlichen Betrieb von WEA ausreichende Windhöffigkeit aufweisen. Bei allen neu ausgewiesenen Flächen sollte eine Mindest-Windhöffigkeit gegeben sein. Eine Einschränkung der Nutzbarkeit von Windflächen durch Bauhöhenbeschränkungen ist zu vermeiden, da durch den Einsatz moderner Binnenlandanlagen auch Standorte mit vergleichsweise geringer Windhöffigkeit wirtschaftlich erschlossen werden können. Über eine Anpassung des Ausschreibungsdesigns kann die Wirtschaftlichkeit schlechter Standorte verbessert werden. Es werden weitere Untersuchungen zur Abschätzung der Standortgüte der ausgewiesenen Windflächen sowie zur Herabsetzung der Untergrenze des Referenzertragsmodells empfohlen. Im Bereich des Artenschutzes wird die Durchführung weiterführender Untersuchungen zum Einfluss möglicher Ausnahmeverfahren für die Genehmigung von Windenergieprojekten auf die Nutzbarkeit ausgewiesener Flächen unter Berücksichtigung der Auswirkungen auf den Artenschutz empfohlen.
Die Erfassung der aktuellen Flächenkulisse erfordert einen kontinuierlichen hohen Aufwand.	Verbesserung der Datenverfügbarkeit Die aktuelle Flächenkulisse sollte zentral und kontinuierlich erfasst werden. Neue Flächenausweisungen und Entwurfsflächen sollten einer Meldepflicht unterliegen. Eine Erfassung der Daten durch eine zentrale Stelle auf Bundesebene wird empfohlen. Alternativ könnten die Datenmeldungen an die jeweils nächst höhere an der räumlichen Planung beteiligte Ebene erfolgen.
Längere Betriebsdauern von Bestandsanlagen außerhalb der ausgewiesenen Flächen erhöhen die jährlichen Energiemengen und tragen damit zur Erreichung des 65 %-Ziels in 2030 bei.	Umgang mit Bestandsanlagen Aus Zielerreichungssicht sollten keine Anreize für den Rückbau von Bestandsanlagen außerhalb der ausgewiesenen Flächen gesetzt werden. Es sind vielmehr wirtschaftliche Anreize in Betracht zu ziehen, die einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen außerhalb der Windflächen ermöglichen. Da die mögliche Differenz zwischen Betriebskosten der Anlagen und den Erlösen aus der Vermarktung des erzeugten Stroms gering ausfallen dürfte, stellt eine solche finanzielle Unterstützung des Weiterbetriebs eine kosteneffiziente Möglichkeit dar, den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch zu erhöhen. Auf der anderen Seite sollte aber der Rückbau von WEA innerhalb der Windflächen nicht verzögert werden, sodass ein Repowering mit effizienteren, ertragreicheren Anlagen erfolgen kann.
Trotz ausreichender Leistungspotenziale auf der aktuellen Flächenkulisse sind die Ausschreibungen für Windenergie an Land derzeit teilweise deutlich unterzeichnet.	Umgang mit kurzzeitiger Angebotsknappheit Eine tiefergehende Analyse der Ursachen der aktuellen Angebotsknappheit wird empfohlen. Darüber hinaus ist eine Anpassung des aktuellen Ausschreibungsdesigns als Reaktion auf eine kurzzeitige Angebotsknappheit zu prüfen.

Erkenntnis	Handlungsempfehlungen
	Eine Maßnahme bei mittelfristig in ausreichender Höhe verfügbarem Angebot ist eine zeitliche Anpassung der Ausschreibungsmengen mit vorübergehender Absenkung und verlässlich ansteigenden Mengen. Hierbei ist von hoher Bedeutung, dass das reduzierte Ausschreibungsvolumen über eine klar vorgegebene, administrative Mengenerhöhung über die nachfolgenden Ausschreibungsrunden kompensiert wird, um eine langfristige Planbarkeit für die Branche zu gewährleisten. Bei längerem Aufschub der Ausschreibungsmengen sind wirtschaftliche Folgen für die Branche zu erwarten.

Summary

With the Renewable Energy Sources Act (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG) of 2017, the German government switched its financial support system for wind energy from a feed-in tariff set by the regulator to an auction system to competitively determine the level of the remuneration. The legislator controls the increase of wind energy by specifying annual auction volumes. For the auctions to be successful the total capacities of the bids must exceed the auction volume. This requires that sufficient space is available for the expansion of wind energy. The bid capacities were below the auction volume for all auction rounds between May 2018 and May 2019. The declining level of competition leads to rising feed-in tariffs. In addition, the achievement of the expansion targets is at risk if the bid volumes keep being lower than the auction volumes in the future.

The aim of the study is to examine the extent to which land is available for onshore wind energy in the short and medium-term and whether the wind areas enables a sufficient level of competition in the auctions and thus achieve the renewable energy objectives of the Federal Government. In addition, throughout this study emerging challenges in achieving the expansion targets are identified at different regulatory planning levels and addressed through recommendations for action.

As a basis for the assessment, the size of the **wind areas at present** was determined. Secondly, after taking into account the existing facilities in operation, the amount of **so called "free area" (cf. box) for onshore wind power generation was determined** for the years of 2017, 2025 and 2030. **Lastly, a long-term scenario without consideration of existing facilities ("greenfield site") was investigated.**

Definitions of "free area", "wind areas" and "capacity potential"

The term **"free area"** refers to all wind areas which are considered in the analyses and are not restricted by existing wind turbines in terms of building potential. Due to the investigated wind areas also include not yet legally binding areas in the draft phase of land use planning, the "free area" is not to be equated with the "available area" – the areas are actually only available after the legally binding designation.

The term **"wind areas"** is used as a collective term for the compilation of areas for wind energy use investigated in the study. This includes both current, legally binding area designations and future areas for wind energy use that are in the drafting stage.

The term **"capacity potential"** indicates which output of wind turbines could be installed on the free areas investigated under the assumptions made in this study. The value is calculated by multiplying the determined number of wind turbines that can be installed on the areas by the assumed capacity per wind turbine. This value should always be discussed in the context of the assumptions made, in particular the turbine parameters, but also the distance assumptions.

Area designation and area types

Land use planning for onshore wind energy can be carried out at a regional planning level (a planning region usually comprises one or more counties) and at municipal level. According to the federal spatial planning act (Raumordnungsgesetz, ROG)⁵, wind sites can be designated as different area types: priority areas (Vorranggebiete, VRG), restricted areas (Vorbehaltsgebiete, VBG), suitable areas (Eignungsgebiete, EG), priority areas with exclusionary effect or priority areas to the effect of suitable areas. A distinction must be made between final and non-final planning. A final planning, i.e. the exclusion of erections of wind turbines outside the defined wind areas, is used for suitable areas and prior-

⁵ §7 Section 3 ROG 2008

ity areas with an exclusion effect or priority areas to the effect of suitable areas. If the regional planning is not final, further areas can be designated at urban land-use planning level, which has a concentrating effect.

Data availability

The study was primarily based on data concerning designated wind areas at regional planning level. Decentralised responsibilities for regional planning complicated the data research process. The planning authorities were asked to provide the most up-to-date available data sets, so that in addition to legally binding plans, also plans in the draft phase were taken into account. As a result the data set was comprised of area allocations at municipal level for Saarland, Baden-Württemberg and Rhineland-Palatinate as well as two planning regions in North Rhine-Westphalia and the city states of Bremen and Hamburg.

For the evaluation of the availability of land and the repowering potential, a complete and up-to-date data set of the existing wind turbines was required. For this purpose, a data set from the Federal Agency for Nature Conservation (Bundesamt für Naturschutz) was merged with the power plant register of the Federal Network Agency. The resulting data set comprised of approximately 97 % of all wind turbines in operation with the cut-off date 31.12.2017.

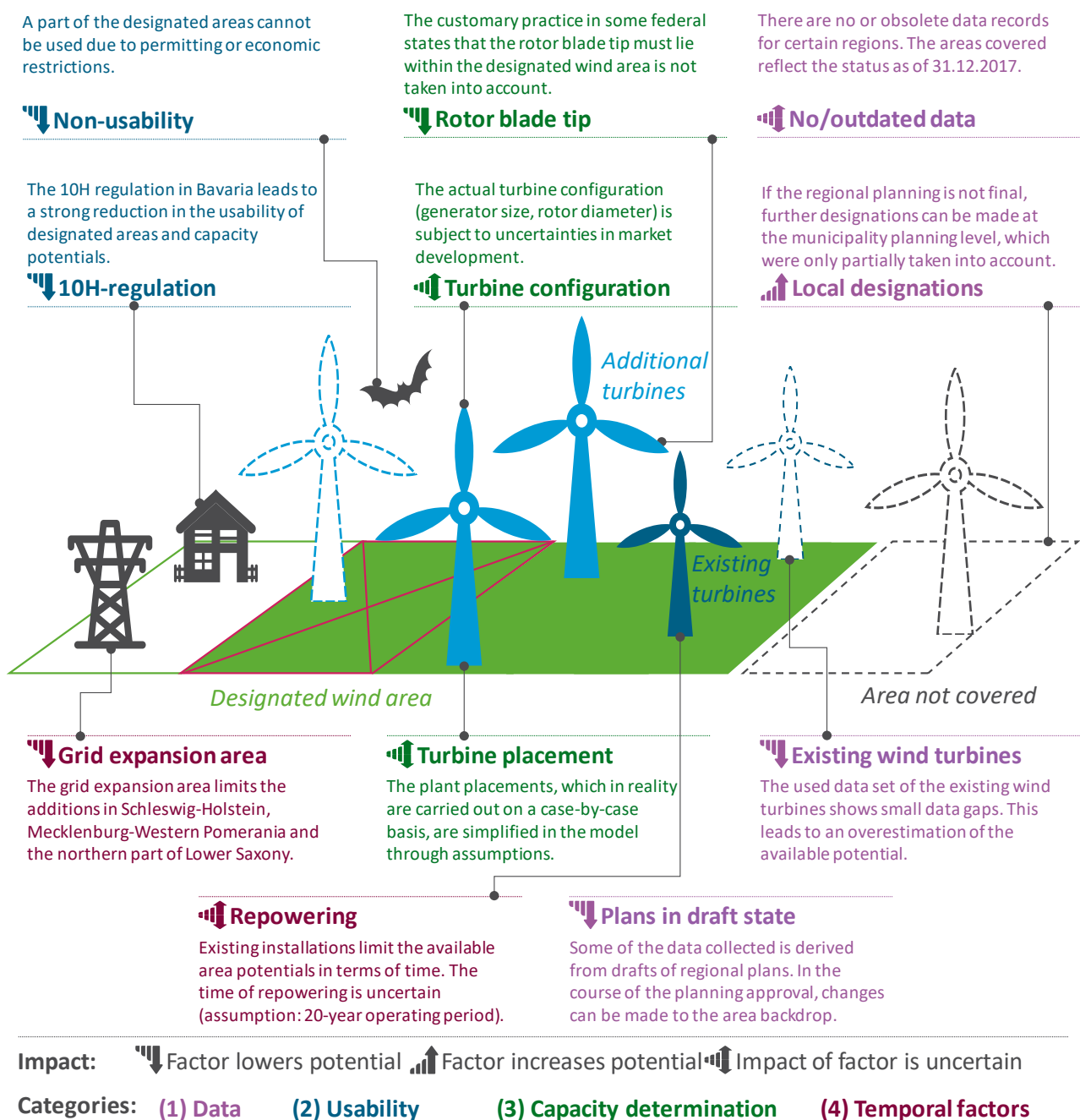
Method for determining free area

For the identification of free areas, first the proportion of areas already occupied by wind turbines was determined by equipping existing turbines with an elliptical buffer. Those wind areas not affected by the buffer areas defined the free areas. The ellipse was dimensioned in such a way that the distance to the next wind turbine in the main wind direction corresponds to five times the rotor diameter and in the secondary wind direction to three times the rotor diameter. The number of wind turbines that could be installed on the areas was determined through a simulated placement of the wind turbines with a resolution of 25 m. The analysis was carried out by using uniform parameters of the wind turbines specific to the federal states. These were thereupon also used for the long-term scenario. A uniform nominal capacity of 3.5 MW was assumed throughout Germany, while the rotor diameter and thus the specific area capacity varied as a function of the wind speed and the wind power plants installed in 2017.

Notes on the classification of wind areas and capacity potential

The wind areas determined in the course of the analysis and the capacity potential on the free areas are subject to uncertainties. Figure 1 shows the influencing factors that affect the interpretation of the wind areas and the capacity potential and assigns these influencing factors to four uncertainty categories.

Figure 1: Overview of influencing factors for the interpretation of wind areas and capacity potential



Source: Own graphic Navigant

The study provides a largely complete picture of wind areas at regional planning level. Current drafts of (partial) updates and new regional plans were taken into account. **Almost 43 % of the determined capacity potential of the wind areas is accounted for by area plans in draft stage.** In the course of the procedure, existing areas can be omitted and additional areas can be identified. Experience shows that the process usually leads to a net-decrease in **wind areas**. Future planning procedures beyond the current draft areas are not taken into account.

For the interpretation of the results, it should be noted that in a third of the planning regions the planning at the regional planning level is not final, so that additional area designations are possible at the municipal planning level. Planning regions without final planning are located in the federal states of

Lower Saxony, North Rhine-Westphalia, Rhineland-Palatinate, Baden-Württemberg and Bavaria. The analysis shows that designations at municipal planning level can account for a significant proportion of area designations for wind energy, but the relevance of municipal level planning varies greatly between states. **Due to a lack of data on area designations at the municipal planning level, data gaps remain, especially for the federal states of Lower Saxony and North Rhine-Westphalia. For the recorded wind areas at the municipal planning level, no complete information is available on the planning status. This means that the used data records can contain both older and unusable areas as well as draft areas.**

Some of the designated areas cannot be used due to permitting, property rights and economic obstacles. Of the areas designated between 2000 and the end of 2014 shows that on average 23 % of the determined capacity potential of the areas was not used. A survey of the regional planning agencies has shown that the usability of the areas is particularly often restricted by species conservation and nature conservation. Other frequently cited reasons are air traffic control, radar facilities, ownership structures and wind speed.

Bavaria is the only federal state which has introduced a provision requiring wind turbines to maintain a minimum distance of 10 times their total height from residential buildings. **To estimate the area available in Bavaria, the existing wind areas were tailored with a geodata set buffered with 2,000 m for residential buildings.**

The determination of the capacity potential is also subject to uncertainties in the assumptions for the development of the plant configuration as well as the plant placement. In addition, several federal states require that the rotor blade tip must not stick out beyond the wind area. According to a study by DEWI⁶, this reduces the capacity by about 20 %. This was not taken into account during the plant placement.

The study assumed the operating life of the existing turbines within the designated wind areas to be around 20 years. Wind turbines with an operating life of 20 years will be dismantled and wind areas freed up. If the turbines are operated longer than assumed here, the areas will not be available at the assumed time. The data set used for the existing wind turbines comprises approximately 97 % of the existing wind turbines. If existing installations are not recorded, the available wind area is overestimated.

Determined wind areas

Table 1 summarises the results of the area analysis. The area determined for wind energy use is compared to the total area of the individual federal states. This reveals major differences between the individual federal states. While Hessen, Schleswig-Holstein, Brandenburg and Saarland, for example, have designated or are still designating around 2 % of their land area for the installation of wind turbines, Thuringia and Saxony account for only 0.6 % and 0.2 % of their land area respectively. For Bavaria, it should be noted that the low value of designated area is due to the 10H regulation requiring an area with a radius of 2,000 m from residential buildings.

Of the areas designated to be used for wind energy, varying proportions are already occupied by existing installations. The free proportions go from 4.2 to 75.9 % of the designated area, depending on the federal state. At 335 km², the federal state of Hesse has the largest free area at the end of 2017 for the use of wind energy, followed by Brandenburg (201 km²) and Rhineland-Palatinate (180 km²).

⁶DEWI, Klimaschutzagentur Region Hannover (2015)

Table 1: Designated and free areas for wind energy use in the federal states (regional planning + municipality planning level)

State	Area state [km ²]	Designated wind area ⁷ [km ²]	Share of state area [%]	Free area as of late 2017 [km ²]	Free area share of wind areas [%]
BB	29,654	552	1.9 %	201	36.4 %
BE	892	0	0.0 %	0	-
BW	35,751	214	0.6 %	139	64.8 %
BY	70,550	46	0.1 %	29	64.6 %
HB	420	4	1.0 %	1	18.7 %
HE	21,115	442	2.1 %	335	75.9 %
HH	755	2	0.2 %	0	4.2 %
MV	23,214	159	0.7 %	95	59.7 %
NI	47,593	388	0.8 %	112	28.9 %
NW	34,113	260	0.8 %	59	22.9 %
RP	19,854	344	1.7 %	180	52.2 %
SH	15,802	312	2.0 %	77	24.6 %
SL	2,569	52	2.0 %	28	52.8 %
SN	18,449	45	0.2 %	9	18.9 %
ST	20,452	219	1.1 %	25	11.6 %
TH	16,202	93	0.6 %	35	37.5 %
DEU	357,385	3,131	0.9 %	1,325	42.3 %

Taking into account the existing facilities as of 31.12.2017, approx. 42 % of the areas considered are available for the installation of wind turbines. Wind turbines are going to be dismantled once their maximum operating life has been reached, increasingly larger areas will become available again for longer-term considerations for the years 2025 and 2030. Notably, **assuming an operating life of 20 years, the free share of land will increase to approx. 52 % by 2025 and to approx. 61 % by 2030.** While wind turbines in wind areas can generally be repowered, this possibility does not usually exist for wind turbines outside of wind areas due to planning restrictions. The question as to whether the proceeds from the generated electricity exceed the operating costs, determines the continued operation or possible dismantling of the plants. This has a considerable influence on the free area and, thus, on the capacity potential in the years under consideration.

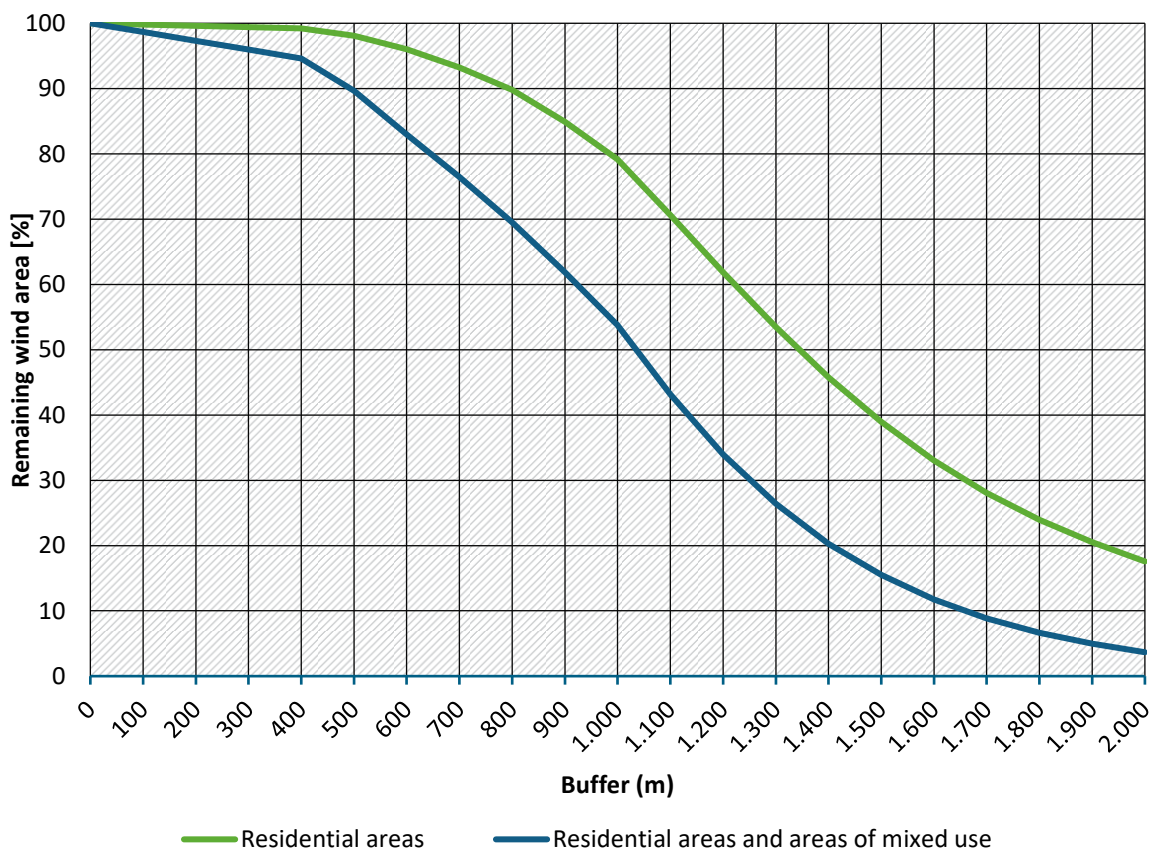
The study considered variants of 20, 25 and 30 years of operating life for the wind turbines outside the wind areas (operating life for the wind turbines within the wind areas still 20 years). While 35.1 GW of the existing wind turbines considered are still in operation in 2025 (2030: 26.2 GW) if the wind turbines have an operating life of 20 years outside the wind areas, an operating life of 25 years outside the wind areas results in 40.9 GW not being shut down in 2025 (2030: 30.3 GW). An operating life extended by a further five years would result in 42.3 GW in 2025 (2030: 36.0 GW).

⁷ Here, legally binding areas and areas in the list were subsumed (cf. Chapter 3.1).

Effects of blanket distances to settlement areas

This Germany-wide GIS analysis investigated the effects of blanket distances to residential areas on the usable wind area. For this purpose, the areas for residential development and areas for mixed use from the data set of the Digital Basic Landscape Model (Digitales Basis-Landschaftsmodell) were provided with different buffers up to a maximum of 2,000 m to determine which part of the wind area remained unaffected. Figure 2 shows the fraction of the remaining area as a function of the distance considered. While the available area share is only slightly reduced with small distances of up to 500 m, larger distances quickly lead to a significant reduction of the unaffected area. The proportion of available areas at federal level with a buffer of 1,000 m around the residential areas already drops to below 80 %. If mixed-use areas are included, this share is further reduced to 54 %. With a blanket distance of 1,500 m, the available area shares amount to 39 % around residential development and 15 % around residential development and areas of mixed use.

Figure 2: Fraction of nationwide wind area when requiring blank distances to residential areas depending on the buffer radius



Source: Own calculations Fraunhofer IEE

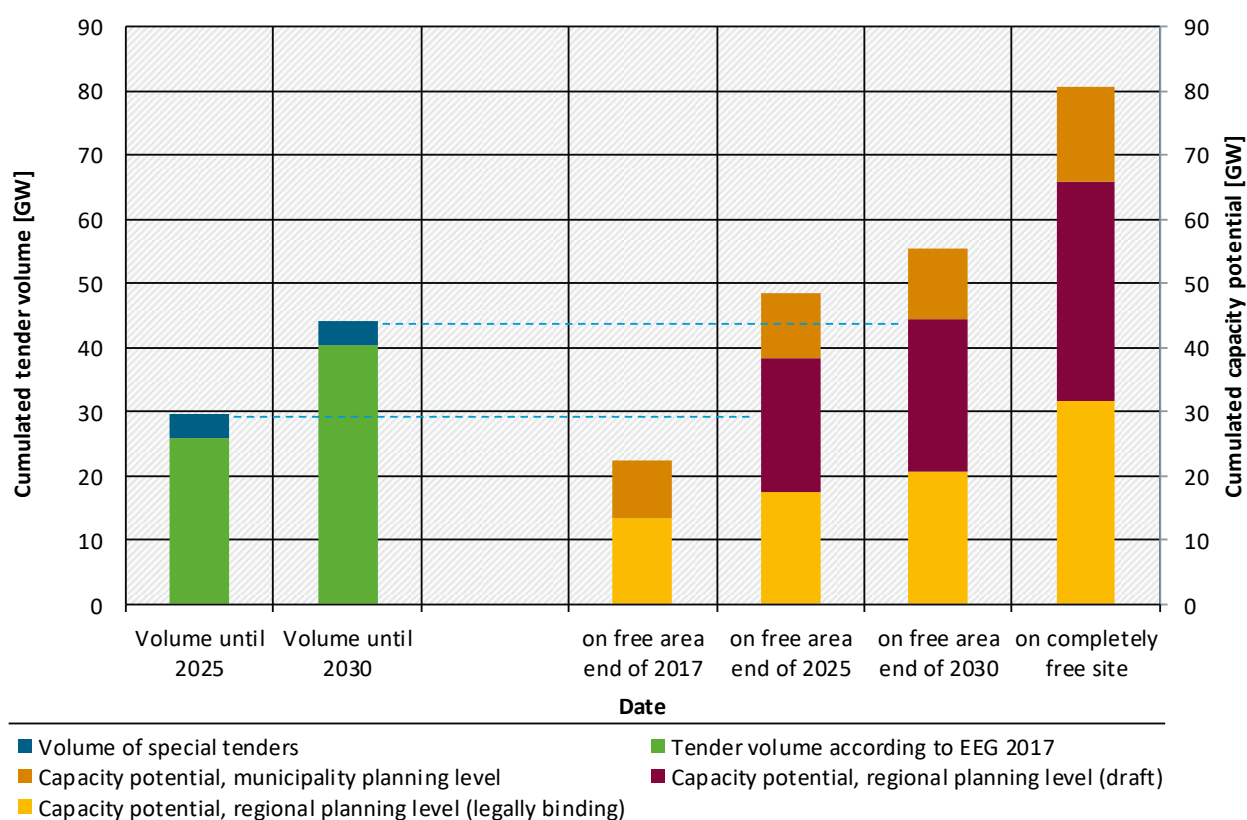
Determined capacity potentials and competition in the auctions

Figure 3 shows how much capacity potential is available at the end of 2017 at regional and at municipal level. Moreover, it illustrates how the cumulative available capacity potential can increase through the dismantling of existing facilities and the realisation of draft plans over the scenario years 2025, 2030 and in the long-term.

On the basis of the assumptions, up to 13.4 GW of capacity can be installed on the free areas of the legally binding regional plans at the end of 2017. A further 9.0 GW of capacity can be installed on the free areas on the municipality planning level at the end of 2017. However on the municipal planning level, there is no comprehensive information on the planning status of the wind areas available. By 2025, a further 4.1 GW could be added on legally binding regional planning areas, 1.3 GW on land-use planning areas and 20.8 GW on draft areas, so that the cumulative potential in 2025 is 48.5 GW.

For 2030, the determined capacity potential amounts to 55.4 GW, of which 20.6 GW is attributable to legally binding areas of regional planning, 11.0 GW to areas of urban land-use planning and 23.9 GW to areas in the draft. In the long-term, the determined capacity potential on completely free space is 80.7 GW, 31.6 GW of which are legally binding areas in regional planning level, 14.7 GW are urban land-use planning areas and 34.4 GW are areas in the draft.

Figure 3: Comparison of the auction volume for onshore wind energy with the determined capacity potential of the current wind areas



Source: Own graphic Navigant

Figure 3 compares the capacity potentials determined with the cumulative auction quantities of the technology-specific auctions up to 2025 and 2030. **The figure shows that the calculated capacity potential of 48.5 GW on the free area at the end of 2025 exceeds the aggregated auction quantities of 29.8 GW under the EEG 2017 (taking into account the 4.0 GW special auction quantities in 2019-2021) by 18.7 GW, i.e. by more than 60 %. Thus, there is sufficient capacity potential available in the medium-term to cover the auction volume.**

In addition, the figure shows that the calculated capacity potential in the free area at the end of 2030 exceeds the auction volume by 11.1 GW and thus 25 % if the current expansion paths are continued over the long-term. Compared to 2025, the surplus is significantly lower. Taking into account the partial non-usability and the areas occupied by wind plants added in 2018 within the framework of the transitional period of the EEG 2017 and the uncertainty of the implementation of the draft areas, it is unclear whether the auction volume can be served

until 2030 with the current wind areas. It is conceivable that the bid volume will fall short of the auction volumes. Additional future area allocations are advisable to ensure that the target quantities are achieved.

Comparison of the current wind areas with the 65 % target of the federal government and the targets of the states

In order to achieve the target agreed in the coalition agreement between the CDU, CSU and SPD to increase the share of renewable energies in gross electricity consumption to 65 % by 2030, additional onshore wind energy production, exceeding the predefined 2030 auction quantities, is necessary. The target value of scenario B 2030 of the national grid development plan (NEP) Electricity 2030 (2019) of 81.5 GW for onshore wind energy is just reached by the determined capacity potential, assuming an operating life of 20 years. In light of the uncertainties of the determined capacity potential, in particular the non-usability of the wind areas and the ambiguities concerning the implementation of the draft areas, it is unclear whether even the capacity of 74.3 GW of scenario A 2030 can be achieved with the current wind areas.

The NEP shows three scenarios for the achievement of the political objectives. In the three scenarios, the installed capacity of the onshore wind turbines is between 74.3 and 85.5 GW. However, a comparison with the UBA study on the potential of onshore wind energy⁸ shows, that there is sufficient areas to enable further ambitious expansion of onshore wind energy. In addition, the energy policy objectives of the states with regard to onshore wind energy were compared with the currently determined wind areas. **Five federal states have formulated targets for onshore wind energy by defining a fraction of the wind areas of the total state's land area: Brandenburg, Hessen, Lower Saxony, Rhineland-Palatinate and Thuringia. The comparison shows that only Hessen has already achieved the energy policy goal of allocating 2 % of its land area for onshore wind energy. Brandenburg has almost reached the target of 2 % with 1.9 % of its land area designated for wind power.** In Rhineland-Palatinate, the wind areas designated at regional planning level and at land-use planning level account for 1.7 % of the state's total area. The target of 2 % has not yet been reached. Thuringia has set the target of allocating 1 % of its land area to land-based wind energy. At currently 0.6 %, this target has not yet been achieved. Lower Saxony has set the target of erecting wind turbines on 1.4 % of its land area by 2050. Compared to other federal states, it is not the designation of the areas that is decisive for the achievement of the target in Lower Saxony, but the use of the areas. Currently, the proportion of designated areas is 0.9 % of the state's total area. However measurements issues are incurred thanks to the presence of data gaps.

Curtailment of wind energy

Due to the increasing number of temporary grid congestions, the number of wind energy curtailments has risen sharply in recent years. In order to estimate the impact on wind turbines, this study discusses the determined capacity potential of the free areas at the end of 2017 and the end of 2030 with respect to the impact of curtailments in the different states in the status quo and the expected peak shaving ("Spitzenkappung") according to the NEP in 2030.

At the end of 2017, more than one third of the free land is in states in which onshore wind turbines are only marginally affected by curtailments in the status quo. About a quarter of the free wind areas are in states which are lightly affected, a third in federal states which are medium strongly affected. Schleswig-Holstein is very severely affected by the regulations (8 % of the areas).

At the end of 2030, about 90 % of the capacity potential lies in states in which wind turbines will be affected by curtailment, with the share of capacity potential lightly affected regions rising to almost 60 %. This is due to the increased use of peak shaving ("Spitzenkappung"). The capacity potential of the areas in regions that will be

⁸ UBA (2013)

affected to a medium extent remains largely constant. In 2030, the states will no longer be strongly or very strongly affected by the curtailment, as temporary congestions will be eliminated by the expansion of the network.

Effects of low specific area capacities in northern Germany on the feed-in behaviour of additional on-shore wind energy

A currently discussed approach to avoid grid congestions and thus renewable energy curtailments is the adapted design of wind turbines. The approach is based on the hypothesis that a more constant feed-in with lower feed-in peaks, achieved through lower specific area capacities of installations, reduces renewable energy curtailments. The estimate of the magnitude of the effects of new wind turbines with a lower specific area capacity in northern Germany on the feed-in behaviour for renewables can help answer whether promoting wind turbines with a lower specific area capacity avoids renewable energy curtailments.

The analysis for Schleswig-Holstein and Lower Saxony shows that wind turbines with a lower specific area capacity reduce the feed-in peaks by 16-19 % with an assumed equal amount of energy. Because generation increases at times of lower wind speeds, the feed-in curve becomes slightly more stable. Overall, the feed-in behaviour is found to be as more grid-compatible. The strongest effects concern regions in which the frequency of wind speeds in the partial load range of the plant is high. In order to further classify and quantify the various aspects, an in-depth system analysis with a grid model is necessary, taking into account the load and generation situation of other energy sources.

The lower specific area capacity also leads to an increased area requirement of 7-11 % to achieve the same energy quantities in comparison to the baseline scenario, as the capacity potential of the wind areas is reduced. The share of wind areas in the total area of individual regions is already at a high level. **If no further land designation is possible, the capacity potential in the region will be significantly reduced.**

Recommendations for action

The results show that, taking into account the uncertainties, the targets for 2030 cannot be achieved on the covered wind areas. Table 2 shows options for action that can contribute to a medium-term increase in the available wind areas. In addition, the topics of data availability, achievement of the 65 % target and insufficient short-term bid volumes are addressed.

Table 2: Overview of conclusions and recommendations for action

Insight	Recommendation for action
There are no binding targets at the federal level for nationwide land designation yet.	Expansion of wind area In order to ensure sufficient land designation to achieve the objectives of the federal government, the processes must be better coordinated. The federal level should take into account the long time periods of the processes for land designation when determining the extension plans for onshore wind energy. In order to ensure the availability of land necessary for the expansion in the long-term, appropriate targets must be set at an early stage, to which the planning should then react promptly. The impulses required for this can e.g. come from the federal states in the form of binding land targets. It should be discussed whether overriding nationwide targets could be helpful in this respect, which could be defined in a discourse between the federal government and the federal states.
Blanket distance rules massively restrict the wind areas and do not necessarily lead to an increase in acceptance.	Handling settlement areas Blanket settlement distances are generally not recommended. In particular, an introduction for existing plans and plans in draft is not recommended, as this would severely limit the capacity potential and delay the ongoing processes for land designation. Experience with the 10H regulation in Bavaria shows that the possibility of deviating from blanket distances at municipal level is rarely used and is not a suitable instrument for developing areas within blanket distances. Due to the strong restrictions on wind areas by blanket distances beyond the usual distance requirements, the implementation of other acceptance-promoting measures instead of blanket distance regulations is recommended.
Approximately half of the determined capacity potential is on areas in the draft stage.	Increasing the legal certainty of plans An increase in the legal certainty of (partial) updates and new lists should ensure that the draft areas can be implemented to a large extent and contribute to maintaining the plans and, thus, the wind areas. Concrete recommendations for action with regard to increasing the legal certainty of the plans cannot be made. The following approaches are conceivable, but require a legally sound discussion. Firstly, restricting the complete cancelation of plans due to individual legal errors by giving priority to possibilities for correcting legal and procedural errors is relevant. Secondly, an increase in legal certainty through increased support in the updating or re-drafting of plans via a central body at federal level, supplemented by institutions at state level, needs to be taken into consideration.
A high proportion of wind areas, that are not or only partially usable in practice, considerably reduces the capacity potential and requires an increased designation of areas.	Improving the usability of designated wind areas We recommend further investigations into the reasons for the non-usability of wind areas. In general, it should be ensured that the designated wind areas are sufficiently windy for the economic operation of wind turbines. All prospective designated wind areas should have at least a defined minimum of wind conditions. A restriction of the usability of wind areas by building height restrictions has to be avoided, since the use of modern inland plants allows locations with comparatively low wind speed to be developed economically.

Insight	Recommendation for action
	By adapting the auction design, the economic efficiency of poorer locations can be improved. We recommend further investigations to estimate the site quality of the designated wind areas and to reduce the lower limit of the reference yield model. With respect to species protection, we recommend carrying out further investigations into the influence of possible exceptional procedures for the approval of wind energy projects on the usability of designated wind areas, taking into account the effects on species protection.
Capturing data on the current wind areas requires a continuous high effort.	Improvement of data availability The current wind areas should be recorded centrally and continuously. New area designations and draft areas should be subject to mandatory reporting. We recommend that data be collected by a central body at federal level. Alternatively, the data could be reported to the next higher level involved in spatial planning.
Longer periods of operation of existing installations outside the designated wind areas increase the annual quantities of energy and thus contribute to achieving the 65 % target in 2030.	Handling existing wind turbines To achieve the 65 % target in 2030 no incentives should be provided for the dismantling of existing installations outside the designated areas. Instead, economic incentives should be taken into consideration which would enable existing installations to continue operating economically outside the wind areas. Since the possible difference between the operating costs of the installations and the proceeds from the electricity sales is likely to be small, such financial support for continued operation represents a cost-efficient way of increasing the share of renewable energies in gross electricity consumption. On the other hand, the dismantling of wind turbines within the wind areas should not be delayed, so that repowering can take place with more efficient, higher-yielding turbines.
In spite of sufficient capacity potential on the current wind areas, the bid volumes for auctions for on-shore wind energy have in some cases been lower than the auction volume.	Handling short-term supply shortages An in-depth analysis of the causes of the current supply shortage is recommended. In addition, an adaptation of the current auction design as a reaction to a short-term shortage of supply should be examined. One measure to be taken in the event of a sufficient supply of bids in the medium-term is to adjust the auction volumes with a temporary reduction followed by a reliable increase in auction volumes. In this context, it is of great importance that the reduced auction volume is compensated by a clearly defined, administrative increase in volume via the subsequent auction rounds in order to ensure long-term planability for the industry. If auction volumes are postponed for a longer period of time, economic consequences for the industry can be expected.

1 Hintergrund und Ziele

1.1 Hintergrund

Mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2017 hat die Bundesregierung das Fördersystem für Windenergie von einem regulatorisch festgelegten Einspeisetarif auf ein Ausschreibungsmodell zur wettbewerblichen Ermittlung der Vergütungshöhe umgestellt. Den weiteren Zubau an Windenergie steuert der Gesetzgeber, indem er jährliche Ausschreibungsvolumen vorgibt. Bis 2019 beträgt die ausgeschriebene Bruttomenge 2,8 GW. Ab 2020 beträgt diese jährlich 2,9 GW. Darüber hinaus legt das Energiesammelgesetz Sonderausschreibungen für die Windenergie an Land in Höhe von 1 GW in 2019, 1,4 GW in 2020 und 1,6 GW in 2021 fest.

Um den Erfolg der Ausschreibungen zu gewährleisten, muss die Summenleistung der Gebote das jeweils ausgeschriebene Volumen überschreiten. Dies setzt voraus, dass ausreichend Flächen für den Windenergieausbau vorhanden sind. Zwischen Mai 2018 und Mai 2019 waren sämtliche Ausschreibungsrunden unterzeichnet. Das sinkende Wettbewerbsniveau führt zu steigenden Zuschlagswerten. Die Förderkosteneffizienz sinkt. Zudem ist die Erreichung der Ausbauziele bei einer andauernden Unterzeichnung in Gefahr. Damit stellt sich die Frage:

Werden von Trägern der Regional- und Bauleitplanung ausreichend Flächen für die Bebauung mit Windenergieanlagen (WEA) ausgewiesen, um die für die Ausschreibungsverfahren erforderlichen Leistungsmengen zu bedienen und ein ausreichendes Wettbewerbsniveau zu gewährleisten?

Hierbei gilt es, verschiedene Einflussfaktoren zu beachten:

- ▶ Der Bedarf an weiteren Windflächen⁹ leitet sich aus dem Ausbaukorridor der Windenergie an Land ab. Eine Anpassung des anvisierten jährlichen Zubaus erfordert andere Ausschreibungsvolumen und somit gegebenenfalls zusätzliche Windflächen. Anpassungen können z. B. aufgrund geringer Realisierungsquoten, der Umstellung von Brutto- auf Nettozubau oder einer politischen Anpassung im Rahmen einer verstärkten oder zurückhaltenden Umwelt- und Klimapolitik erfolgen.
- ▶ Die Ausweisung von Windflächen, die Projektierung von Windparks und die Ausschreibung der Förderung für Windenergie erfolgen nicht synchron. Flächen für die Windenergie werden von den Trägern der Regionalplanung und Bauleitplanung in großen zeitlichen Abständen ausgewiesen, sind getrieben von föderalen Ausbauzielen und entziehen sich damit weitgehend dem Einfluss des Bundes.
- ▶ Die Effektivität der Planungsprozesse einzelner Träger der Regionalplanung beziehungsweise Baubehörden, die für die Flächenausweisung zuständig sind, beeinflusst die Geschwindigkeit, mit der neue Flächen bereitstehen. In den vergangenen Jahren hat sich gezeigt, dass der meist mehrjährige Prozess der Flächenausweisung für Windenergie oftmals nicht mit dem Tempo des Windenergiezubaus mithalten konnte. Dies trifft vor allem für die nördlichen Bundesländer zu, in denen Windenergie aufgrund der guten Windhöffigkeit besonders hohe Wachstumsraten verzeichnete. Darüber hinaus kann die gerichtliche Aufhebung bestehender Pläne die zeitliche Planung stark beeinflussen. Dies ist beispielsweise derzeit in Schleswig-Holstein zu beobachten, wo die Regionalplan-Teilfortschreibungen von 2012 zur Ausweisung von Eignungsgebieten für die Windenergienutzung im Januar 2015 für unwirksam erklärt wurden.
- ▶ Die Ausweisung von Flächen für WEA erfolgt über die Regional- und/oder Bauleitplanung. Der Bund kann nicht direkt auf die Ausweisung der Flächen einwirken. Bis zum 31. Dezember 2015

⁹ Der Begriff Windflächen subsummiert im vorliegenden Bericht Flächen, welche planungsrechtlich für die Errichtung von Windenergieanlagen vorgesehen sind. Dies betrifft sowohl Flächenausweisungen auf Ebene der Regionalplanung (Eignungsgebiete, Vorranggebiete, Vorbehaltsgebiete) als auch auf Ebene der kommunalen Bauleitplanung

konnten die Bundesländer nach der Länderöffnungsklausel in § 249 Abs. 3 BauGB gesetzliche Regelungen zu Abständen von WEA erlassen. Einzig Bayern hat von der Länderöffnungsklausel Gebrauch gemacht und im November 2014 eine Bestimmung in die bayerische Landesbauordnung aufgenommen, wonach WEA einen Mindestabstand vom 10-fachen ihrer Höhe zu Wohngebäuden einhalten müssen.

- Die Einführung des Netzausbaubereiches mit dem EEG 2017 führt zu einer Begrenzung der Zuschläge in bestimmten Landkreisen in Norddeutschland. Dieses Gebiet zeichnet sich durch sehr günstige Windverhältnisse aus und stand somit bisher im Fokus der Windprojektierer. Hier stellt sich die Frage, inwieweit außerhalb des Netzausbaubereiches ausreichend Windflächen zur Deckung des restlichen Ausschreibungsvolumens zur Verfügung stehen.

Die aufgezeigten Herausforderungen umreißen das Spannungsfeld, in dem sich die eingangs formulierte Fragestellung bewegt. Die Abschätzung der verfügbaren Flächen im Zeitverlauf ist demnach eine zentrale Voraussetzung, um abzuschätzen, ob eine effiziente und wettbewerbliche Durchführung der Ausschreibungen in den kommenden Jahren möglich ist.

1.2 Ziele des Vorhabens

Ziel des Vorhabens ist es zu überprüfen, wie viele Flächen zur Nutzung für die Windenergie an Land kurz- und mittelfristig zur Verfügung stehen. Über eine GIS-Analyse soll Aufschluss über die installierbare Leistung der Windenergie an Land gegeben werden. Vor dem Hintergrund der festgelegten Zuschlagsmengen im Rahmen der Ausschreibungen soll überprüft werden, ob kurz- und mittelfristig ausreichend Flächen für Windenergie an Land zur Verfügung stehen, um ein ausreichendes Wettbewerbsniveau in den Ausschreibungen zu gewährleisten und somit die EE-Ziele der Bundesregierung zu erreichen.

Die Themenkomplexe sind dabei eng verwoben (z. B. Planungszeiten für Windflächen, Projektierungszeiten von Windparks, Ausschreibungsintervalle). Der Anspruch des Vorhabens besteht darin, aufkommende Herausforderungen bei der Erreichung der Ausbauziele in den verschiedenen Planungsebenen zu identifizieren und durch Handlungsempfehlungen zu adressieren.

Mittels GIS-Analyse wurde ein Datensatz erstellt, der die wesentlichen Merkmale zur Analyse von Flächen für den Windenergieausbau an Land umfasst. Hierzu zählen koordinatenscharfe Daten der Bestandsanlagen, der derzeitige Stand bei der Ausweisung von Flächen für die Windenergie an Land sowie Möglichkeiten für das Repowering.

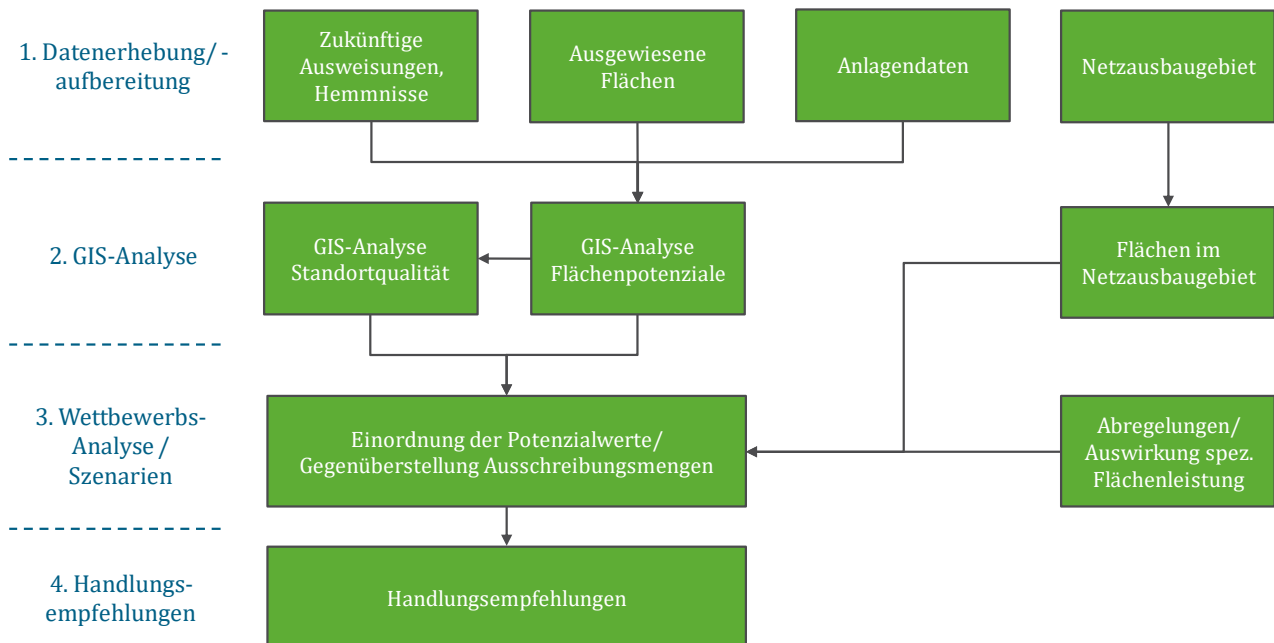
Basierend auf diesem Datensatz werden mithilfe einer GIS-Analyse Entwicklungspfade zum Ausbau der Windenergie an Land berechnet und den erforderlichen Mengen für ein funktionierendes Ausschreibungssystem und das Erreichen der EE-Ziele gegenübergestellt. Hierbei wird die Flächenkulisse ermittelt und für drei Zeitpunkte untersucht, welcher Teil der Flächenkulisse, unter Berücksichtigung der in Betrieb befindlichen Bestandsanlagen, frei ist. Darüber hinaus wird ein langfristiges Szenario ohne Berücksichtigung von Bestandsanlagen („Grüne Wiese“) untersucht.

Das Vorhaben wurde in engem Austausch mit der Bund-Länder-Initiative Windenergie (BLWE) durchgeführt.

1.3 Struktur des Berichts

Abbildung 4 gibt einen Überblick über das methodische Vorgehen. Die Untersuchung ist im Wesentlichen in 4 Phasen unterteilt: Datenerhebung und -aufbereitung, GIS-Analyse, Analyse des Wettbewerbs in den Ausschreibungen und Handlungsempfehlungen.

Abbildung 4: Übersicht über das methodische Vorgehen



Quelle: Eigene Darstellung Navigant

Kapitel 2 stellt die im Vorhaben erfolgten Schritte der Datenerhebung und Datenaufbereitung vor. In Kapitel 3 wird das methodische Vorgehen und die Parametrierung der Flächenanalyse erläutert. Die Anlagenparameter für die Analyse werden definiert, und das Vorgehen bei der Anlagenplatzierung zur Ermittlung der installierbaren Leistung beschrieben. In Kapitel 4 folgen GIS-Auswertungen zur aktuellen Flächenkulisse. Kapitel 5 untersucht die Relevanz der Bauleitplanungsebene bei der Flächenausweisung.

Kapitel 6 umfasst die Ergebnisse zu Hemmnissen für die Nutzung und Ausweisung weiterer Flächen für die Windenergienutzung sowie möglichen planungsrechtlichen Instrumenten zur Steuerung des Repowerings, welche auf einer Abfrage bei den Trägern der Regionalplanung basieren.

Kapitel 7 ordnet die erfasste Flächenkulisse und die ermittelten Leistungspotenziale ein und beschäftigt sich mit der Frage, ob ausreichend Flächen zur Deckung der Ausschreibungsmengen zur Verfügung stehen. Die erfasste Flächenkulisse wird den EE-Zielen der Bundesländer gegenübergestellt und die ermittelten Leistungspotenziale vor dem Hintergrund der EE-Ziele auf Bundesebene eingeordnet.

Kapitel 8 beinhaltet eine Einordnung der Belastung von Regionen durch Einspeisemanagement (Eins-Man)-Maßnahmen im Status quo und eine Abschätzung der Entwicklung von Netzengpässen.

Kapitel 9 untersucht die Auswirkungen einer geänderten Anlagenkonfiguration des Zubaus in Norddeutschland gemäß Schwachwindenergieanlagen auf die Leistungspotenziale und gibt eine Einordnung zur Netzdienlichkeit des geänderten Einspeiseverhaltens.

In Kapitel 10 werden Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen abgeleitet.

2 Datenerhebung und Aufbereitung

2.1 Daten zu ausgewiesenen Gebieten für die Windenergie

Im ersten Arbeitsschritt des Projektes sollen die Daten über ausgewiesene Flächen für die Nutzung der Windenergie an Land zusammengetragen werden. Das Ziel ist es, daraus eine möglichst genaue Bewertung der Flächenverfügbarkeit für den zukünftigen Windenergieausbau auf den aktuell ausgewiesenen und geplanten Windflächen abzuleiten.

2.1.1 Flächenausweisung und Flächentypen

Flächenausweisungen für die Windenergie an Land können zum einen auf Ebene der Regionalplanung (eine Planungsregion umfasst i. d. R. ein oder mehrere Landkreise) und zum anderen auf Ebene der Bauleitplanung (Kommunen) erfolgen. Abbildung 5 zeigt die Planungsregionen in Deutschland.

Von den Trägern der Regionalplanung werden Flächen für verschiedener Kategorien ausgewiesen. Die Flächentypen sind im Raumordnungsgesetz¹⁰ definiert. Für die Windenergie sind folgende Typen relevant: Vorranggebiete (VRG), Vorbehaltsgebiete (VBG), Eignungsgebiete (EG) sowie Vorranggebiete mit Ausschlusswirkung beziehungsweise Vorranggebiete mit Wirkung von Eignungsgebieten. Generell ist zwischen abschließender und nicht abschließender Planung zu unterscheiden. Während bei einer nicht abschließenden Planung weiterhin die Privilegierung der Windenergie bestand hat, kann durch eine abschließende Planung der übrige Planungsraum von den an sich privilegierten Anlagen freigehalten werden¹¹. Diese Einschränkung der Privilegierung von WEA im Außenbereich wird auch als Planvorbehalt bezeichnet.

- ▶ **Vorranggebiete** gewähren der Windenergie Vorrang und schließen raumbedeutsame¹² Vorhaben, die mit der Windenergienutzung nicht vereinbar sind, in diesem Gebiet aus.
- ▶ **Vorbehaltsgebiete** schreiben den Belangen der Windenergie in einem Gebiet ein erhöhtes Gewicht in der planerischen Abwägung zu, gewähren aber keinen generellen Vorrang.
- ▶ **Eignungsgebiete** sind immer mit einer außergebietlichen Ausschlusswirkung verknüpft, sodass der Ausbau der Windenergie im restlichen Planungsgebiet i. d. R. ausgeschlossen ist.
- ▶ **Vorranggebiete mit der Wirkung von Eignungsgebieten** vereinen den Vorrang innerhalb der Fläche mit der außergebietlichen Ausschlusswirkung.

¹⁰ §7 Absatz 3 ROG 2008

¹¹ § 35 Abs. 3 Satz 3 BauGB

¹²

Nach § 3 Abs. 1 Nr. 6 ROG 2008 sind solche Vorhaben als „raumbedeutsam“ zu qualifizieren, die „Raum in Anspruch nehmen“ oder durch die die räumliche Entwicklung oder Funktion eines Gebiets beeinflusst wird.

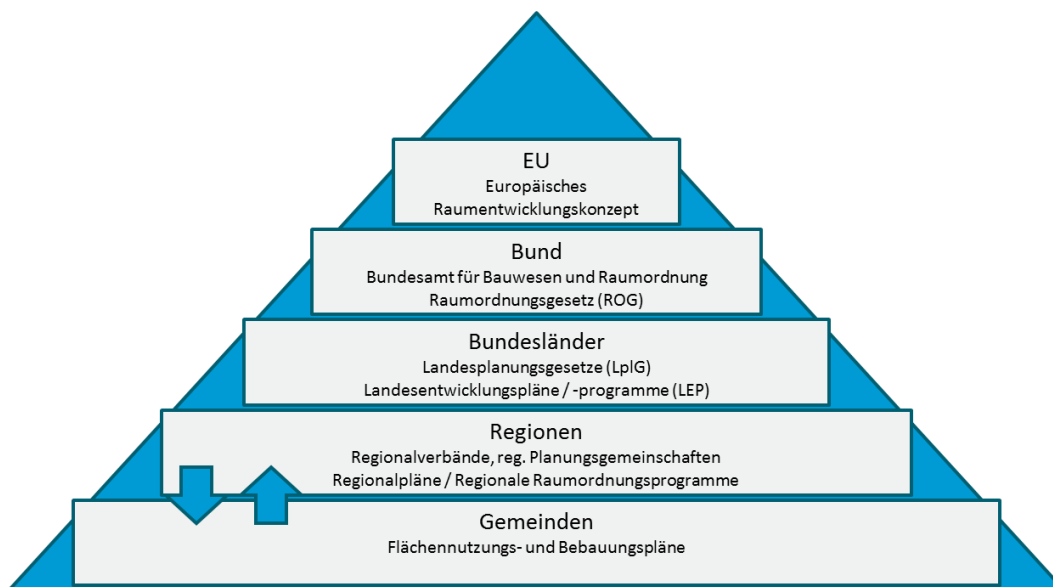
Abbildung 5: Kartendarstellung der Planungsregionen



Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE

In einigen Bundesländern werden durch Landesplanungsgesetze, Landesentwicklungspläne oder Windenergieerlasse Ziele und Vorgaben für den Ausbau der Windenergie festgesetzt. Dies können beispielsweise Vorgaben zur Art der auszuweisenden Flächen (Konzentrationsplanung) oder auch Größenordnungen für den Anteil der auszuweisenden Windflächen an der Landesfläche sein, an der sich die Träger der Regionalplanung orientieren müssen. Städte und Gemeinden, denen in Art. 28 GG die kommunale Planungshoheit zugesprochen wird, sind im Sinne des Gegenstromprinzips¹³ bei der Erstellung der Regionalplanungen zur Mitwirkung aufgefordert und sollen ihre Bauleitplanung an die vereinbarten Ziele anpassen. Ebenso sind auf Ebene der Regionalplanung Ausweisungen der Bauleitplanung zu berücksichtigen.

Abbildung 6: An der räumlichen Planung beteiligte Ebenen



Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE in Anlehnung an <https://www.m-r-n.com/regionalplanung>

2.1.2 Datenbeschaffung und -aufbereitung

Bei der Datenbeschaffung über ausgewiesene Windflächen wurde der Fokus auf die auf Regionalplanungsebene ausgewiesenen Gebiete gelegt. Generell existiert keine zentrale Datenbasis für die Flächenausweisungen für die Windenergienutzung auf den verschiedenen Planungsebenen. Ebenso ist die Weiterführung bestehender Datensätze aus Vorgänger-Vorhaben beim Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung aufgrund bestehender Nutzungsvereinbarungen nicht möglich gewesen. In Einzelfällen liegen aktuelle Datensätze auf Landesebene vor, jedoch ist es meist erforderlich, die Daten direkt bei den zuständigen Planungsbehörden abzufragen. Zunächst wurden aus den Regionalplänen die Gebietskategorien zu den ausgewiesenen Flächen recherchiert und in einer Übersichtstabelle dokumentiert. Ein Auszug der Tabelle mit einer Übersicht über die einzelnen Bundesländer findet sich in Tabelle 3.

Wie aus der Tabelle hervorgeht, gibt es in Deutschland 102¹⁴ Träger der Regionalplanung, die für die Ausweisung der Windflächen zuständig sind. Um den Arbeitsaufwand effizient zu gestalten, wurden neben der Möglichkeit, die Daten direkt bei den 102 Planungsträgern anzufragen, zunächst weitere

¹³ Das Gegenstromprinzip ist im §1 Abs. 3 ROG 2008 festgelegt und regelt die Zusammenarbeit der verschiedenen Planungsebenen (z. B. Bauleit- und Regionalplanebene). Dabei hat die jeweils untere Planungsebene gegenüber der oberen Ebene Beteiligungsrechte, muss sich aber gleichzeitig an Vorgaben aus der oberen Planungsebene halten. (Quelle: <https://www.arl-net.de/de/commin/deutschland-germany/12-die-grundprinzipien-des-planungssystems>, letzter Abruf 31.01.2018)

¹⁴ Für die Bundesländer Berlin, Bremen, Hamburg und Saarland gibt es keine eigenen Planungsregionen.

Ansätze zu einer gebündelten Datenakquise verfolgt. Mit dem Ziel, den Anfragenaufwand zu begrenzen, wurden zunächst die 16 Landesämter oder Ministerien angefragt, die sich mit der Ausweisung von Flächen für die Windenergienutzung befassen, da in einigen Bundesländern die GIS-Datensätze dort zentral vorliegen. Für diejenigen Fälle, in denen die Anfrage über die Länder nicht zum Erfolg geführt hat, wurden im nächsten Schritt die Träger der Regionalplanung angefragt.

Eine Herausforderung bei der Erstellung eines einheitlichen, aktuellen und möglichst vollständigen Datensatzes liegt – neben den dezentralen Zuständigkeiten bei der Flächenausweisung – in dem unterschiedlichen Status der Regionalpläne. In einigen Regionen befinden sich die Regionalpläne noch im Entwurfsstadium und sind nicht rechtskräftig. Es gibt darüber hinaus Regionen, in denen Regionalpläne juristisch angefochten und gerichtlich für ungültig erklärt wurden und für die seither noch keine neuen Flächen ausgewiesen wurden. Vor diesem Hintergrund, und um einen möglichst aktuellen und flächendeckenden Datensatz zu erhalten, wurde entschieden, dass auch Flächen im Entwurfsstadium in die Datensammlung aufgenommen werden. Existieren für eine Region gleichermaßen rechts-gültige und im Entwurfsstadium befindliche Flächen, so wurden für die Analysen ausschließlich die noch nicht rechtskräftigen Entwurfsflächen berücksichtigt. Da die Analysen kurz- bis mittelfristig in die Zukunft blicken sollen, stellen eher diese zukünftigen Flächen die relevante Datenbasis dar.

Tabelle 3: Übersicht über die Gebietskategorien der Flächenausweisungen für Windenergie in den einzelnen Bundesländern (Stand 01.08.2018)

Bundesland	Anzahl Planungsregionen	Flächenkategorien	Kommentar
Baden-Württemberg	12	VRG, VRG mit Ausschlusswirkung	Flächenausweisungen auf Ebene der Bauleitplanung z. T. möglich
Bayern	18	VRG, VBG, VRG mit Ausschlusswirkung	Flächenausweisungen auf Ebene der Bauleitplanung z. T. möglich
Berlin	-	-	Keine Regionalplanung. Keine Flächenausweisungen auf Ebene der Bauleitplanung
Brandenburg	5	EG	Konzentrationsplanung ¹⁵
Bremen	-	VRG	Keine Regionalplanung. Flächenausweisungen auf Ebene der Bauleitplanung (Konzentrationsplanung)
Hamburg	-	EG	Keine Regionalplanung. Flächenausweisungen auf Ebene der Bauleitplanung (Konzentrationsplanung)
Hessen	3	EG, VRG mit Ausschlusswirkung	Konzentrationsplanung
Mecklenburg-Vorpommern	4	EG	Konzentrationsplanung
Niedersachsen	33	EG, VRG, VRG mit Ausschlusswirkung	Flächenausweisungen auf Ebene der Bauleitplanung z. T. möglich

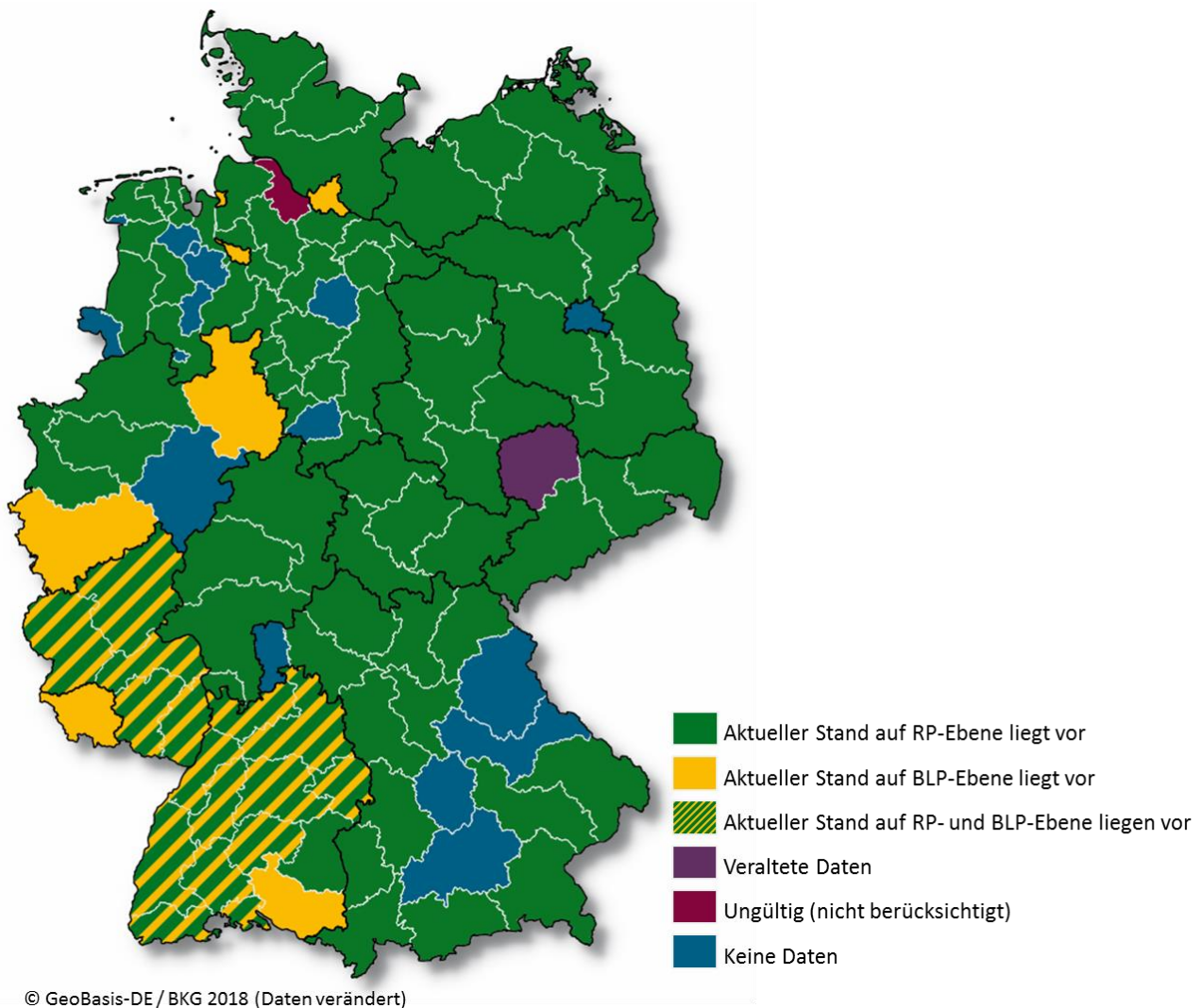
¹⁵ Durch Ausweisung von Gebieten mit Ausschlusswirkung können in einer Region außerhalb dieser Gebiete i. d. R. keine WEA mehr genehmigt werden, was als Konzentrationswirkung bezeichnet wird. Quelle: 2016, Fachagentur Wind, Entwicklung der Rechtsprechung zur raumordnerischen Steuerung der Windenergienutzung

Bundesland	Anzahl Planungsregionen	Flächenkategorien	Kommentar
Nordrhein-Westfalen	6	VRG, VBG	Flächenausweisungen auf Ebene der Bauleitplanung möglich
Rheinland-Pfalz	5	VRG	Flächenausweisungen auf Ebene der Bauleitplanung möglich
Saarland	-	Konzentrationszonen für Windenergieanlagen	Keine Regionalplanung. Flächenausweisungen auf Ebene der Bauleitplanung (Konzentrationsplanung)
Sachsen	4	VRG mit Wirkung von EG	Konzentrationsplanung
Sachsen-Anhalt	5	EG, VRG mit Ausschlusswirkung	Konzentrationsplanung
Schleswig-Holstein	3	VRG mit Ausschlusswirkung	Konzentrationsplanung
Thüringen	4	VRG mit Ausschlusswirkung	Konzentrationsplanung

Für das Projekt wurden die ausgewiesenen Flächen in Form von Geo-Datensätzen (vorzugsweise als Shape-Files) erfasst, die weitere Metainformationen wie die dazugehörige Flächenkategorie und das Datum der Flächenausweisung im Regionalplan oder eines Entwurfs enthalten. Die erfassten Datensätze wurden im Anschluss in ein einheitliches Format überführt und in einer Geo-Datenbank gespeichert, um sie für die Analysen des Projekts nutzen zu können.

Die auf Regionalplanungsebene ausgewiesenen Flächen sind weitgehend vollständig. Die für die Analysen berücksichtigte Datenbasis ist in Abbildung 7 dargestellt.

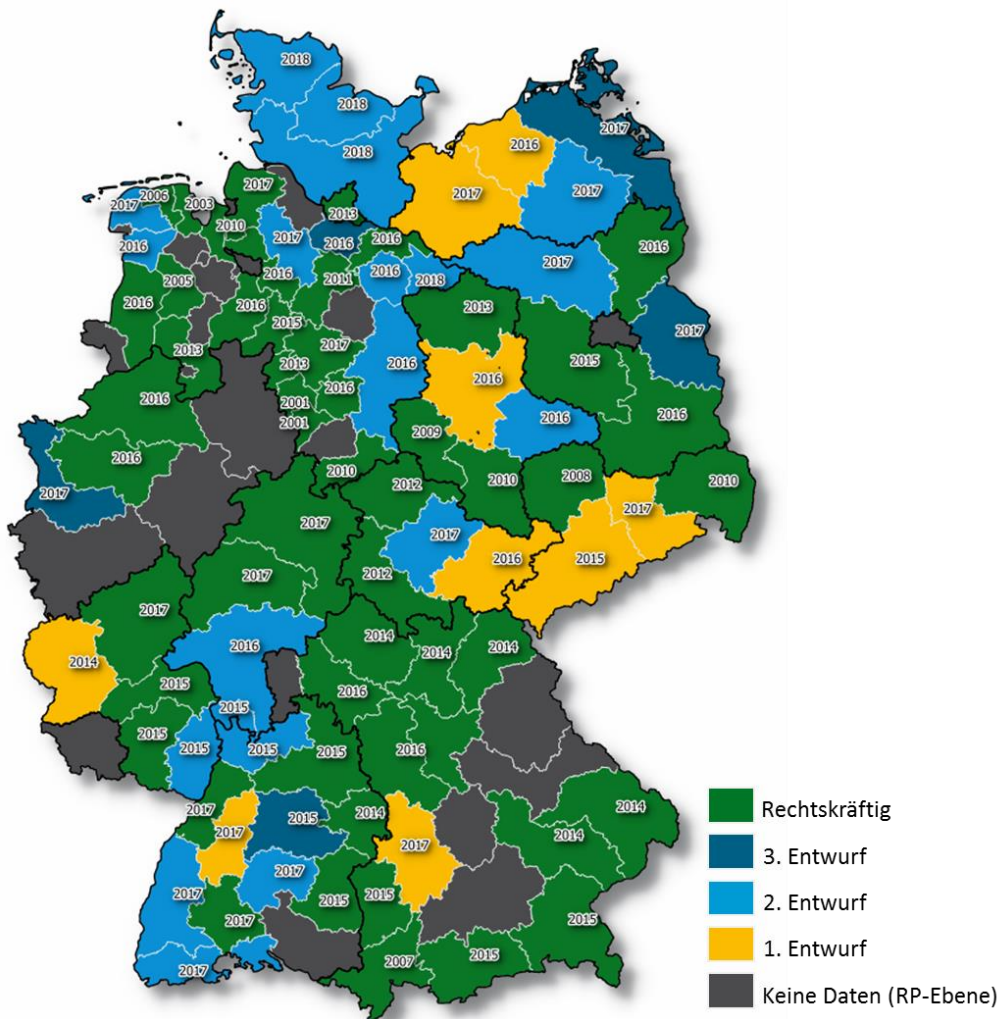
Abbildung 7: Kartendarstellung der Datenverfügbarkeit



Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE

Eine Übersicht über die rechtskräftigen und im Entwurfsstadium befindlichen Windflächen aus den Regionalplänen sowie über die Vollständigkeit der Datensätze am Fraunhofer IEE geben weiterhin Tabelle 25 bis Tabelle 36 im Anhang. Für die drei Stadtstaaten und das Saarland, in denen keine Regionalpläne vorliegen, wurden dem Fraunhofer IEE für das Vorhaben die auf Bauleitplanungsebene ausgewiesenen Windflächen zur Verfügung gestellt. Wie in Tabelle 3 ersichtlich, erfolgt in Berlin auch keine Ausweisung auf Ebene der Bauleitplanung. Abbildung 8 zeigt den Planstand sowie das Jahr der Flächenausweisung der im Rahmen der Analysen berücksichtigten Flächenausweisungen für die Windenergienutzung auf Ebene der Regionalplanung. Tabelle 25 bis Tabelle 35 sind für die Regionalplanebene die vorliegende Datenbasis sowie die Gebietskategorien zu entnehmen.

Abbildung 8: Kartendarstellung zum Planstand und Ausweisungsjahr der berücksichtigten Flächenausweisungen

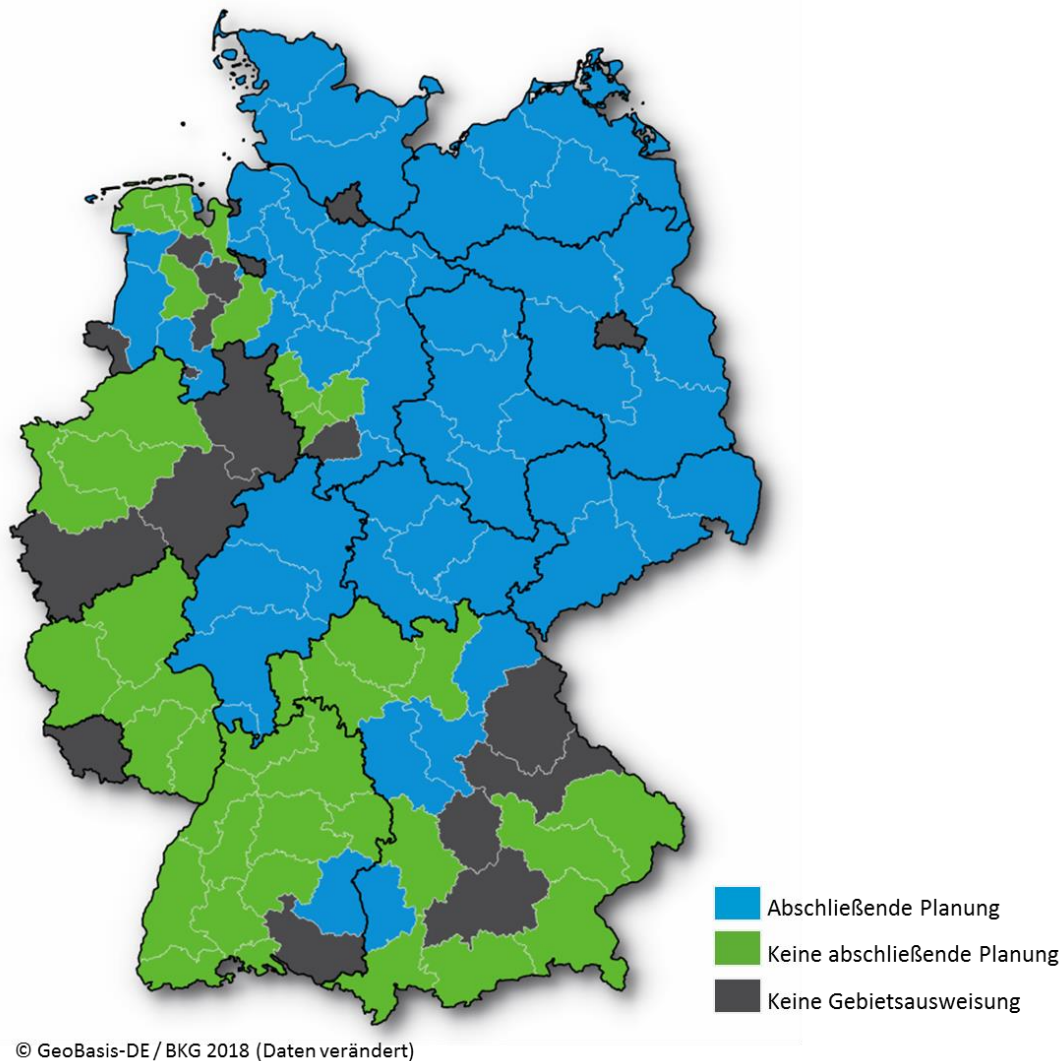


© GeoBasis-DE / BKG 2018 (Daten verändert)

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE

In denjenigen Bundesländern und Regionen, in denen der Ausbau der Windenergie nicht durch Eigenschaftsgebiete oder Vorranggebiete mit Ausschlusswirkung auf bestimmte Zonen konzentriert ist, können die Kommunen zusätzlich Windflächen ausweisen. Diese Flächen wurden jedoch nicht flächendeckend abgefragt. Dadurch existiert ein systematischer Fehler in der zur Verfügung stehenden abgeschätzten Gesamtfläche und führt zu einer Unterschätzung des tatsächlichen Potenzials. Für die Analysen lagen Flächen auf Bauleitplanungsebene für die Bundesländer Rheinland-Pfalz und Baden-Württemberg vor, während Daten für die nicht abschließend planenden Regionen in Bayern und Niedersachsen fehlen. Weiterhin fehlen in Nordrhein-Westfalen die Daten der Bauleitplanungsebene der Regionen Arnsberg, Münster und den Regionalverband Ruhr. Abbildung 9 zeigt, in welchen Planungsregionen abschließend geplant wird und wo Flächenausweisungen auf Ebene der Bauleitpläne möglich sind. Datenlücken auf Bauleitplanungsebene existieren für alle in Abbildung 9 grau und grün eingefärbten Regionen, die gleichzeitig in Abbildung 7 in keine gelbe (flächig oder grün-gelb gestreift) Einfärbung aufweisen.

Abbildung 9: Kartendarstellung der Steuerung auf Regionalplanungsebene



Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE

Im Rahmen spezifischer Auswertungen wird die Bedeutung von Flächenausweisungen auf kommunaler Ebene sowie der Umfang der existierenden Datenlücken untersucht (Kapitel 5).

2.2 Daten der Windenergieanlagen im Bestand

Für eine Bewertung der Flächenverfügbarkeit sowie des Repoweringpotenzials ist ein möglichst vollständiger und aktueller Datensatz der Windenergieanlagen im Bestand erforderlich, jedoch existierte zum Zeitpunkt der Projektdurchführung kein konsistenter Datensatz.

Das Marktstammdatenregister (MaStR) ist ein umfassendes behördliches Register aller Anlagen des Strom- und Gasmarktes, das von den Behörden und den Marktakteuren des Energiebereichs genutzt werden kann und derzeit von der Bundesnetzagentur (BNetzA) aufgebaut wird. Unter anderem soll das MaStR zukünftig einen vollständigen Datensatz aller Windenergieanlagen in Deutschland enthalten, inklusive aller relevanten Metainformationen, wie Standort, Inbetriebnahmejahr und zahlreicher technischer Parameter. In der ursprünglichen Planung dieses Vorhabens sollten Daten der WEA aus dem MaStR zusammen mit den ausgewiesenen Windflächen für die Abschätzung des Flächenpotenzials für künftige WEA genutzt werden.

Bereits bei Projektbeginn zeichnete sich ab, dass das MaStR nicht zum geplanten Zeitpunkt im Frühjahr 2017 in Betrieb genommen werden würde. Die Plattform wurde schließlich am 31. Januar 2019 in Betrieb genommen.

Aufgrund der Verzögerungen bei der Einführung des MaStR wurden verschiedene Alternativen hierzu geprüft und schließlich ein Datensatz des Bundesamts für Naturschutz (BfN) ausgewählt. Der Datensatz wurde durch das Helmholtzzentrum für Umweltforschung (UFZ) im Rahmen eines Vorhabens für das BfN erstellt und umfasst die Windenergieanlagen mit Inbetriebnahmejahr bis Ende 2016. Der Datensatz umfasst 24.852 WEA mit folgenden Parametern: Nennleistung, Anlagenhöhe, Nabenhöhe, Rotordurchmesser und Inbetriebnahmejahr sowie die Geokoordinaten des Standorts. Die Datenbasis der verwendeten Daten ist in (Eichhorn et al. 2019) beschrieben. Eventuelle Datenlücken wurden mithilfe einer Methode auf Basis von *random forests* und *k-nearest neighbor* aufgefüllt (Becker & Thrän 2017).

Da eine Berücksichtigung des Anlagenbestands bis Ende 2017 für eine Aktualität der Analysen von großer Bedeutung ist, soll durch ein Zusammenführen der Datensätze des UFZ und des Anlagenregisters der Bundesnetzagentur ein möglichst aktueller und vollständiger Datensatz der Bestandsanlagen mit Stand Ende 2017 erstellt werden. Bei dem Anlagenregister handelt es sich um eine umfassende Zusammenstellung von EEG-Anlagendaten, welches neben Angaben zu Anlagenparametern und Inbetriebnahmedatum auch (weitgehend) exakte Geokoordinaten der Anlagen umfasst.

Für das Zusammenführen dieser beiden Datensätze sind mehrere Arbeitsschritte erforderlich, da neben dem Zubau von neuen Anlagen auch die Stilllegung von Bestandsanlagen zu berücksichtigen ist. Da in dem Anlagenregister nur Anlagenmeldungen ab August 2014 aufgeführt werden und weiterhin die Inbetriebnahmedaten im Datensatz des UFZ nur jahresscharf genannt sind, wird der Zeitpunkt Ende 2014/Anfang 2015 für den Übergang zwischen den beiden Datensätzen gewählt. Entsprechend wurde der Datensatz des UFZ um alle WEA bereinigt, deren Inbetriebnahme nach 2014 erfolgte, während im Datensatz des Anlagenregisters alle WEA mit Inbetriebnahmejahr 2014 (sowie nach 2017) entfernt wurden, bevor beide Datensätze zusammengeführt wurden. Da die Stadtstaaten im Datensatz des UFZ vollständig fehlen, wurden diese recherchiert und ergänzt. Hierfür wurden die Windenergieanlagen für Bremen/Bremerhaven einer Tabelle mit Stand Dezember 2015¹⁶ entnommen und in den zusammengeführten Datensatz integriert. Um Doppelungen mit dem Anlagenregister zu identifizieren, wurde über eine Umkreissuche nach WEA innerhalb des Rotordurchmessers gesucht und im Datensatz entsprechend bereinigt. Windenergieanlagen der Hansestadt Hamburg können in einem Online-Kartendienst¹⁷ angezeigt werden, jedoch wird lediglich die Nennleistung angegeben. Durch Abgleich mit Satellitenbildern oder Orthofotos wurden die Geokoordinaten der Standorte ermittelt und in den Gesamtdatensatz übernommen. Fehlende Parameter für Inbetriebnahmejahr, Nabenhöhe und Rotordurchmesser wurden anhand der Durchschnittswerte von WEA mit identischer Leistung nach Auswertung des Gesamtdatensatzes abgeschätzt. Sofern die Anlagen auch im Anlagenregister geführt wurden, wurden diese Angaben übernommen.

Weiterhin müssen im Anlagenregister gemeldete Stilllegungen von WEA übernommen werden, um Überschätzungen des Anlagenbestands zu vermeiden. Da eine exakte Zuordnung nicht immer möglich ist, wurden hierfür die Parameter der stillgelegten WEA im Umkreis von 50 Metern mit den Bestandsdaten im UFZ-Datensatz verglichen. Dabei wurden die Parameter Inbetriebnahmejahr, Nennleistung, Rotordurchmesser und Nabenhöhe verglichen und sobald einer dieser Parameter übereinstimmt, wird davon ausgegangen, dass es sich um die stillgelegte WEA handelt und diese bei den weiteren Arbeiten nicht weiter berücksichtigt.

¹⁶ https://www.bauumwelt.bremen.de/sixcms/media.php/13/WEA%20Standorte%20Bremen_Bremerhaven%2012_2015%20fuer%20geoviewer.pdf

¹⁷ <https://www.hamburg.de/windenergie/>

Nach Durchführung dieser Arbeiten wurde der auf diese Weise erstellte Datensatz visuell durch Abgleich mit Satellitenbildern beziehungsweise Orthofotos plausibilisiert. Einerseits zeigte sich hierdurch, dass die Identifikation von stillgelegten WEA mit der oben beschriebenen Methodik gut funktioniert hat, andererseits jedoch eine signifikante Anzahl WEA in dem erstellten Datensatz fehlt. Dies ist vermutlich auf Ungenauigkeiten bei den Angaben des Inbetriebnahmejahres zurückzuführen. Durch Diskrepanzen im Datensatz des UFZ und im Anlagenregister wurden einige WEA mit Inbetriebnahmejahr 2015 oder 2016 zunächst aus dem UFZ-Datensatz bereinigt, durch das Anlagenregister aber nicht wieder hinzugefügt. Dies ist entweder auf eine Unvollständigkeit des Anlagenregisters oder auf unkorrekte Angaben zum Inbetriebnahmejahr in den Datensätzen zurückzuführen. Mithilfe der visuellen Überprüfung konnten zusätzliche 189 WEA identifiziert werden, die mit dem oben beschriebenen Verfahren fälschlicherweise in dem zusammengeführten Datensatz nicht auftauchen, jedoch schließlich manuell hinzugefügt wurden. Ebenso wurden mithilfe des Abgleichs mit Orthofotos zehn WEA identifiziert, die Ende 2017 nicht mehr in Betrieb waren, und schließlich manuell aus dem Datensatz entfernt.

Tabelle 4 zeigt Anlagenzahl und Leistung des so erstellten Datensatzes je Bundesland sowie für Deutschland gesamt. Dieser Datensatz ist Basis für alle weiteren Arbeiten im Projekt. Mit einer Abdeckung der Anlagenzahlen zu ca. 97 % und der Anlagenleistung zu ca. 98 % wurde durch das oben beschriebene Verfahren eine weitgehend vollständige Datenbasis für die folgenden Auswertungen geschaffen. Auffällig ist die höhere Anzahl Windenergieanlagen in Hessen im Vergleich zu den veröffentlichten Zahlen.

Teilweise sind sicherlich auch die veröffentlichten Zahlen der verwendeten Quellen kritisch zu hinterfragen, da beispielsweise in Schleswig-Holstein ein durch das Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung bereitgestellter Datensatz der WEA in Schleswig-Holstein mit 2.957 WEA und 6.407,4 MW Nennleistung näher an den hier generierten Werten liegt und deutlich von den Zahlen der Agentur für Erneuerbare Energien abweicht.

Tabelle 4: Berücksichtigter Anlagenbestand im Vergleich zu veröffentlichten Daten (Stand 31.12.2017)

Bundesland	Zusammengeführter Datensatz		Agentur für Erneuerbare Energien (2019)		Abdeckung	
	Installierte Leistung [MW]	Anzahl WEA	Installierte Leistung [MW]	Anzahl WEA	Installierte Leistung [%]	Anzahl WEA [%]
BB	6.721,4	3.710	6.810	3.722	98,7 %	99,7 %
BE	8,1	5	12	9	67,5 %	55,6 %
BW	1.386,9	677	1.486	727	93,3 %	93,1 %
BY	2.463,8	1.103	2.483	1.202	99,2 %	91,8 %
HB	187,4	85	190	87	98,6 %	97,7 %
HE	1.935,3	1.022	1.845	859	104,9 %	119,0 %
HH	109,6	63	112	81	97,9 %	77,8 %
MV	3.069,1	1.701	3.131	1.787	98,0 %	95,2 %
NI	9.991,3	5.782	10.435	6.041	95,7 %	95,7 %
NW	5.387,6	3.298	5.479	3.327	98,3 %	99,1 %
RP	3.253,7	1.574	3.384	1.616	96,1 %	97,4 %
SH	6.641,3	3.045	6.626	3.245	100,2 %	93,8 %
SL	408,6	176	429	183	95,2 %	96,2 %

Bundes- land	Zusammengeführter Datensatz		Agentur für Erneuerbare Energien (2019)		Abdeckung	
	Installierte Leistung [MW]	Anzahl WEA	Installierte Leistung [MW]	Anzahl WEA	Installierte Leistung [%]	Anzahl WEA [%]
SN	1.180,6	865	1.215	939	97,2 %	92,1 %
ST	4.843,6	2.724	5.104	2.858	94,9 %	95,3 %
TH	1.485,1	823	1.551	886	95,8 %	92,9 %
DEU	49.073,3	26.653	50.292	27.569	97,6 %	96,7 %

Quelle: Eigene Daten und Agentur für Erneuerbare Energien (2019)

Für die Diskussion der nachfolgenden Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass die im Jahr 2018 bereits errichteten WEA in dem erstellten Datensatz nicht enthalten sind und daher sich das Potenzial für einen Zubau von WEA durch in 2018 erfolgten Zubau gegenüber den Berechnungsergebnissen bereits reduziert hat. Der Zubau der Windenergie an Land betrug im Jahr 2018 laut Deutsche WindGuard (2019) 2.402 MW.

3 Methodisches Vorgehen und Parametrierung der Flächenanalyse

Im Rahmen der Flächenanalyse wird nach Festlegung der zu untersuchenden Windflächen und Bestandsanlagen zunächst ermittelt, welche Flächen für einen Zubau moderner WEA in dem jeweiligen Betrachtungsjahr zur Verfügung stehen. Hierfür wird unter Berücksichtigung des Rückbaus von Bestandsanlagen mithilfe einer Verschneidung der Windflächen mit Flächen der Mindestabstände um die einzelnen Bestandsanlagen ermittelt, welche Flächen frei (siehe Box) und damit potenziell für eine Bebauung mit WEA verfügbar sind. Hierfür werden sowohl die Ausgangslage mit den Bestandsanlagen bis Ende 2017 ausgewertet als auch der zu erwartende Anlagenbestand in den Jahren 2025 und 2030 ermittelt. Weiterhin wird die langfristige mögliche Entwicklung untersucht, indem in einem weiteren Ansatz vollständig unbebaute Flächen angenommen werden („Grüne-Wiese-Ansatz“).

Begriffsdefinitionen „Freie Fläche“, „Flächenkulisse“ und „Leistungspotenzial“

Mit dem Begriff **„freie Fläche“** werden nachfolgend alle im Rahmen der Analysen untersuchten und in dem Betrachtungsjahr nicht durch Bestandsanlagen in der Bebaubarkeit eingeschränkten Flächen zusammengefasst. Da die untersuchte Flächenkulisse aber auch noch nicht rechtskräftige Flächen im Entwurfsstadium umfasst, ist die „freie Fläche“ nicht mit der „verfügbaren Fläche“ gleichzusetzen. Für die Ermittlung der „freien Fläche“ werden die elliptischen Puffer der Mindestabstände um die berücksichtigten Bestandsanlagen gelegt und mit den Windflächen verschnitten.

Der Begriff **„Flächenkulisse“** wird nachfolgend als Sammelbegriff für die im Rahmen der Studie untersuchte Zusammenstellung von Flächen für die Windenergienutzung verwendet. Hierbei handelt es sich gleichermaßen um aktuelle, rechtskräftige Flächenausweisungen als auch zukünftige, im Entwurfsstadium befindliche Flächen für die Windenergienutzung.

Das **„Leistungspotenzial“** gibt (üblicherweise in Megawatt oder Gigawatt) an, welche Leistung an Windenergieanlagen sich unter den getroffenen Annahmen auf den untersuchten Flächen installieren ließe. Der Wert ergibt sich aus der Multiplikation der mithilfe des Anlagenplatzierungsalgorithmus ermittelten Anzahl auf den Flächen installierbarer WEA und der angenommenen Leistung je Anlage (hier einheitlich 3,5 MW). Tatsächlich ließen sich bei Errichtung von WEA mit einer höheren spezifischen Flächenleistung auch höhere Anlagenleistungen auf den Flächen realisieren. Daher ist dieser Wert immer im Kontext mit den getroffenen Annahmen, insbesondere der Anlagenparameter aber auch der Abstandsannahmen, zu diskutieren.

Im nächsten Schritt wird ein Anlagenplatzierungsalgorithmus auf die ermittelten freien Flächen angewendet, um die installierbare Anlagenzahl und damit installierbare Leistung zu ermitteln.

3.1 Für die Analysen berücksichtigte Flächen für die Windenergienutzung

Zunächst wurden die in Abschnitt 2.1 beschriebenen Daten sortiert und gefiltert. Für die nachfolgenden Auswertungen erfolgte die Zusammenstellung eines „Basisdatensatzes“, welcher – sofern nicht anders gekennzeichnet – die Grundlage für die dargestellten Ergebnisse bildet. Die Aufstellung dieses Datensatzes erfolgte unter den folgenden Prämissen:

- Es werden sowohl Flächenausweisungen auf Regionalplanungsebene als auch auf Ebene der Bauleitplanung berücksichtigt, sofern vorliegend. Es liegen für die Stadtstaaten Bremen und Hamburg, das Saarland sowie die Planungsregionen Detmold und Köln ausschließlich Daten auf Ebene der Bauleitplanung vor. Weiterhin sind für die Bundesländer Rheinland-Pfalz und Baden-Württemberg – beides Bundesländer ohne abschließende Planung – flächendeckende Daten auf Ebene der Bauleitplanung vorhanden. In Hessen wurden Daten der Bauleitplanung für die Metropolregion FrankfurtRheinMain ebenfalls berücksichtigt.
- In denjenigen Regionen, in denen kein Aufstellungsverfahren läuft, jedoch rechtskräftig Windflächen ausgewiesen sind, wurden die rechtskräftigen Flächen betrachtet.
- In Regionen, in denen Entwürfe für (Teil-)Fortschreibungen oder Neuaufstellungen des Regionalplans vorliegen, wurden jeweils die Daten des aktuellsten Entwurfes gewählt.

- ▶ Für den Landkreis Stade wurden keine Flächenausweisungen berücksichtigt, da das Regionale Raumordnungsprogramm 2013 im Oktober 2017 für ungültig erklärt wurde. Der im Juli 2018 gerichtlich für unwirksam erklärte Regionalplan für Havelland-Fläming wurde hingegen bei den Analysen berücksichtigt. Hier wird die Rechtskraft des Urteils durch eine Beschwerde gegen die Nichtzulassung einer Revision zum Zeitpunkt der Analysen gehemmt.
- ▶ Bei einer räumlichen Überschneidung von Flächenausweisungen auf Regionalplanungs- und Bauleitplanungsebene wurden diese Flächen zu einer gemeinsamen Fläche zusammengeführt, sodass eine doppelte Berücksichtigung ausgeschlossen ist.
- ▶ In Bayern wurden die Vorrang- und Vorbehaltsgebiete für die Windenergie durch eine Verschneidung mit einem 2.000-m-Puffer um Wohnsiedlungsflächen an die Auswirkungen der 10H-Regelung näherungsweise angepasst (vgl. Abschnitt 7.2.2).

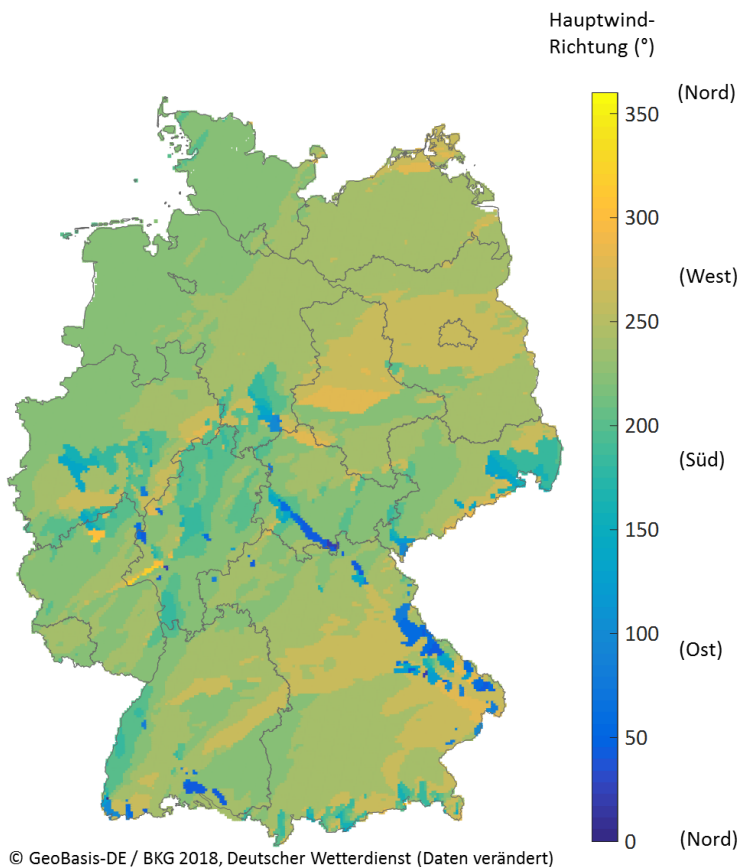
Zusätzlich zu diesem Basisdatensatz wurden weitere Varianten gerechnet.

- ▶ Für Bayern erfolgten zusätzliche Analysen ohne Pufferung der Wohnbauflächen sowie mit einer zusätzlichen Pufferung der Flächen gemischter Nutzung (vgl. Abschnitt 6.2.4) mit einem Radius von 2.000 m.
- ▶ Für Analysen zur Bedeutung der Bauleitplanung wurden die Bundesländer Rheinland-Pfalz, Baden-Württemberg und Hessen zusätzlich ohne die Flächenausweisungen auf Bauleitplanungsebene gerechnet (vgl. Kapitel 5)

3.2 Ermittlung der Hauptwindrichtung und Abstandsannahmen

Mithilfe einer Anlagenplatzierung wird ermittelt, welche Anlagenzahl und -leistung sich auf den Flächen errichten lässt. Diese ermittelt unter Berücksichtigung typischer elliptischer Anlagenabstände sowie der Hauptwindrichtung die auf den individuellen Flächen installierbare Anzahl WEA. Für die Modellierung der Anlagenplatzierung mit einer Unterscheidung der Haupt- und Nebenwindrichtung für die Abstände zwischen einzelnen WEA in ist die Kenntnis der Hauptwindrichtung erforderlich. Um die Hauptwindrichtung bei der Ausrichtung der Pufferellipse berücksichtigen zu können, wird diese vorgelagert flächendeckend für Deutschland bestimmt (Abbildung 10). Hierfür werden die Daten der Analyseläufe der Jahre 2007 bis 2015 des COSMO-DE-Modells des DWD ausgewertet. Die Auswertung erfolgt für Sektoren mit einer Weite von 20° auf Basis des am Fraunhofer IEE genutzten Modells zur Simulation der Windeinspeisung. Aufgrund der nicht-linearen Charakteristik der Leistungskennlinie der WEA und der Zunahme der Energie mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit reicht es nicht aus, die mittlere Windgeschwindigkeit je Windrichtungssektor zu ermitteln. Für die Simulationen wurden eine WEA mittlerer Auslegung (320 W/m^2) und 120 m Nabenhöhe zugrunde gelegt und für jede Stunde der Jahre 2007 bis 2015 sowie jede der ca. 46 Tausend Wettermodellflächen die Erzeugungsleistung ermittelt. Anschließend werden die Erträge je Windrichtungssektor für jede Wettermodellfläche addiert, wobei der Sektor, der in den Simulationsrechnungen die höchste Stromerzeugung aufweist, als Hauptwindrichtung der Wettermodellfläche definiert wird. Abbildung 10 zeigt eine auf Basis der Ergebnisse erstellte Karte der Hauptwindrichtungen. Insbesondere an der Küste sowie in der norddeutschen Tiefebene treten ausschließlich Hauptwindrichtungen aus Süd-West bis West auf. Auch im Mittelgebirge und in der Voralpenregion ist dies die dominierende Hauptwindrichtung, wobei partiell auch – meist im Zusammenhang mit einer stärker ausgeprägten Topografie – Abweichungen zu beobachten sind. Beispiele hierfür sind der Bayerische Wald, der Harz oder das Sauerland.

Abbildung 10: Ertragsbasierte Hauptwindrichtung in 120 m Höhe auf Basis von COSMO-DE (2007–2015)



Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE

Für die Ermittlung der auf den Flächen installierbaren Leistung ist es von entscheidender Bedeutung, welche Abstände zwischen den einzelnen WEA einzuhalten sind. Je enger beieinander die Anlagen stehen können, desto höher ist die insgesamt auf den Flächen installierbare Leistung. Als häufiger Richtwert werden Abstände in Höhe des fünffachen Rotordurchmessers in Hauptwindrichtung und des dreifachen Rotordurchmessers in Nebenwindrichtung genannt. Je geringer die Abstände zwischen einzelnen WEA, desto stärker die Turbulenzen auf die in Lee stehenden Anlagen. Dies führt zu höheren Kräften, die auf Turm und Fundament einwirken sowie zu einer Minderung der Erträge. In der Praxis kann es zu einer Unterschreitung dieser Abstände kommen, was mit einer Auslegung der Windparks auf Gewinnmaximierung zu erklären ist. Eine unveröffentlichte Analyse des IEE hat gezeigt, dass in Schleswig-Holstein in den Jahren ab 2013 der durchschnittliche Abstand zwischen den WEA etwa 4,5 Rotordurchmesser in Hauptwindrichtung und 2,7 Rotordurchmesser in Nebenwindrichtung betrug. Die Ergebnisse dieser Analyse für Schleswig-Holstein lassen sich nicht pauschal auf die Bundesebene übertragen. So sind in den deutschen Mittelgebirgen beispielsweise größere Abstände zu beobachten. Weiterhin besteht Unsicherheit darüber, wie sich das neue Ausschreibungs- und Vergütungssystem des EEG 2017 eventuell auf die Anlagenabstände auswirkt. Um mit einer einheitlichen deutschlandweiten Abstandsannahme die Analysen durchführen zu können, wird nachfolgend mit konstanten Abständen von 5×3 Rotordurchmessern gerechnet.

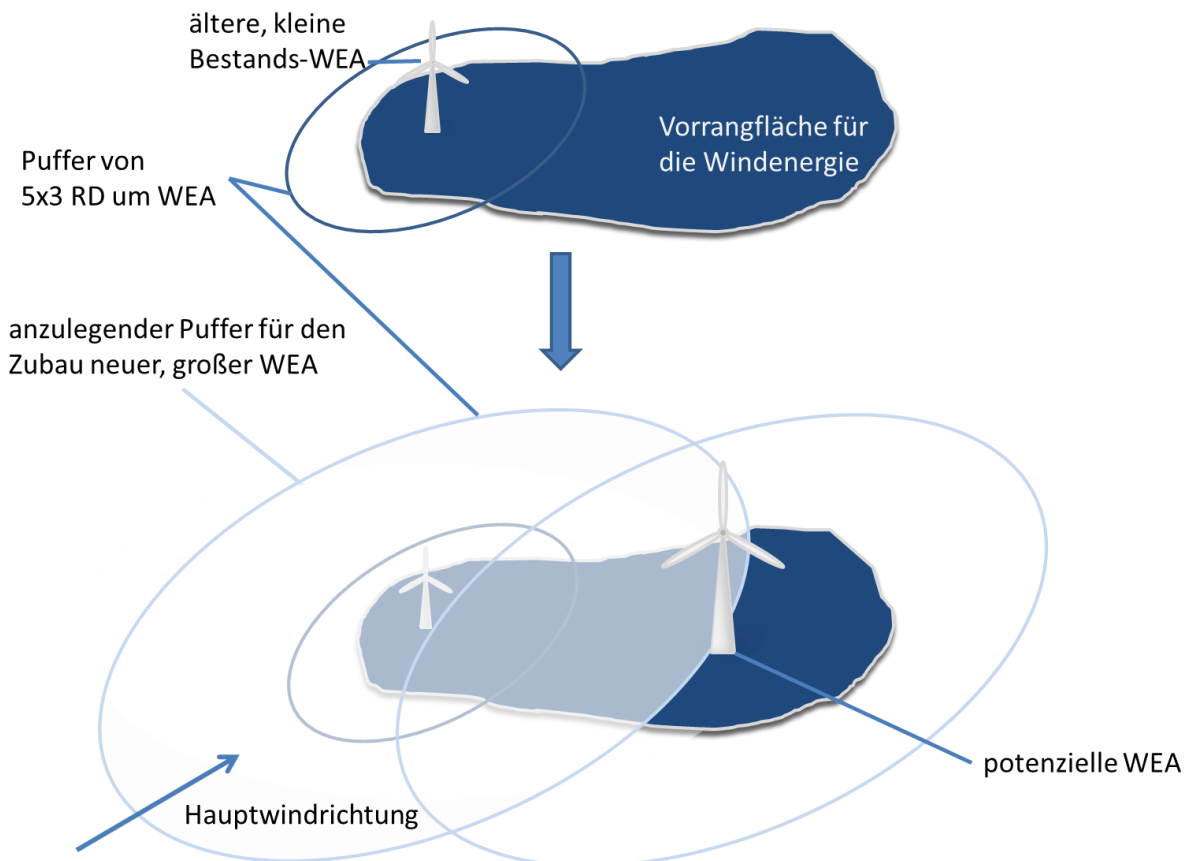
3.3 Identifikation bereits belegter und noch freier Flächen

Zur Ermittlung des Anteils noch nicht mit WEA belegter Windflächen (ausgewiesene beziehungsweise sich in Ausweisung befindliche Flächen) für die Windenergienutzung ist es erforderlich, zunächst die

Bestandsanlagen zu berücksichtigen. Je nach Betrachtungsjahr werden Anlagen, welche die angenommene Betriebsdauer von 20 Jahren (zuzüglich Inbetriebnahmejahr) dann überschritten haben, nicht mehr berücksichtigt¹⁸.

Liegen die Bestandsanlagen in oder grenzen an ausgewiesene Windflächen, so reduziert sich hierdurch die zum Betrachtungszeitpunkt freie Flächenkulisse. Daher ist für die Ermittlung der freien Flächen zunächst der bereits mit WEA belegte Flächenanteil zu ermitteln. Die Auswertung erfolgt mithilfe einer GIS-Analyse, bei der die Bestandsanlagen mit einem elliptischen Puffer versehen und die Pufferflächen anschließend mit den ausgewiesenen Windflächen verschnitten werden. Die Ellipsen stellen jenen Bereich dar, innerhalb welchem aufgrund der einzuhaltenden Abstände zwischen den WEA keine zusätzlichen WEA errichtet werden können. Für die Dimensionierung der Ellipsen um die Bestandsanlagen ist der Rotordurchmesser der potenziell auf der noch verfügbaren Fläche neu zu errichtenden WEA entscheidend. Hierfür wurden bundeslandspezifische Annahmen zur Auslegung zukünftiger WEA getroffen (vgl. Tabelle 5). Die Ellipse wird so dimensioniert, dass der Abstand zur nächsten WEA in Hauptwindrichtung dem fünffachen Rotordurchmesser, in Nebenwindrichtung dem dreifachen Rotordurchmesser entspricht. Hierbei ist anzumerken, dass auch für Bestandsanlagen mit geringerem Rotordurchmesser immer der größere Rotordurchmesser (meist der der zukünftigen Anlage) ausschlaggebend ist, da die Abstandsregeln in beide Richtungen einzuhalten sind, um eine Gefährdung der Standfestigkeit zu vermeiden (Abbildung 11).

Abbildung 11: Methodisches Vorgehen zur Ermittlung der verfügbaren Windflächen



RD = Rotordurchmesser; Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE

¹⁸ Es wird eine Nutzungsdauer von 20 Jahren zuzüglich Inbetriebnahmejahr angenommen. Für WEA, die vor dem Jahr 2000 errichtet wurden, wird angenommen, dass diese bis Ende des EEG-Förderzeitraums (Ende 2020) betrieben werden.

Anschließend werden diese Pufferflächen mit den ausgewiesenen Windflächen verschnitten. Die verbleibende freie Fläche entspricht in dem dargestellten Beispiel der dunkelblauen Fläche im unteren Teil der Abbildung.

Entgegen der Praxis in einigen Bundesländern erfolgt bei den Analysen keine Pufferung der Flächen um den Rotorradius nach innen, welche gewährleisten würde, dass auch die Blattspitzen der WEA nicht über die Fläche hinausragen. Im Zuge der Anlagenplatzierung (vgl. Kapitel 3.5) erfolgt eine Rasterung mit einer Maschenweite von 25 m. Durch diese Rasterung wird implizit gewährleistet, dass die Stellfläche der WEA innerhalb der Fläche liegt. Gleichmaßen erfolgt auch keine Pufferung nach außen, etwa um der maßstabsbedingten Unschärfe der Regionalplanung Rechnung zu tragen.

Im Ergebnis liegt somit ein Datensatz (Stand 31.12.2017) der noch für die Errichtung zusätzlicher WEA verfügbaren Windflächen vor. Analog wird dieses Verfahren für die in den Szenariojahren 2025 und 2030 voraussichtlich noch in Betrieb befindlichen Anlagen angewendet und anschließend die Flächenverfügbarkeit ausgewertet.

3.4 Anlagenparameter

Für die Ermittlung der auf den Flächen installierbaren Anlagenzahlen und -leistung müssen die Anlagenparameter der potenziell zu installierenden WEA festgelegt werden. Der Schwerpunkt der Analysen wird auf das Jahr 2025 gelegt. Daher wird für den Zubau von WEA im Rahmen der Anlagenplatzierung mit einheitlichen Anlagenparametern gearbeitet, die hinsichtlich der angenommenen Kenngrößen etwa für neu errichtete WEA im Jahr 2022 erwartet werden. Obwohl für die späteren Betrachtungsjahre mit veränderten Anlagenparametern zu rechnen ist, wird vereinfachend auch für die Betrachtungen für 2030 und die langfristige Analyse mit identischen Annahmen gerechnet. Die zu erwartenden Trends zu einer geringeren spezifischen Flächenleistung sowie zu größeren Rotordurchmessern (und Anlagenleistungen) haben gegenläufige Effekte auf die installierbare Anlagenleistung im Zuge der Anlagenplatzierung, sodass der hieraus resultierende Fehler vertretbar sein sollte. Um die aus der unterschiedlichen Windressource resultierende unterschiedliche Anlagenkonfiguration abzubilden, werden für die Bundesländer spezifische Annahmen getroffen.

Es wird davon ausgegangen, dass die aktuell kurz vor der Markteinführung stehende Anlagengeneration¹⁹ bis dahin einen hohen Marktanteil erreicht, sodass in Bezug auf die Anlagenleistung ein deutlicher Sprung zu beobachten sein wird. Entsprechend wird die Nennleistung der Einzelanlage bei etwa 3,5 MW liegen. Zur Vereinheitlichung der Annahmen wird deutschlandweit von einer einheitlichen Nennleistung von 3,5 MW ausgegangen und lediglich der Rotordurchmesser in Abhängigkeit von der Windhöufigkeit sowie vom durchschnittlichen Zubau im Jahr 2017²⁰ variiert. Hierbei wird davon ausgegangen, dass sich der Trend der letzten Jahre zu geringeren spezifischen Flächenleistungen²¹ weiter fortsetzen wird. Tabelle 5 zeigt die für die weiteren Berechnungen berücksichtigten Anlagenparameter, wobei für die Analysen lediglich der Rotordurchmesser und die Nennleistung ausschlaggebend sind.

¹⁹ Dt. WindGuard (2017) – Kostendruck und Technologieentwicklung im Zuge der ersten Ausschreibungsrunden für Windenergie an Land

²⁰ Dt. WindGuard (2018) – Status des Windenergieausbaus in Deutschland

²¹ Fraunhofer IEE – Windenergie Report Deutschland 2017

Tabelle 5: Erwartete durchschnittliche Auslegung von Zubau-WEA im Jahr 2022

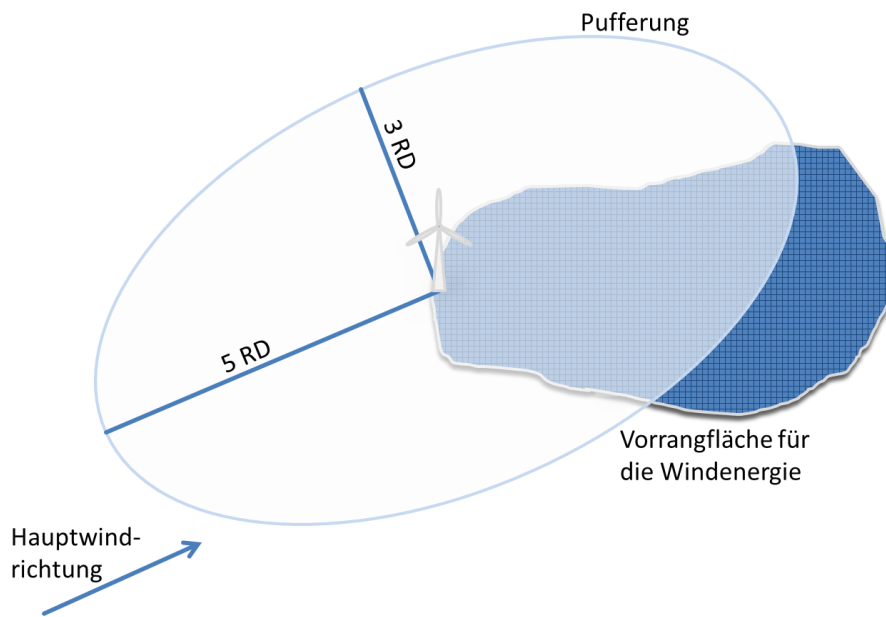
Bundesland	Anzahl WEA		
	Nennleistung [kW]	Ø Rotordurchmesser [m]	Ø spez. Flächenleistung [W/m ²]
BB	3.500	127	275
BE	3.500	126	280
BW	3.500	136	240
BY	3.500	139	230
HB	3.500	119	315
HE	3.500	136	240
HH	3.500	134	250
MV	3.500	119	315
NI	3.500	119	315
NW	3.500	127	275
RP	3.500	126	280
SH	3.500	118	320
SL	3.500	132	255
SN	3.500	120	310
ST	3.500	131	260
TH	3.500	132	255

3.5 Anlagenplatzierung und Ermittlung der installierbaren WEA-Leistung

Für die Ermittlung der auf den Flächen installierbaren Leistung wird mithilfe eines Anlagenplatzierungsalgorithmus ermittelt, welche Anzahl WEA sich unter Einhaltung der Abstandsvorgaben auf den Flächen errichten lässt. Ausgangspunkt für die Anlagenplatzierung zur Ermittlung der zusätzlich installierbaren Leistung sind die in Abschnitt 3.3 ermittelten freien Flächen für einen Zubau von Windenergieanlagen.

Da die Flächen zunächst als Polygon vorliegen, wird im ersten Schritt eine Rasterung der Flächen vorgenommen. Hierfür wird ein 25-m-Raster verwendet, was einerseits grob genug ist, um den Rechenaufwand zu begrenzen, andererseits eine ausreichend genaue Abbildung der (elliptischen) Puffer um die WEA ermöglicht. Aus den Polygonen der Windflächen je Bundesland wird auf diese Weise eine logische (0/1) Matrix der Rasterflächen erstellt, wobei alle Rasterflächenmittelpunkte, die innerhalb einer verfügbaren Fläche (vgl. Abschnitt 3.3) für die Windenergienutzung liegen, mit „1“ markiert sind, während alle außerhalb mit „0“ markiert sind.

Abbildung 12: Skizzierung der Pufferung der Mindestabstände im Rahmen der Anlagenplatzierung



Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE

Im weiteren Vorgehen wird ausgehend von der oberen linken Ecke der Matrix spaltenweise nach der ersten Rasterfläche mit einer „1“ gesucht. An dieser Stelle wird nun im Modell eine WEA zugebaut und unter Berücksichtigung der Hauptwindrichtung ein elliptischer Puffer um diese WEA gelegt. Alle Rasterflächenmittelpunkte, die innerhalb dieser Ellipse liegen, werden anschließend auf „0“ gesetzt, da diese für einen Zubau weiterer WEA nicht mehr verfügbar sind. Anschließend startet der Platzierungsalgorithmus mit der modifizierten Matrix erneut und platziert mit identischem Vorgehen weitere WEA, bis schließlich keine Flächen mehr für einen Zubau von WEA verfügbar sind, da alle Flächen des 25-m-Rasters mit „0“ markiert sind. Ergebnis dieses Vorgehens sind die Anzahl und die geografischen Standorte möglicher WEA auf den verfügbaren Flächen unter Einhaltung der Abstandsvorgaben. Aus der Anzahl der platzierten WEA und der Nennleistung je WEA (vgl. Abschnitt 3.4) lässt sich die installierbare WEA-Leistung ermitteln. Es ist anzumerken, dass die vorgestellte Methode eventuelle Effekte, die sich aus Größe und Form der Flächen ergeben, realitätsnah abbildet. Der spezifische Bedarf an (Boden-)Fläche bezogen auf die installierte Leistung variiert somit nicht nur aufgrund der unterschiedlichen Annahmen zur spezifischen Flächenleistung zukünftiger WEA sondern auch aufgrund oben genannter Effekte. Die Auswirkungen von Größe und Formfaktor werden nachfolgende unter dem Begriff Randeffect zusammengefasst. Hiermit ist gemeint, dass bei sehr kleinen Flächen ein großer Teil der zu berücksichtigenden Pufferflächen um die WEA außerhalb der eigentlichen Windfläche liegt, während bei großen zusammenhängenden Flächen dieser Puffer überwiegend in den Flächen liegt und somit der Bedarf an Bodenfläche je MW Nennleistung höher ausfällt.

Mithilfe des hier skizzierten Verfahrens wird oftmals nicht die maximale Anzahl unter Einhaltung der Abstandsvorgaben möglicher WEA identifiziert. Im Vergleich zu einem Verfahren auf Basis einer mathematischen Optimierung zur Ermittlung der tatsächlich maximalen Anzahl werden ca. 90 % der maximal möglichen Anzahl ermittelt. Entsprechend sind die Ergebnisse nicht als absolute Obergrenze der installierbaren Leistung zu verstehen, geben aber vor dem Hintergrund, dass Flächen häufig nicht vollständig ausgenutzt werden sowie der Beobachtung, dass im Mittelgebirge vermehrt größere Abstände als die hier verwendeten 5 x 3 Rotordurchmesser angewendet werden, ein praxisnahes Gesamtbild.

4 Auswertung der Flächenpotenziale

4.1 Flächenpotenzial

Tabelle 6 zeigt eine Gegenüberstellung der Gesamtfläche der einzelnen Bundesländer mit den ausgewiesenen Flächen für die Windenergienutzung (berücksichtigter Datensatz entsprechend Abschnitt 3.3). Die Betrachtung der prozentualen Anteile ausgewiesener Windflächen zeigt große Unterschiede zwischen den einzelnen Bundesländern. Während beispielsweise Hessen, Schleswig-Holstein, Brandenburg sowie das Saarland um 2 % der Landesfläche für die Installation von WEA ausgewiesen haben, betragen die Flächenanteile in Thüringen und Sachsen nur 0,6 % beziehungsweise 0,2 % der Landesfläche.

Bayern und die 10H-Regelung

Bayern hat als einziges Bundesland von der Länderöffnungsklausel in § 249 Abs. 3 BauGB Gebrauch gemacht und im November 2014 eine Bestimmung in die bayerische Landesbauordnung aufgenommen, wonach Windenergieanlagen „einen Mindestabstand vom 10-fachen ihrer Höhe zu Wohngebäuden in Gebieten mit Bebauungsplänen, innerhalb im Zusammenhang bebauter Ortsteile und im Geltungsbereich von Satzungen nach § 35 Abs. 6 BauGB einhalten“ müssen. Unter der Annahme einer Anlagengesamthöhe von 200 m entspricht dies einem Mindestabstand von WEA zu Wohngebäuden von 2.000 m. Kommunen können auf Ebene der Bauleitplanung Ausnahmen zu dieser Regelung festlegen, was jedoch in der Praxis bislang nicht in Anspruch genommen wird.

Für eine Abschätzung der in Bayern für den Zubau von WEA zur Verfügung stehenden Fläche, wurde die vorliegende Flächenkulisse für Bayern mit einem mit 2.000 m gepufferten Geodatenatz für Wohnbebauung verschnitten. Da der Layer der Wohnbebauung nicht alle relevanten Gebäude abbildet, wurde ergänzend ein weiterer Datensatz für die Flächen gemischter Nutzung berücksichtigt. Die Variante „Pufferung der Wohnbauflächen“ und die Variante „Pufferung der Wohnbauflächen und der Flächen gemischter Nutzung“ stellen näherungsweise die untere und obere Grenze der Auswirkungen der 10H-Regelung dar (Details hierzu: 6.9.4). Die nach Verschneidung mit der Wohnbebauung verbleibende Fläche stellt die Basis für die nachfolgenden Analysen dar. Die Angaben in Tabellen und Abbildungen zeigen, sofern nicht anders ausgewiesen, die Ergebnisse für den definierten Basisfall (Berücksichtigung Wohnbebauung). Im Fließtext oder in zusätzlichen Tabellen werden ergänzend die Ergebnisse ohne Berücksichtigung der 10H-Regelung sowie bei Pufferung der Wohnbebauung und der Flächen gemischter Nutzung genannt.

Für Bayern beträgt der Anteil der Landesfläche für die Windenergienutzung unter 0,1 % (45,5 km²). Dieser geringe Wert ist auf die Abbildung der 10H-Regelung durch Pufferung der Wohnbauflächen mit einem Radius von 2.000 m zu erklären (vgl. Box). Ohne eine Berücksichtigung der Pufferung um die Wohnbauflächen beträgt der ausgewiesene Anteil der Landesfläche 0,5 % (365,8 km²), davon sind 72,7 % (265,9 km²) frei. Erfolgt zusätzlich zur Wohnbebauung eine Pufferung der Flächen gemischter Nutzung, reduziert sich hingegen die zur Verfügung stehende Fläche auf 0,007 % beziehungsweise 5,3 km², wovon 3,1 km² Ende 2017 frei sind. Für Bayern ist ebenso wie für die Bundesländer Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen zu berücksichtigen, dass für einige Planungsregionen keine Daten vorlagen.

Von den ausgewiesenen Flächen für die Windenergienutzung sind unterschiedlich große Anteile bereits durch Bestandsanlagen belegt, sodass sich die freien Anteile je nach Bundesland auf 4,2 bis 75,9 % der ausgewiesenen Fläche belaufen. Das Bundesland Hessen verfügt mit 335,4 km² über die größte Ende 2017 freie Flächenkulisse für die Windenergienutzung, gefolgt von Brandenburg (200,8 km²) und Rheinland-Pfalz (179,6 km²).

Tabelle 6: Ausgewiesene und freie Flächen für die Windenergienutzung in den Bundesländern (Regionalplanung- + Bauleitplanungsebene)

Bundesland	Fläche Bundesland [km ²]	Ausgewiesene Windfläche ²² [km ²]	Anteil der Landesfläche [%]	Ende 2017 freie Fläche [km ²]	Anteil freier Windflächen [%]
BB	29.654	552,1	1,9 %	200,8	36,4 %
BE	892	0,0	0,0 %	0,0	-
BW	35.751	213,8	0,6 %	138,6	64,8 %
BY	70.550	45,5	0,1 %	29,4	64,6 %
HB	420	4,2	1,0 %	0,8	18,7 %
HE	21.115	441,9	2,1 %	335,4	75,9 %
HH	755	1,8	0,2 %	0,1	4,2 %
MV	23.214	159,4	0,7 %	95,1	59,7 %
NI	47.593	388,4	0,8 %	112,3	28,9 %
NW	34.113	259,6	0,8 %	59,4	22,9 %
RP	19.854	344,0	1,7 %	179,6	52,2 %
SH	15.802	311,7	2,0 %	76,8	24,6 %
SL	2.569	52,0	2,0 %	27,5	52,8 %
SN	18.449	45,1	0,2 %	8,5	18,9 %
ST	20.452	218,8	1,1 %	25,4	11,6 %
TH	16.202	93,0	0,6 %	34,9	37,5 %
DEU	357.385	3.131,4	0,9 %	1.324,5	42,3 %

Bei der Darstellung in Tabelle 6 ist zu berücksichtigen, dass für die Ermittlung dieser Zahlen unterschiedliche Zeitstempel betrachtet wurden: Einerseits wurden nur WEA mit Inbetriebnahme bis 31.12.2017 berücksichtigt, andererseits stellen die kumulierten Windflächen eine Zusammenstellung von heute rechtskräftigen sowie im Entwurfsstadium befindlichen Flächen dar, also eher eine zukünftige Flächenkulisse. Ausweisungen auf Ebene der Flächennutzungspläne wurden nur soweit vorliegend berücksichtigt (vgl. Abschnitt 2.1).

Tabelle 7 weist den Anteil der Flächen aus, die als Entwurf vorlagen.

Bei den Abschätzungen des Potenzials der noch verfügbaren Flächen ist weiterhin zu berücksichtigen, dass der Datensatz der Bestandsanlagen unvollständig ist. WEA mit Inbetriebnahme ab dem Jahr 2018 wurden nicht berücksichtigt. Dies betrifft im Wesentlichen die im Rahmen des EEG 2014 genehmigten und noch nicht umgesetzten Projekte.

²² Hier wurden rechtskräftige und in Aufstellung befindliche Flächen subsummiert (vgl. Kapitel 3.1)

Tabelle 7: Flächenanteile der untersuchten Flächenkulisse im Entwurfsstadium

Bundesland	Ausgewiesene Windfläche [km²]	Anteil Entwurfsflächen [%]	Anteil Flächen Bauleitplanung	Ende 2017 freie Fläche [km²]	Anteil freier Entwurfsflächen [%]	Anteil Flächen Bauleitplanung [%]
BB	552,1	32 %	0 %	200,8	38 %	0 %
BE	0,0	-	-	0,0	-	-
BW	213,8	39 %	29 %	138,6	46 %	31 %
BY	45,5	0 %	0 %	29,4	0 %	0 %
HB	4,2	0 %	100 %	0,8	0 %	100 %
HE	441,9	30 %	5 %	335,4	34 %	6 %
HH	1,8	0 %	100 %	0,1	0 %	100 %
MV	159,4	100 %	0 %	95,1	100 %	0 %
NI	388,4	48 %	0 %	112,3	62 %	0 %
NW	259,6	10 %	58 %	59,4	28 %	50 %
RP	344,0	11 %	67 %	179,6	2 %	88 %
SH	311,7	100 %	0 %	76,8	100 %	0 %
SL	52,0	0 %	100 %	27,5	0 %	100 %
SN	45,1	59 %	0 %	8,5	94 %	0 %
ST	218,8	52 %	0 %	25,4	62 %	0 %
TH	93,0	72 %	0 %	34,9	94 %	0 %
DEU	3.131,4	42 %	17 %	1.324,5	43 %	21 %

Weiterhin ist die Zusammenstellung der Windflächen unvollständig. Es besteht in den Bundesländern ohne abschließende Planung auf Ebene der Regionalplanung die Möglichkeit, auch außerhalb der ausgewiesenen Windflächen WEA zu errichten. Die tatsächlich noch freie Flächenkulisse kann durch die fehlenden Anlagendaten einerseits kleiner ausfallen, andererseits kann diese, mit Blick auf die unvollständigen Windflächendaten und nicht-abschließende Planung in manchen Regionen, auch größer ausfallen. Welcher dieser gegenläufigen Aspekte dominiert, lässt sich nur schwierig abschätzen. Für die Einordnung der dargestellten Zahlen ist weiterhin zu berücksichtigen, dass es trotz der Ausweisung von Flächen für die Windenergienutzung nicht immer gewährleistet ist, dass auf diesen Flächen tatsächlich eine Errichtung von WEA möglich ist (vgl. Abschnitt 7.2). Beispielsweise können nach einer detaillierten naturschutzfachlichen Prüfung oder durch Höhenbeschränkungen die tatsächlich nutzbaren Flächen deutlich kleiner ausfallen.

4.2 Zubaupotenzial auf den ausgewiesenen Flächen für die Windenergienutzung

Mithilfe der Anlagenplatzierung (vgl. Abschnitt 3.5) wurde ermittelt, welche Anlagenzahl und -leistung sich unter Berücksichtigung der Bestandswindenergieanlagen (Stand Ende 2017) auf den betrachteten Windflächen installieren lassen (Tabelle 8).

Tabelle 8: Zubaupotenzial Anfang 2018 noch freier Flächen für die Windenergienutzung

Bundesland	01/2018 freie Fläche [km²]	Anzahl platzierbarer WEA	Leistung platzierbarer WEA [MW]	Spez. Flächenleistung WEA [W/m²]	Spez. Bedarf Bodenfläche [ha/MW]
BB	200,8	1.401	4.903,5	275	4,1
BE	0,0	0	0,0	280	-
BW	138,6	1.138	3.983,0	240	3,5
BY	29,4	246	861,0	230	3,4
HB	0,8	10	35,0	315	2,3
HE	335,4	2.419	8.466,5	240	4,0
HH	0,1	3	10,5	250	0,7
MV	95,1	831	2.908,5	315	3,3
NI	112,3	1.160	4.060,0	315	2,8
NW	59,4	642	2.247,0	275	2,6
RP	179,6	1.683	5.890,5	280	3,0
SH	76,8	855	2.992,5	320	2,6
SL	27,5	283	990,5	255	2,8
SN	8,5	115	402,5	310	2,1
ST	25,4	221	773,5	260	3,3
TH	34,9	255	892,5	255	3,9
DEU	1.324,5	11.262	39.417,0	-	3,4

In Summe können auf den Ende 2017 freien Flächen etwa 39,4 GW WEA installiert werden. Dies entspricht einer Anzahl von 11.262 WEA mit je 3,5 MW Leistung. Diese Flächen stehen jedoch Anfang 2018 nicht zur Verfügung, da sich erhebliche Teile der untersuchten Windflächen noch im Entwurfsstadium befinden. Von den ermittelten 39,4 GW entfällt mit 17,0 GW 43 % des Leistungspotenzials auf Entwurfsflächen und ist daher in 2018 nicht verfügbar. Bei der im Rahmen dieser Analyse berücksichtigten Pufferung der Wohnbauflächen in Bayern mit einem Radius von 2.000 m zur Abbildung der 10H-Regelung beträgt die installierbare Anlagenleistung in diesem Bundesland 861 MW (246 WEA). Ohne eine solche Pufferung ließen sich auf den ausgewiesenen Vorrang- und Vorbehaltsflächen analog 6.699 MW (1.914 WEA) errichten. Werden zusätzlich zu den Wohnbauflächen auch die Flächen gemischter Nutzung mit 2.000 m gepuffert, so reduziert sich das Potenzial in Bayern auf 109 MW (31 WEA).

Neben der Betrachtung der installierbaren Anlagenzahlen und Leistungen liefert die Auswertung des spezifischen Bedarfs an Bodenfläche, also das Verhältnis von installierbarer WEA-Nennleistung zur Größe der Windflächen, interessante Ergebnisse. Dieser Parameter weist eine Bandbreite (Hamburg ausgenommen) zwischen 2,1 Hektar pro MW in Sachsen und etwa 4 Hektar pro MW in Hessen, Brandenburg und Thüringen auf. Einerseits spiegelt sich hier die geringe spezifische Flächenleistung der abgebildeten WEA wider, andererseits deutet sich an, dass ein hoher spezifischer Flächenbedarf auf die überdurchschnittlich großen Flächen zurückzuführen ist.

Neben der durchschnittlichen Größe der Einzelflächen sind in geringerem Umfang auch die angenommene spezifische Flächenleistung sowie der Formfaktor als Einflussgrößen zu nennen. Für den spezifischen Bedarf an Bodenfläche je MW installierbarer Nennleistung, spielt es beispielsweise eine große

Rolle, ob es sich um einen schmalen Streifen mit Nord-Süd-Ausdehnung oder um eher kompakte Fläche handelt. Die Ergebnisse zeigen, wie wichtig die Anwendung eines Platzierungsalgorithmus (vgl. Kapitel 3.5) anstelle einer pauschalen Annahme ist.

Analog zu den oben angestellten Analysen unter Berücksichtigung des Anlagenbestands mit Stichtag 31.12.2017 wurden auch für die Szenariojahre 2025 und 2030 die zum jeweiligen Zeitpunkt freie Fläche für die Windenergienutzung untersucht. Die in die Analysen eingehende Flächenzusammenstellung ist identisch mit der für die vorangegangenen Betrachtungen. Es ist aber zu erwarten, dass bis 2025 beziehungsweise 2030 die aktuell im Entwurfsstadium befindlichen Flächenausweisungen überwiegend abgeschlossen sein werden und in einigen Regionen bislang noch nicht erfasste Ausweisungen erfolgt sind. Es besteht aber auch die Möglichkeit, dass Flächen im Zuge des Ausweisungsprozesses wegfallen und sich daher das Potenzial für einen WEA-Zubau reduziert. Für die Betrachtungen wurde für die Bestandsanlagen eine einheitliche Nutzungsdauer von 20 Jahren (zuzüglich Inbetriebnahmejahr) angesetzt. Beispielsweise stehen die Flächen, die durch WEA mit Inbetriebnahme im Jahr 2004 belegt sind, ab dem Szenariojahr 2025 wieder für Neuinstallationen zur Verfügung. Die Ermittlung der installierbaren Leistung erfolgte mithilfe des Platzierungsalgorithmus. Tabelle 9 zeigt die Ergebnisse für die Szenariojahre 2025 und 2030.

Tabelle 9: Flächenverfügbarkeit und Zubaupotenzial in 2025 und 2030

Bundesland	2025 freie Fläche [km ²]	Anzahl platzierbarer WEA	Leistung platzierbarer WEA [MW]	2030 freie Fläche [km ²]	Anzahl platzierbarer WEA	Leistung platzierbarer WEA [MW]
BB	240,4	1.683	5.890,5	315,1	2.105	7.367,5
BE	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0
BW	149,2	1.226	4.291,0	157,6	1.298	4.543,0
BY	29,6	248	868,0	29,8	251	878,5
HB	1,4	17	59,5	2,1	26	91,0
HE	339,9	2.463	8.620,5	344,1	2.500	8.750,0
HH	0,4	12	42,0	0,4	12	42,0
MV	101,3	887	3.104,5	114,9	994	3.479,0
NI	191,7	1.842	6.447,0	244,7	2.273	7.955,5
NW	107,7	1.089	3.811,5	135,2	1.301	4.553,5
RP	200,9	1.882	6.587,0	226,7	2.091	7.318,5
SH	106,9	1.121	3.923,5	126,6	1.260	4.410,0
SL	28,4	291	1.018,5	30,1	301	1.053,5
SN	22,8	277	969,5	29,0	341	1.193,5
ST	63,6	503	1.760,5	99,0	728	2.548,0
TH	41,2	312	1.092,0	46,7	355	1.242,5
DEU	1.625,3	13.853	48.485,5	1.901,9	15.836	55.426

Die für den Zubau neuer WEA verfügbaren Flächen betragen bis 2025 deutschlandweit 1.625 km² und ermöglichen nach der verwendeten Methodik die Installation von ca. 48,5 GW WEA. Dies entspricht gegenüber Ende 2017 einer relativen Zunahme der freien Fläche sowie der installierbaren Anlagenleistung um 123 %. Die Änderung der Flächenverfügbarkeit zwischen Ende 2017 und 2025 unterscheidet sich zwischen den einzelnen Bundesländern deutlich, je nach bereits belegtem Anteil der

Windflächen sowie Altersstruktur der WEA. So erhöht sich beispielsweise in Sachsen-Anhalt bis 2025 die Flächenverfügbarkeit um den Faktor 2,5, während in Hessen und Bayern kaum Änderungen der Flächenverfügbarkeit durch den Rückbau von Bestands-WEA zu erwarten sind. Auch wenn deutschlandweit der Unterschied zwischen Flächen- und Leistungsänderung gering ist, lassen sich in einzelnen Bundesländern deutliche Unterschiede beobachten. In Sachsen-Anhalt beispielsweise steigt die verfügbare Fläche um einen Faktor 2,7, während sich die installierbare Leistung im gleichen Zeitraum nur um einen Faktor 2,3 ändert. Dieser Effekt ist auf den bereits genannten Randeffect zurückzuführen, der sich aus der Form und der Größe der Windfläche ergibt. Dies unterstreicht die Notwendigkeit, parallel zu Analysen der Flächenverfügbarkeit die installierbare Leistung mithilfe eines Anlagenplatzierungsalgorithmus zu untersuchen.

In Bayern ließen sich 2025 ohne Berücksichtigung der 10H-Regelung 1.933 Anlagen mit einer Leistung von 6.766 MW auf 269,5 km² Flächen für die Windenergienutzung installieren. Diese Werte erhöhen sich bis 2030 auf 1.963 WEA mit 6.871 MW Leistung auf 273,6 km². Bei zusätzlicher Berücksichtigung der Flächen gemischter Nutzung entfallen 2025 auf 3,1 km² 31 Anlagen mit einer Leistung von 109 MW. Die verfügbare Fläche steigt bei dieser Betrachtung bis 2030 nur unwesentlich, und es lassen sich 32 WEA mit einer Leistung von 112 MW installieren.

Als weitere Analyse lässt sich die installierbare Leistung für die hypothetische Variante vollständig unbebauter Windflächen („Grüne-Wiese-Ansatz“) ermitteln. Die Ergebnisse wurden mithilfe des Platzierungsalgorithmus, jedoch ohne Berücksichtigung der Bestandsanlagen, ermittelt und sind analog zu Tabelle 8 nachfolgend dargestellt (Tabelle 10).

Tabelle 10: Flächenverfügbarkeit und Zubaupotenzial für WEA bei vollständig unbebauten Windflächen („Grüne Wiese“)

Bundesland	Ausgewiesene Fläche gesamt [km ²]	Anzahl platzierbarer WEA	Leistung platzierbarer WEA [MW]	Spez. Flächenleistung [W/m ²]	Spez. Flächenbedarf [ha/MW]
BB	552,1	3.221	11.273,5	275	4,9
BE	0,0	0	0,0	280	-
BW	213,8	1.613	5.645,5	240	3,8
BY	45,5	354	1.239,0	230	3,7
HB	4,2	45	157,5	315	2,7
HE	441,9	2.988	10.458,0	240	4,2
HH	1,8	26	91,0	250	2,0
MV	159,4	1.275	4.462,5	315	3,6
NI	388,4	3.268	11.438,0	315	3,4
NW	259,6	2.095	7.332,5	275	3,5
RP	344,0	2.803	9.810,5	280	3,5
SH	311,7	2.527	8.844,5	320	3,5
SL	52,0	430	1.505,0	255	3,5
SN	45,1	474	1.659,0	310	2,7
ST	218,8	1.343	4.700,5	260	4,7
TH	93,0	590	2.065,0	255	4,5
DEU	3.131,4	23.052	80.682	-	3,9

Da die betrachteten Flächen ohne den Einfluss der Bestandsanlagen größer ausfallen, reduziert sich der Randeffect. Während der Zubau mit Bestandsberücksichtigung deutschlandweit einen spezifischen Bedarf an Bodenflächen im Mittel von 3,4 ha/MW aufweist, steigt dieser Wert bei der „Grüne-Wiese“-Betrachtung auf 3,9 ha/MW an. Der sehr geringe spezifische Flächenbedarf in Hamburg ist auf die spezielle Form der dort ausgewiesenen Windflächen zurückzuführen. Häufig werden dort schmale, Nord-Süd-ausgerichtete Streifen ausgewiesen, sodass die Abstandspuffer um die WEA häufig zu großen Teilen über die ausgewiesenen Flächen hinausragen.

In Bayern ließen sich ohne eine Pufferung der Wohnbauflächen 2.465 Anlagen mit 8.628 MW Leistung auf den vollständig unbebauten Flächen (365,8 km²) errichten. Bei Berücksichtigung einer Pufferung der Wohnbauflächen und der Flächen gemischter Nutzung reduzieren sich diese Werte auf 43 WEA mit 151 MW Leistung (5,3 km²).

Einordnung der Ergebnisse

Vor einer Interpretation der Ergebnisse sollen die oben gezeigten Ergebnisse hinsichtlich ihrer Belastbarkeit und eventuell auf das Ergebnis wirkender Einflussgrößen eingeordnet werden. Eine umfassende Einordnung und Diskussion der Unsicherheiten erfolgt in Kapitel 7. Folgende Aspekte beeinflussen die tatsächliche Flächenverfügbarkeit:

- ▶ **Unvollständige Datenbasis Windflächen:** Es fehlen in der untersuchten Flächenkulisse Daten weniger Planungsregionen. In den Bundesländern Bayern, Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen fehlen weitgehend die Flächenausweisungen auf Ebene der Bauleitplanung. Dort wo nicht abschließend geplant wird besteht grundsätzlich die Privilegierung der Windenergie im Außenbereich.
- ▶ **Pläne im Entwurfsstadium:** Etwa 43 % der Flächen liegen Pläne im Entwurfsstadium zugrunde, die sich noch ändern können. In der Praxis kann zwischen frühen Entwürfen und rechtskräftiger Ausweisung eine Reduktion der Flächen erfolgen, es sei denn, es werden konkrete Flächen- oder Mengenziele verfolgt.
- ▶ **Datenbasis Bestandsanlagen:** Der bei den Analysen berücksichtigte Datensatz umfasst ca. 97 % der Bestand-WEA zum Stichtag 31.12.2017. Sind Bestandsanlagen innerhalb der Flächenkulisse nicht erfasst, wird die freie Flächenkulisse überschätzt.
- ▶ **Anlagenplatzierungsalgorithmus:** Der Algorithmus erreicht etwa 90 % des auf anhand einer mathematischen Optimierung möglichen Zubaus. Umgekehrt werden Flächen in der Praxis aber selten vollständig bebaut, weshalb – neben Aspekten der Rechenzeit – diese Näherungslösung gewählt wurde. Weitere Unsicherheiten ergeben sich aus den Annahmen zu den zukünftigen Anlagenparametern sowie den einheitlichen Mindestabständen zwischen den WEA von drei Rotordurchmessern in Neben- und fünf Rotordurchmessern in Hauptwindrichtung.
- ▶ **Rotorblattspitze innerhalb der Windflächen:** In mehreren Bundesländern besteht die Anforderung, dass die Rotorblattspitze nicht über die Windfläche hinausragen darf, wobei der Anlagenplatzierungsalgorithmus des vorliegenden Vorhabens flächendeckend ein Hinausragen ermöglicht. Nach einer Studie von DEWI²³ reduziert sich die auf den Flächen installierbare Leistung um etwa 20 %.
- ▶ **Tatsächliche Nutzbarkeit:** Die Ausweisung von Flächen für die Windenergienutzung gewährleistet nicht, dass die Errichtung von WEA auf diesen Flächen tatsächlich möglich (und wirtschaftlich) ist. Im Rahmen des Flächenausweisungsprozesses können nicht alle Aspekte, die die Nutzbarkeit einschränken vollumfänglich berücksichtigt werden. Hierzu zählen beispielsweise naturschutzfachliche Gründe, Aspekte der Flugsicherheit aber auch die Wirtschaftlichkeit aufgrund der lokalen Windressource.

²³ DEWI, Klimaschutzagentur Region Hannover (2015)

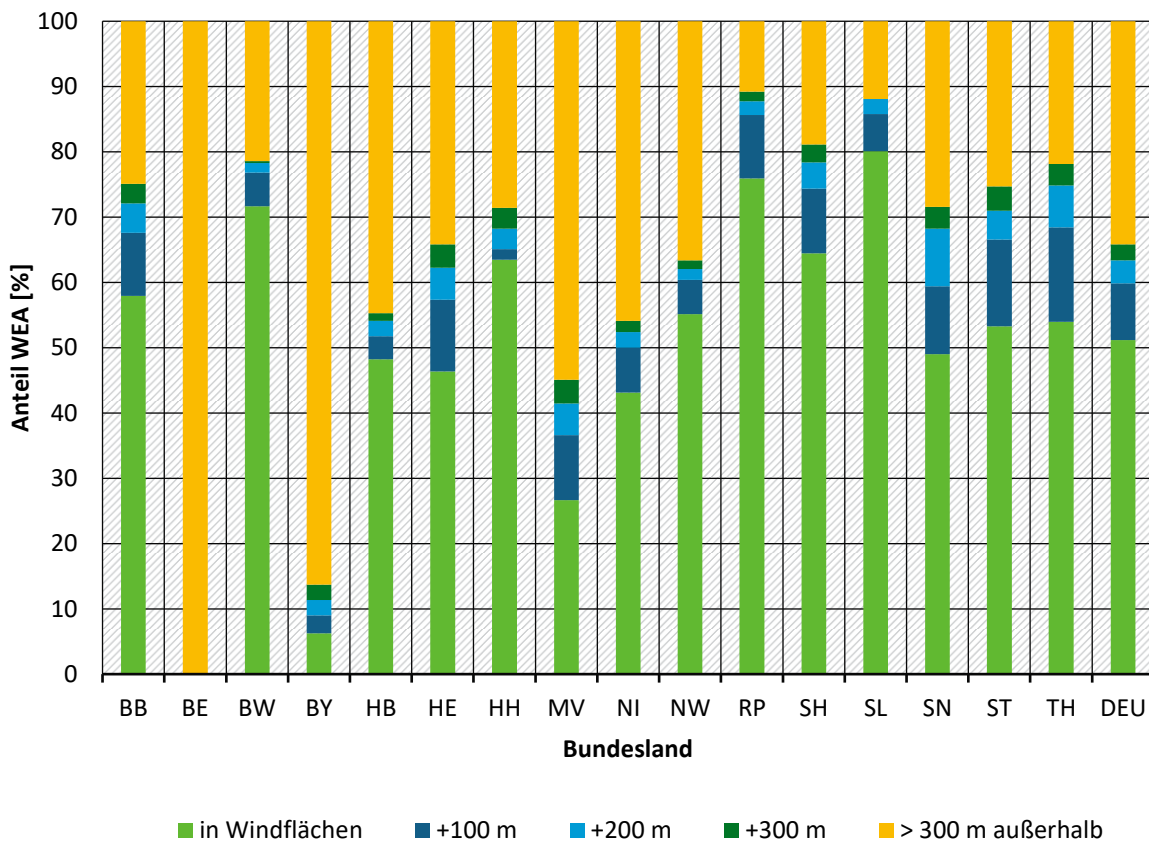
Aufgrund der genannten Unsicherheiten sollten die oben gezeigten Ergebnisse nicht als ein gesetzter, tatsächlich verfügbarer Wert für die installierbare Leistung interpretiert werden. Vielmehr liefern die Ergebnisse eine Orientierung, was unter den genannten Rahmenbedingungen und unter Anwendung der beschriebenen Methoden theoretisch möglich wäre.

4.3 Auswertung Bestandsanlagen

Der aktuell existierende Bestand an Windenergieanlagen belegt zum Teil bereits die Flächen für die Windenergienutzung, sodass diese für einen Zubau zunächst nicht zur Verfügung stehen. Je nach Nutzungsdauer werden diese Anlagen früher oder später wieder zurückgebaut und geben die zuvor belegte Fläche wieder frei. Ob ein Repowering (siehe auch Abschnitt 4.3.1) dieser Anlagen möglich ist, hängt aus planungsrechtlicher Sicht bei abschließender Planung davon ab, ob sich die Anlage zum Zeitpunkt des Rückbaus innerhalb einer ausgewiesenen Fläche für die Windenergienutzung befindet oder nicht.

Mithilfe einer Verschneidung der WEA-Standorte mit den betrachteten Windflächen (vgl. Abschnitt 3.5) wurde untersucht, welcher Anteil der Bestandsanlagen je Bundesland innerhalb beziehungsweise außerhalb der betrachteten Windflächen steht (Abbildung 13). Zusätzlich wurden die Windflächen mit Puffern von 100, 200 und 300 Metern versehen, da teilweise die Bewertung, welche Anlagen innerhalb oder außerhalb der Windfläche stehen und somit aus planungsrechtlicher Sicht repoweringfähig sind, eine gewisse Unschärfe zulassen – teilweise ist in der Praxis ein gewisser Toleranzbereich zu beobachten. Der Anteil der Windenergieanlagen, die unmittelbar innerhalb der betrachteten Windflächen liegen, beträgt zwischen 26,6 % (Mecklenburg-Vorpommern) und 80,1 % (Saarland). Bayern wurde bei diesem Vergleich ausgenommen, jedoch beträgt dieser Wert 6,3 % bei einer 2.000-m-Pufferung der Wohnbauflächen, respektive 43,1 %, wenn keine Pufferung der Wohnbauflächen erfolgt. Der geringe Anteil in Nordrhein-Westfalen ist auf die Nicht-Berücksichtigung der Flächennutzungspläne zurückzuführen.

Abbildung 13: Anteil der WEA-Standorte in Bezug auf die ausgewiesenen Windflächen je Bundesland

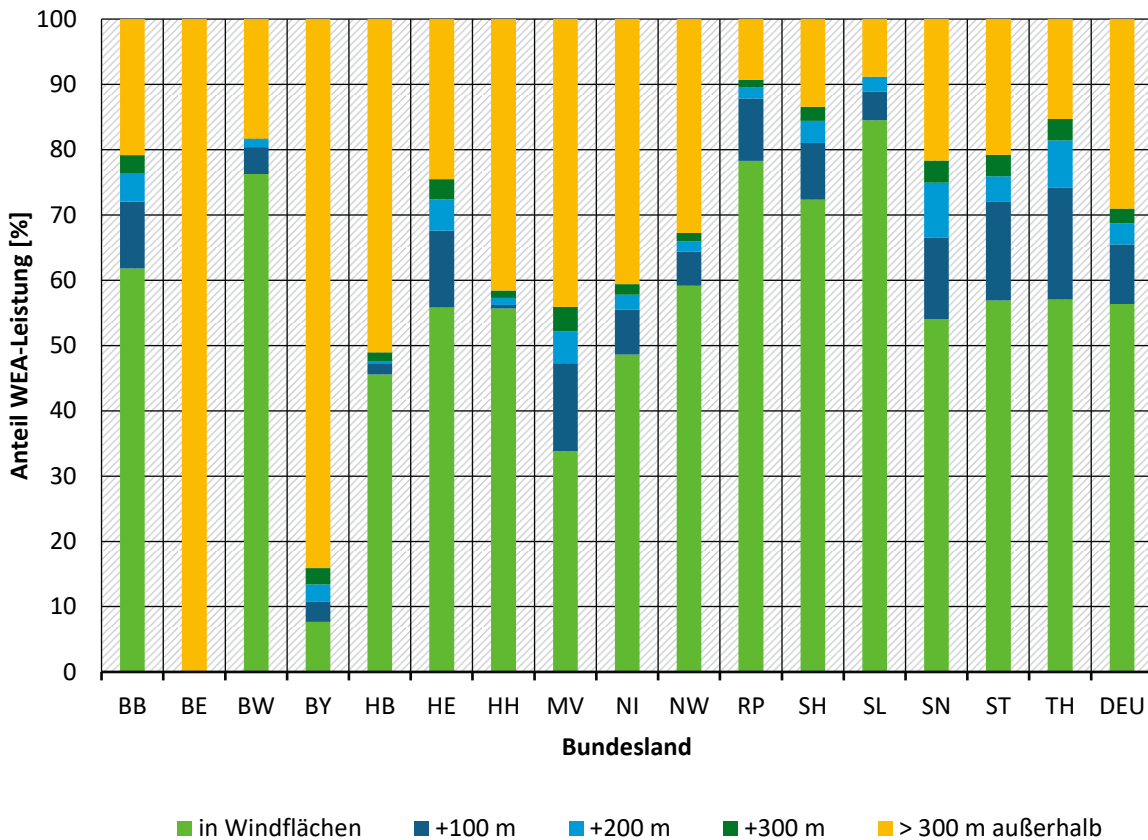


Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE

Im deutschlandweiten Durchschnitt liegen ca. 51,2 % der Windenergieanlagen innerhalb der betrachteten Windflächen, während sich weitere 8,6 % innerhalb eines 100-m-Puffers um die Flächen liegen. Dieser Wert fällt auf 3,5 % für die 200-m-Pufferzone ab und beträgt für den 300-m-Pufferbereich nur noch 2,4 %. 34,2 % der betrachteten WEA mit Stand Ende 2017 stehen mehr als 300 m außerhalb der betrachteten Windflächen.

Eine analoge Darstellung, bezogen auf die Anlagenleistung, wird in Abbildung 14 gezeigt. Generell zeigt sich für die Anlagenleistung ein vergleichbares Muster, allerdings entfällt ein tendenziell größerer Leistungsanteil auf die Windflächen. So beträgt der Leistungsanteil innerhalb der untersuchten Flächen 56,3 %, während nur 29 % mehr als 300 m außerhalb der Flächen stehen. Dies deutet darauf hin, dass die jüngeren Installationen eher innerhalb der Windflächen erfolgt sind als in den frühen Jahren der Windenergienutzung. In Kombination mit dem Trend zu steigenden Anlagenleistungen ließen sich diese Unterschiede erklären (siehe auch Abbildung 16). Die in den Darstellungen gezeigten Werte sind zusätzlich im Anhang in Tabelle 37 und Tabelle 38 aufgeführt.

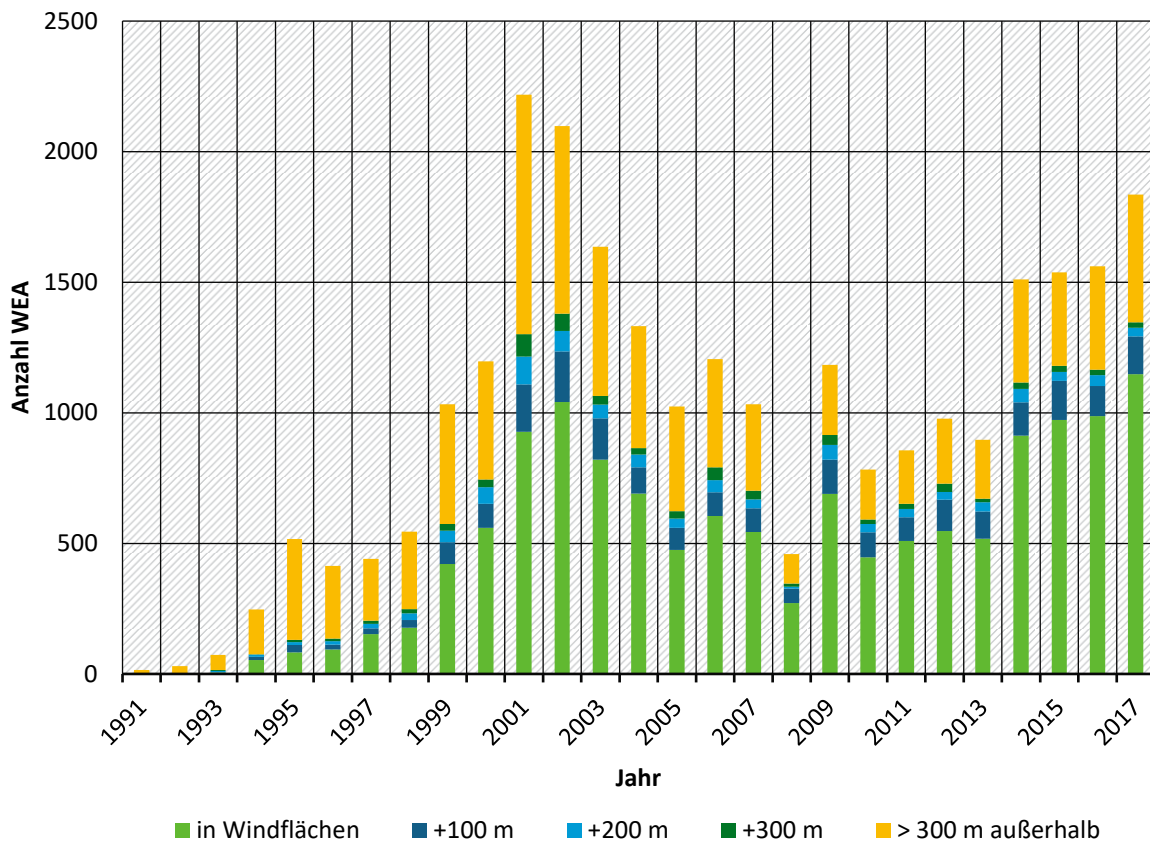
Abbildung 14: Anteil der installierten WEA-Leistung in Bezug auf die ausgewiesenen Windflächen je Bundesland



Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE

Eine jährliche Betrachtung, auf welche Flächen sich die in den jeweiligen Jahren errichteten Anlagen verteilen, ist in Abbildung 15 und Abbildung 16 dargestellt. Während in Abbildung 15 die absoluten Anlagenzahlen und somit auch die Zubauphase dargestellt sind, zeigt Abbildung 16 die relativen Anteile für das jeweilige Jahr. Bei der bundesweiten Auswertung fällt auf, dass die in den früheren Jahren errichteten WEA meist an Standorten stehen, die heute nicht als Flächen für die Windenergienutzung ausgewiesen sind. Dies lässt sich auf der einen Seite durch die sich erst im Laufe der Jahre ausgebildete Sensibilisierung für problematischere Standorte (Naturschutz, Nähe zu Siedlung) erklären. Auf der anderen Seite waren die Anlagen in den früheren Jahren noch deutlich kleiner, sodass z. B. Aspekte des Immissionsschutzes wie Lärm oder bedrängende Wirkung, das Verhältnis zwischen Abstand zu Wohnsiedlungen und Anlagenhöhe, aufgrund der geringeren Anlagengröße, geringere Abstände erforderten. In den ersten Jahren des WEA-Zubaus wurden zum Beispiel viele Anlagen in fast unmittelbarer Nähe zu landwirtschaftlichen Betrieben errichtet.

Abbildung 15: Anzahl des jährlichen Zubaus von (heute noch im Betrieb befindlichen) WEA in Bezug auf die ausgewiesenen und in Aufstellung befindlichen Windflächen (bundesweit)

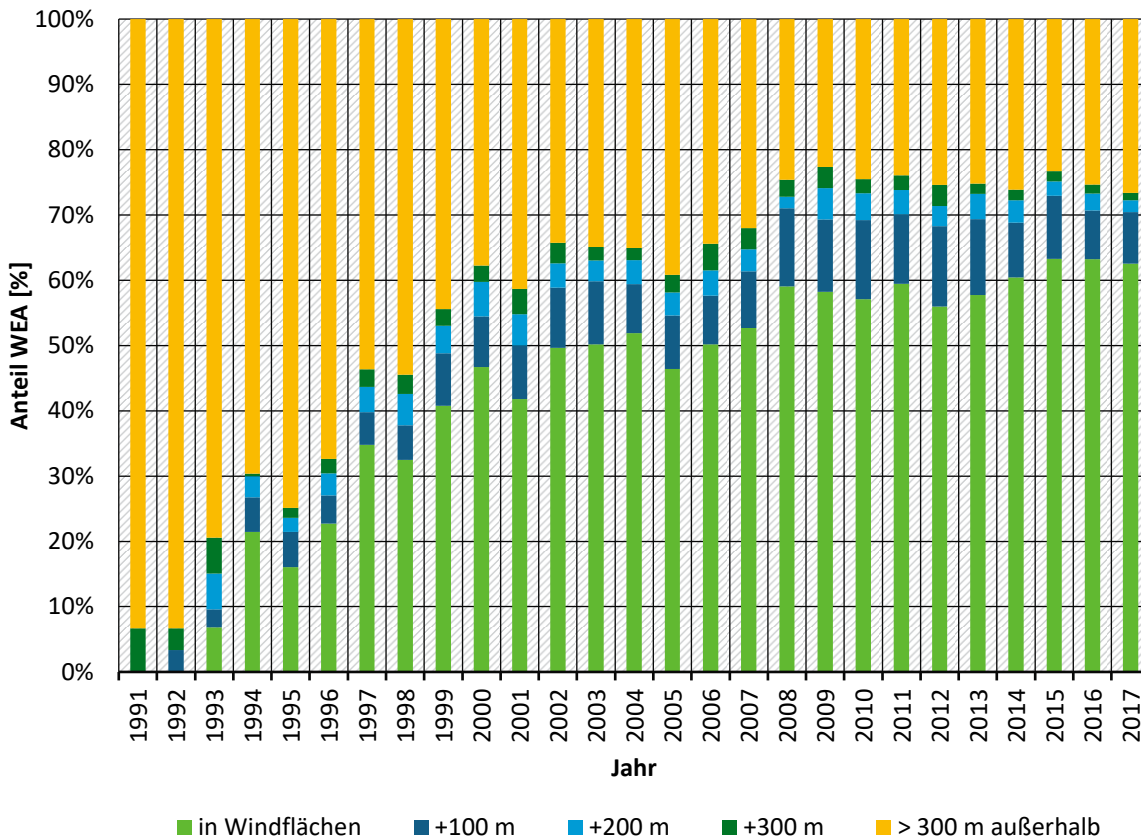


Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE

Während die heute noch in Betrieb befindlichen WEA aus den Jahren 1991 bis 1993 fast vollständig außerhalb der untersuchten Windflächen liegen, steigt der Anteil ab Mitte der 1990er Jahre und nähert sich bis 2017 einem Wert von ca. 62 % an (Abbildung 16). Über ein Viertel der im Jahr 2017 in Betrieb genommenen WEA stehen an Standorten, die mehr als 300 m von einer Fläche für die Windenergienutzung entfernt liegen. Dies kann teilweise auf die unvollständige Flächenkulisse zurückgeführt werden, jedoch können in Regionen ohne abschließende Planung auf Ebene der Regionalplanung auch außerhalb der Windflächen WEA errichtet werden. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass Teile der betrachteten Windflächen noch im Entwurfsstadium und somit noch nicht rechtskräftig sind. Diese „zukünftigen“ Flächen konnten also nur eingeschränkt bei der Planung von WEA-Installationen in der Vergangenheit berücksichtigt werden.

Generell lassen sich Bestandsanlagen außerhalb der untersuchten Windflächen auf verschiedene Weise erklären. Es besteht die Möglichkeit, dass WEA zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme auf rechtskräftig ausgewiesenen Flächen errichtet wurden, diese Flächen jedoch in den hier berücksichtigten Plänen und Entwürfen nicht mehr dargestellt werden. Als weitere Möglichkeit kann die Errichtung der WEA außerhalb der Windflächen in Regionen ohne abschließende Planung auch auf Basis von §35 Abs. 1 Nr. 5 des BauGB, also der Privilegierung von Windenergieanlagen im Außenbereich erfolgt sein.

Abbildung 16: Analyse des jährlichen Zubaus von (heute noch im Betrieb befindlichen) WEA hinsichtlich deren Lage innerhalb der untersuchten Windflächen



Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE

4.3.1 Repoweringpotenzial

Neben der Ausweisung von Flächen für die Windenergienutzung spielt auch die Entwicklung der Bestandsanlagen eine wichtige Rolle für die Bewertung der Erreichbarkeit energiepolitischer Ziele. Für Bestandsanlagen, die innerhalb der Flächen für die Windenergienutzung stehen, besteht prinzipiell nach Rückbau der Anlagen die Möglichkeit eines Repowerings, also der Errichtung neuer moderner WEA am (weitgehend) gleichen Standort. Voraussetzung hierfür ist neben dem planungsrechtlichen Rahmen die Genehmigungsfähigkeit nach BImSchG. Im Gegensatz dazu besteht für die Anlagen außerhalb der (bestehenden und zukünftigen) Flächen für die Windenergienutzung lediglich die Möglichkeit eines Weiterbetriebs der bestehenden WEA bis zur endgültigen Stilllegung²⁴.

Für eine Bewertung des Anteils der Bestandsanlagen innerhalb der untersuchten Windflächen, die in den kommenden Jahren eine Laufzeit von 20 Jahren erreichen und damit gegebenenfalls repoweringfähig sind, wurden die Standorte der jeweils 20 Jahre zuvor in Betrieb genommenen WEA untersucht. Eine Laufzeit der Anlagen von 20 Jahren (zuzüglich dem Inbetriebnahmejahr) wurde einerseits gewählt, weil dies einerseits der Entwurfslebensdauer älterer WEA entspricht und nach diesem Zeit-

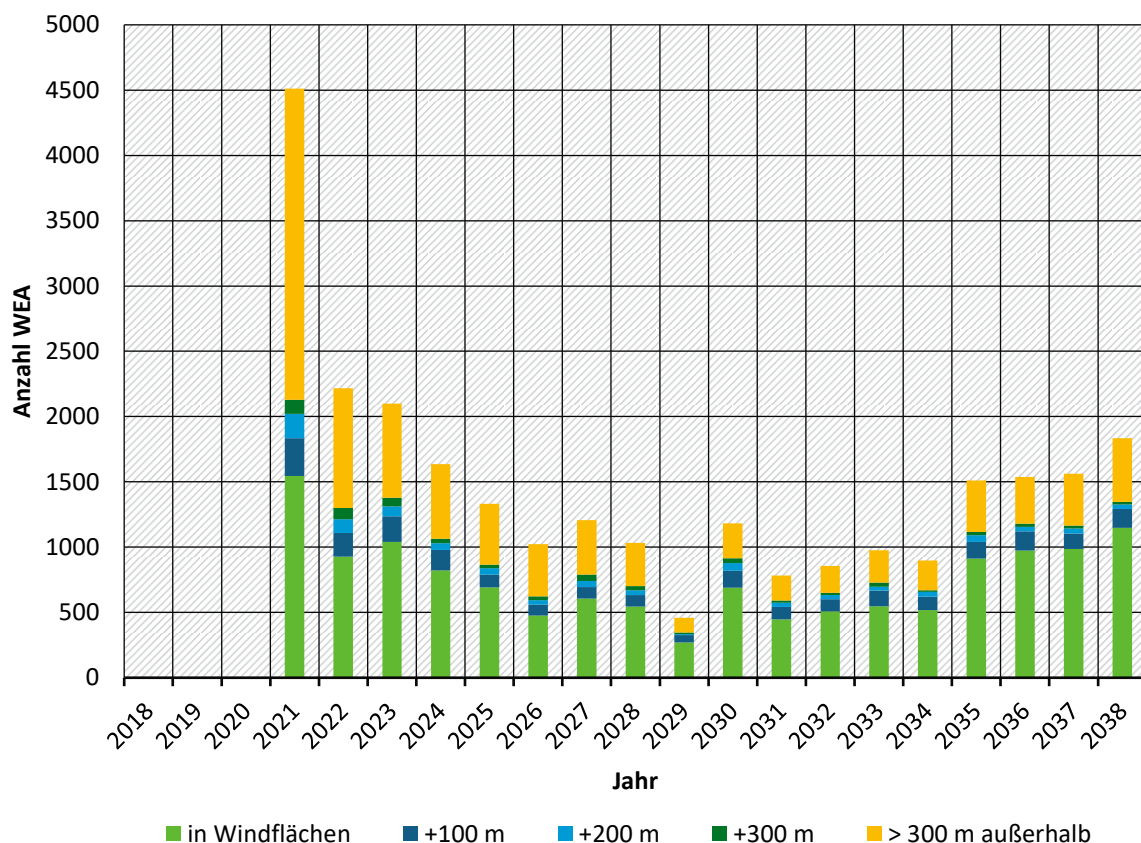
²⁴ Regional können hierzu Ausnahmen existieren, wie beispielsweise die für Schleswig-Holstein geplante Möglichkeit, durch Rückbau von zwei WEA außerhalb der Windflächen eine WEA in spezifischen Flächen für Repowering errichten zu dürfen.

raum beispielsweise neue Standfestigkeitsgutachten für einen Weiterbetrieb erforderlich werden. Andererseits beträgt die Dauer der EEG-Vergütung für alle nach dem Jahr 2000 errichteten WEA 20 Jahre (zuzüglich Inbetriebnahmejahr).

Abbildung 17 zeigt die Anzahl der WEA und deren Verteilung auf die untersuchten Flächen. Mit Blick auf das zukünftige Potenzial repoweringfähiger WEA ist zu berücksichtigen, dass alle zurzeit in Betrieb befindlichen WEA mindestens die Grundvergütung nach EEG erhalten. Auch den vor dem Jahr 2000 installierten WEA wurde mit Inkrafttreten des EEG 2000 ein Vergütungsanspruch nach EEG bis Ende 2020 zugesichert. Nach dem Jahr 2020 – aber insbesondere im Jahr 2021 – ist daher mit einer hohen Anzahl an Rückbauten zu rechnen. Dieser Zusammenhang erklärt den hohen Balken für das Jahr 2021. Bezogen auf die Anlagenzahlen stehen etwa ein Drittel (1.545 WEA) der bis Ende 2020 ein Alter von 20 Jahren erreichenden Anlagen innerhalb der untersuchten Flächen für die Windenergienutzung und wären aus planungsrechtlicher Sicht repoweringfähig. Von den zwei Dritteln (2.966 WEA) der außerhalb stehenden Anlagen befinden sich 584 WEA (19,7 %) in einem Pufferbereich bis 300 m Abstand zu einer der untersuchten Windflächen.

Generell besteht auch für WEA außerhalb der Windflächen die Möglichkeit repowert zu werden, sofern diese in einer Region stehen, in der keine abschließende Planung erfolgt (vgl. Abbildung 9).

Abbildung 17: Erwarteter Rückbau von WEA bei einer einheitlichen Nutzungsdauer von 20 Jahren²⁵



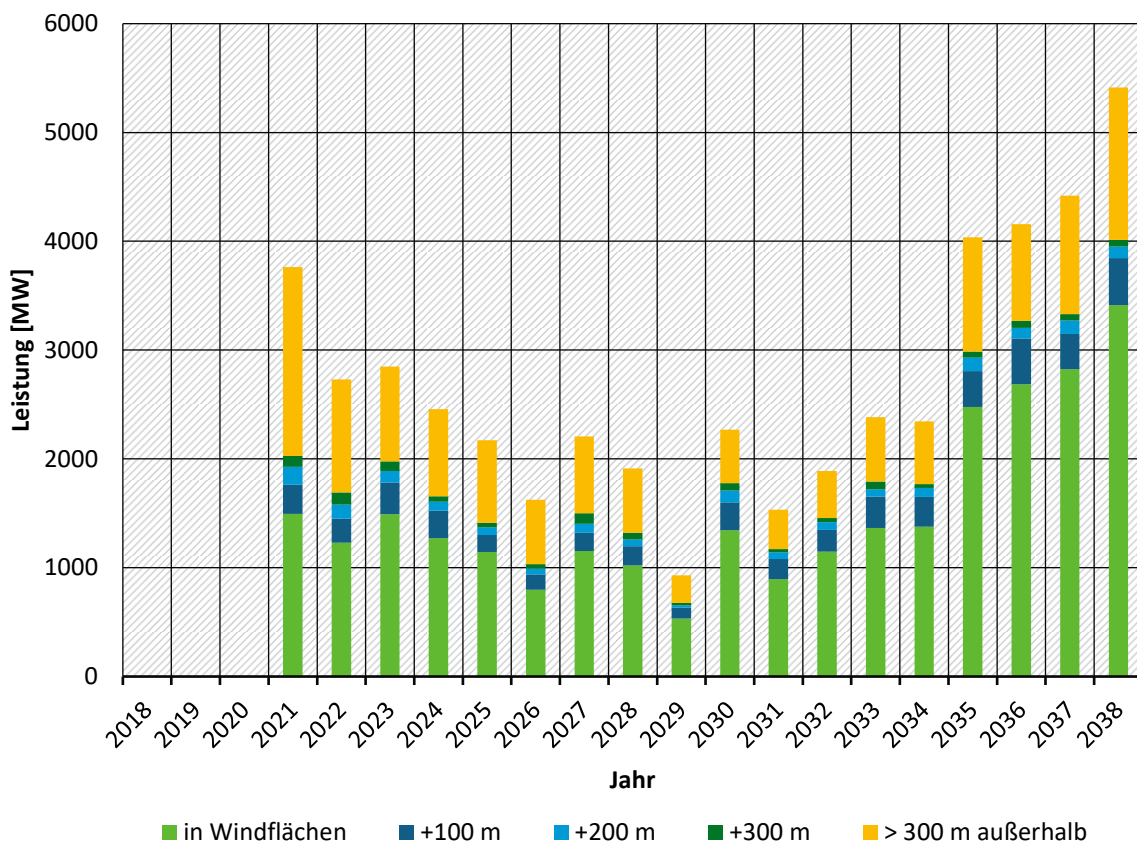
Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE

²⁵ Zzgl. Inbetriebnahmejahr; längere Nutzungsdauer bei Inbetriebnahme vor 2000

Wird anstelle der Anlagenzahlen die Leistung betrachtet (Abbildung 18), so beträgt die kumulierte Leistung der bis 2021 aus der EEG-Vergütung fallenden Anlagen 3.762 MW. Hiervon stehen 1.495 MW innerhalb der Windflächen, während 2.267 MW außerhalb stehen (1.737 MW auch außerhalb des 300-m-Puffers) und sind somit aus planungsrechtlicher Sicht nicht repoweringfähig (Ausnahme: keine abschließende Planung). Weiterhin wird in den nachfolgenden Jahren 2022 bis 2024 eine Leistung von jeweils mehr als 2.500 MW ein Anlagenalter von 20 Jahren erreichen. Somit könnte der Rückbau von WEA in diesen Jahren durchaus das gemäß EEG vorgesehene Brutto-Zubauvolumen von 2.900 MW für Windenergie übersteigen, wodurch insgesamt ein negativer Netto-Zubau, d. h. ein Rückgang der kumulierten Leistung, eintreten kann. Die im Mitte Dezember 2018 verabschiedeten Energiesammelgesetz vorgesehenen Sonderausschreibungen mit einem Umfang von 1,0 GW in 2019, 1,4 GW in 2020 und 1,6 GW in 2021 sollen dieser Entwicklung entgegen wirken. Inwiefern diese Wirkung vor dem Hintergrund der Unterzeichnungen in den Ausschreibungen im Jahr 2018 und 2019, von Realisierungsfristen von 2,5 Jahren sowie aktuell rückläufigen Genehmigungszahlen für neue WEA erreicht werden kann, bleibt abzuwarten.

Im weiteren Verlauf sind vor allem für die Jahre 2035 bis 2038 hohe Rückbauleistungen zu erwarten. Hier würden jeweils mehr als 4 GW – in 2038 sogar mehr als 5 GW – zurückgebaut werden.

Abbildung 18: Erwartete Rückbauleistung von WEA bei einer einheitlichen Nutzungsdauer von 20 Jahren



Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE

4.3.2 Ersatzlose Stilllegungen

Anlagen, die außerhalb der Flächen für die Windenergienutzung stehen und somit in der Regel nicht repoweringfähig sind, werden auf lange Sicht ersatzlos stillgelegt werden. Eine Ausnahme bilden

hierbei lediglich WEA in Regionen ohne abschließende Planung. Wann aber tatsächlich eine Stilllegung erfolgt, hängt von verschiedenen Einflussgrößen ab. Einerseits stellt sich die Frage, ob sich der Weiterbetrieb wirtschaftlich darstellen lässt, also die Erlöse die Kosten übersteigen. Da die Anlagen bereits abgeschrieben sind, setzen sich die Kosten überwiegend aus Wartungs-, Instandhaltungs- und Pachtkosten sowie Kosten für die Vermarktung der erzeugten Energie zusammen. Sofern die Erlöse die Kosten übersteigen, lassen sich mit den Anlagen weiterhin Gewinne generieren, sodass ein Weiterbetrieb zunächst wahrscheinlich ist. Mit fortschreitender Alterung der Turbinen werden Wartungs- und Instandhaltungskosten weiter ansteigen und einen Weiterbetrieb unwirtschaftlich machen.

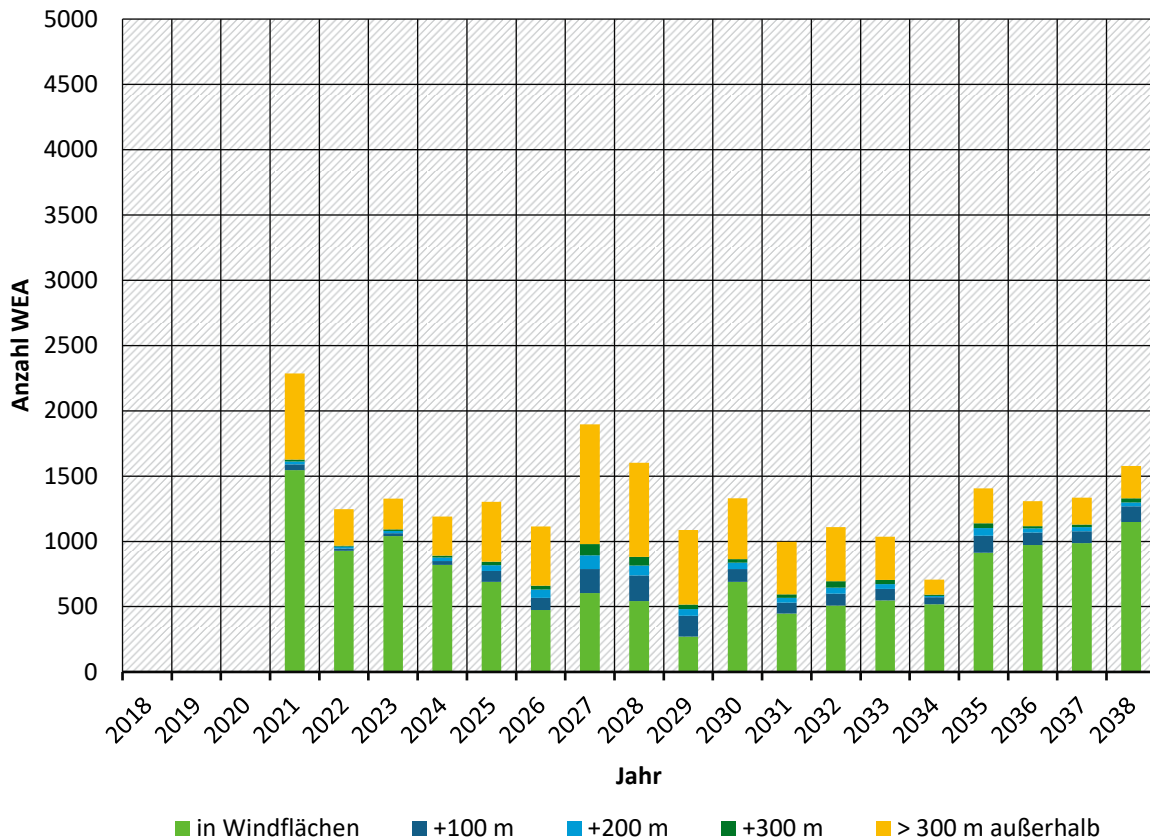
Weiterhin ist es möglich, dass ein Weiterbetrieb durch auslaufende BImSchG-Genehmigungen verhindert wird. In den meisten Bundesländern wurden diese Genehmigungen unbefristet erteilt, jedoch gab es beispielsweise auch Regelungen, wonach die BImSchG-Genehmigung befristet auf 30 Jahre erteilt wurde und im Gegenzug geringere Ausgleichsmaßnahmen für die Kompensation für den Eingriff in den Naturhaushalt sowie in das Landschaftsbild gefordert wurden.

Aus der aktuellen Diskussion lässt sich jedoch nur schwierig abschätzen, ob und wie lange sich ein Weiterbetrieb wirtschaftlich darstellen lässt, beziehungsweise welche Nutzungsdauer für Anlagen außerhalb der Flächen für die Windenergienutzung anzusetzen ist. Im Basisfall wird ein Rückbau nach 20 Jahren angenommen, es werden aber zusätzlich Varianten gerechnet, bei denen die WEA außerhalb der Windflächen für 25 und 30 Jahre betrieben werden, während die repoweringfähigen WEA innerhalb der Flächen nach 20 Jahren (zzgl. Inbetriebnahmejahr mit längerer Nutzungsdauer bei Inbetriebnahme vor 2000) zurückgebaut werden. Für die Analysen wurde von einer scharfen Grenze der Windflächen ausgegangen – sobald der WEA-Mittelpunkt geringfügig außerhalb der Windflächen steht, wird diese also als nicht repoweringfähig eingestuft.

Der erwartete Rückbau von WEA aufgrund eines Erreiches einer einheitlichen Nutzungsdauer ist bereits in Abbildung 17 und Abbildung 18 dargestellt. Dabei zeigt der Säulenabschnitt oberhalb des hellgrünen Sockels jeweils die zu erwartenden ersatzlosen Stilllegungen. Bei Rechnungen mit längeren Nutzungsdauern für WEA, die außerhalb der untersuchten Windflächen stehen, bleibt entsprechend der hellgrüne Abschnitt der Balken unverändert, während der darüber liegende Teil mit unterschiedlicher Nutzungsdauer nicht repoweringfähiger WEA variiert.

Abbildung 19 zeigt die Auswirkungen einer verlängerten Nutzungsdauer der nicht repoweringfähigen WEA bei einer um 5 Jahre längeren Nutzung (25 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr). Für eine gute Vergleichbarkeit der Darstellung mit den vorangegangenen Darstellungen (4–5 und 4–6) wurde die Ordinate jeweils gleich skaliert. Es zeigt sich, dass der für 2021 ermittelte sehr hohe Rückbau durch die geänderten Annahmen deutlich abgemildert wird. Bei einer spezifischen Nutzungsdauer von 25 Jahren vermindert sich der für 2021 erwartete Rückbau von 4.511 WEA auf 2.286 WEA.

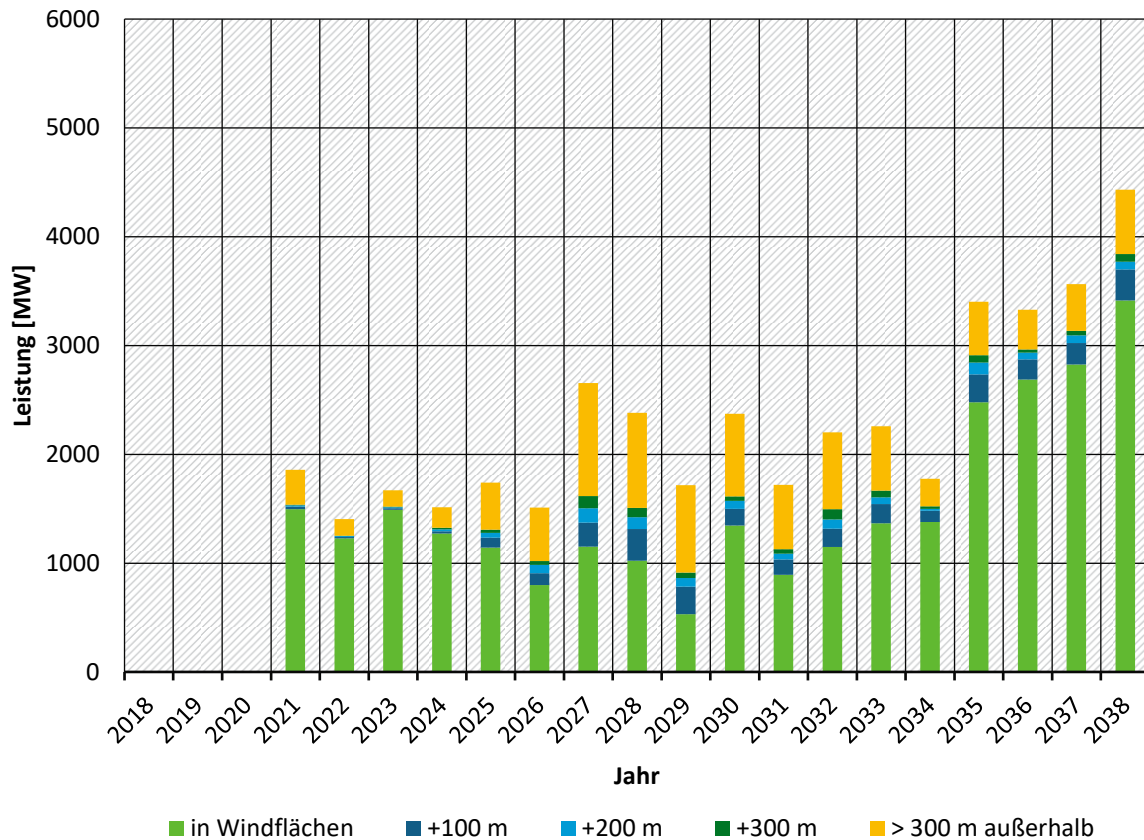
Abbildung 19: Erwarteter Rückbau bei einer Nutzungsdauer von 25 Jahren von WEA außerhalb der untersuchten Windflächen (WEA innerhalb: 20 Jahre)



Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE

Die entsprechende Darstellung für die zu erwartende Rückbauleistung von WEA bei einer Laufzeit von 20 Jahren innerhalb der Windflächen und 25 Jahren für WEA außerhalb der Windflächen zeigt Abbildung 20. Analog reduziert sich die erwartete Rückbauleistung im Jahr 2021 von 3.762 MW auf 1.857 MW. Auch in den darauffolgenden Jahren fällt der erwartete Rückgang deutlich niedriger aus und es würde frühestens 2027 erstmals ein Rückbau von mehr als 2 GW erreicht werden. In den Jahren 2035 bis 2037 würde die Höhe der Rückbauleistung 3 GW übersteigen, in 2038 sogar mehr als 4 GW betragen.

Abbildung 20: Erwartete Rückbauleistung bei einer Nutzungsdauer von 25 Jahren von WEA außerhalb der untersuchten Windflächen (WEA innerhalb: 20 Jahre)



Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE

Die Auswirkungen von einer Nutzungsdauer von 30 Jahren von WEA außerhalb der Windflächen auf den zu erwartenden WEA-Rückbau sind im Anhang in Abbildung 60 (Anzahl) und Abbildung 61 (Leistung) ergänzend dargestellt.

Bei den Analysen zu endgültigen Stilllegungen ist zu berücksichtigen, dass die analysierte Flächenzusammenstellung unvollständig ist, sodass tatsächlich ein etwas größerer Anteil der Bestandsanlagen innerhalb von Flächen für die Windenergienutzung liegen würde und somit repoweringfähig wäre. Auf der anderen Seite sind zahlreiche der berücksichtigten Flächen im Entwurfsstadium und noch nicht rechtskräftig.

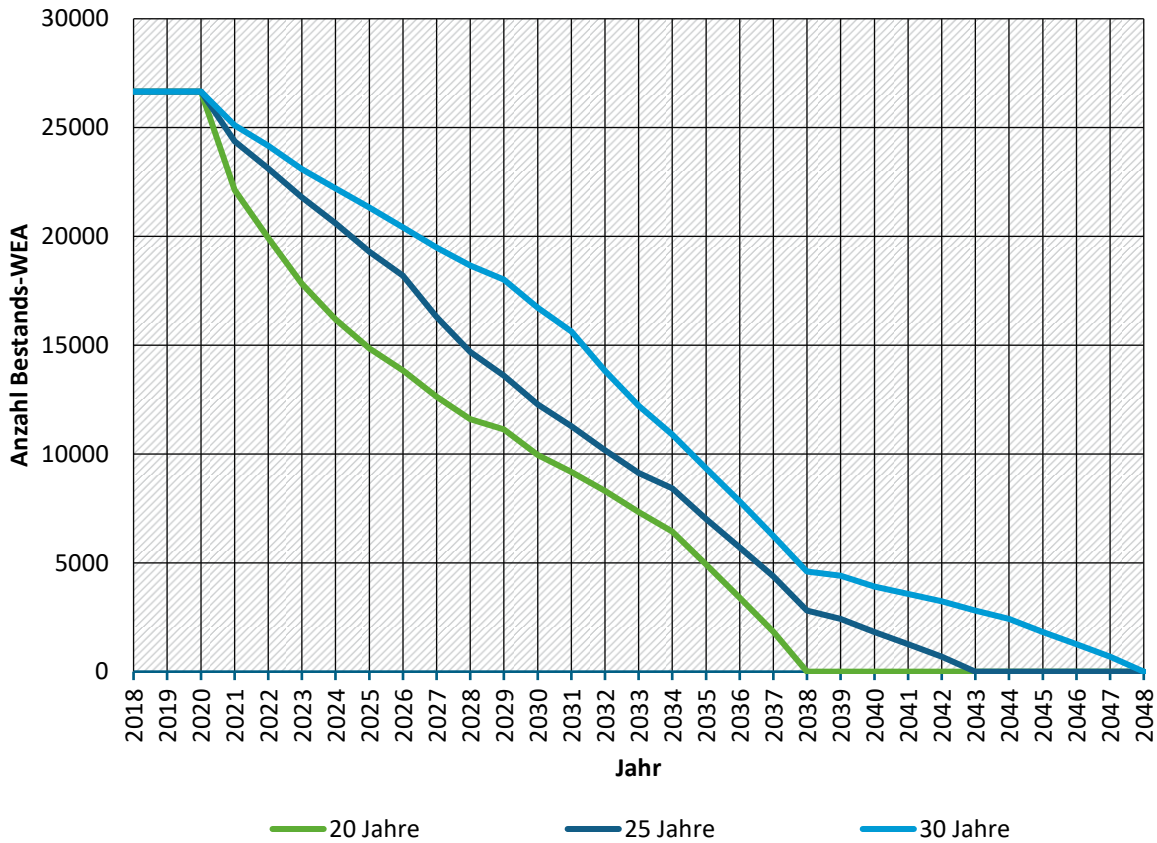
Abbildung 21 (Anzahl) und Abbildung 22 (Leistung) zeigen die unter den getroffenen Annahmen zu erwartende Entwicklung der gesamten bis Ende 2017 errichteten Bestandsanlagen im zeitlichen Verlauf. Aus den Darstellungen lässt sich ablesen, welchen Beitrag die berücksichtigten Bestandsanlagen zur gesamten Leistung der Windenergie an Land in den betrachteten Szenariojahren beitragen können.

Der zunächst konstante Wert in den Jahren 2018 bis 2020 ist auf die getroffene Annahme zurückzuführen, dass alle WEA bis zum Ende der EEG-Vergütung weiterbetrieben werden. Alle Anlagen mit Inbetriebnahmejahr bis einschließlich 2000 würden daher bis zum 31.12.2020 betrieben werden und frühestens im darauffolgenden Jahr zurückgebaut werden.

In Bezug auf die Anzahl noch in Betrieb befindlicher Bestandsanlagen (Abbildung 21) führt eine verlängerte Nutzungsdauer der nicht repoweringfähigen WEA von 25 Jahren zu einer Erhöhung der Bestandsanzahlen in 2025 um 4.441 Anlagen, während im Jahr 2030 noch 2.321 mehr Bestands-

WEA in Betrieb wären. Bei einer entsprechenden Nutzungsdauer von 30 Jahren führt dies analog zu 6.462 mehr Anlagen in 2025 und 6.762 mehr WEA in 2030.

Abbildung 21: Entwicklung der Bestandsanlagen bei unterschiedlichen Laufzeiten der WEA außerhalb der untersuchten Windflächen (Anzahl) ²⁶



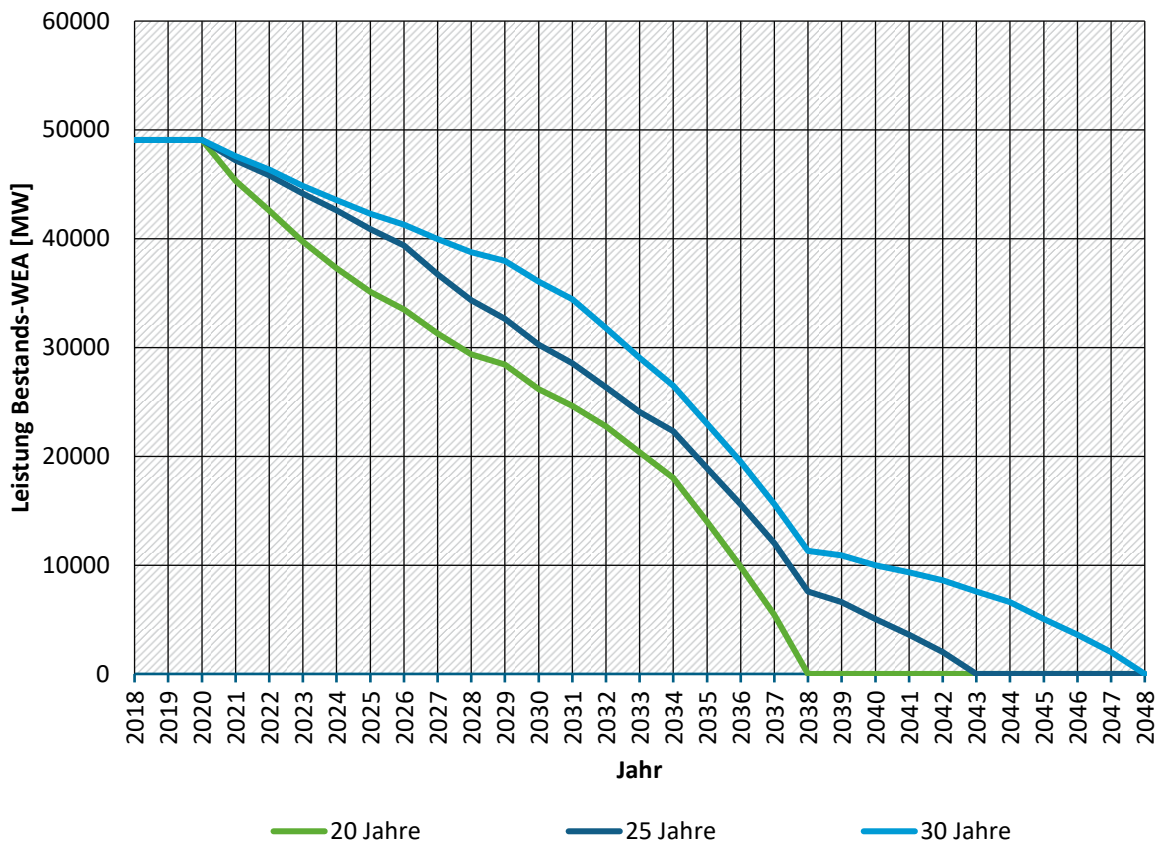
Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE

Leistungsseitig (Abbildung 22) ist dieser Effekt etwas weniger stark ausgeprägt, da die in den frühen Jahren errichteten WEA eine eher geringe Nennleistung aufweisen. Eine verlängerte Nutzungsdauer der nicht repoweringfähigen WEA von 25 Jahren hätte im Jahr 2025 eine um 5.779 MW höhere Leistung der verbleibenden Bestandsanlagen zur Folge, während 2030 dieser Wert 7.195 betragen würde. Bei entsprechender Nutzungsdauer von 30 Jahren ergeben sich um 4.093 MW für 2025 und für 2030 um 9.871 MW höhere Leistungen. Hinsichtlich des Ziels eines Anteils von 65 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in 2030 könnte daher eine verlängerte Nutzung der nicht repoweringfähigen WEA einen wichtigen Beitrag leisten (vgl. Kapitel 7.6).

Bei Überlegungen zu einer längeren Nutzungsdauer von Bestandsanlagen ist zu berücksichtigen, dass alte WEA weitaus geringere Volllaststunden aufweisen als die aktuelle Anlagengeneration. Daher könnte ein verzögerter Rückbau zu einem höheren Bedarf an installierter Windleistung für die Erreichung der energiepolitischen Ziele führen. Die Rückwirkung auf die erzeugbare Windstromspeisung war nicht Gegenstand der hier vorliegenden Untersuchung, sollte jedoch in Zukunft näher betrachtet werden.

²⁶ Laufzeit der WEA innerhalb der Flächen einheitlich 20 Jahre

Abbildung 22: Entwicklung der Bestandsanlagen bei unterschiedlichen Laufzeiten der WEA außerhalb der untersuchten Windflächen (Leistung)²⁷



Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE

²⁷ Laufzeit der WEA innerhalb der Flächen einheitlich 20 Jahre

5 Analysen zur Bedeutung von Ausweisungen auf Ebene der Bauleitplanung

Wie aus Abbildung 9 hervorgeht erfolgt in gut einem Drittel der Planungsregionen keine abschließende Planung, sodass zusätzliche Flächenausweisungen auf Ebene der Bauleitplanung in den Regionen möglich sind. Da Flächenausweisungen für die Windenergie auf Ebene der Bauleitplanung oftmals nicht zentral vorliegen und abrufbar sind, wäre für eine vollständige Zusammenstellung der für die Windenergienutzung ausgewiesenen Flächen die Abfrage eine großen Anzahl Gemeinden erforderlich, was im Rahmen dieses Vorhaben nicht geleistet werden konnte. Daher soll im Rahmen dieses Abschnitts eine grobe Abschätzung der Bedeutung von Flächenausweisungen auf Bauleitplanebene erfolgen.

Planungsregionen ohne abschließende Planung befinden sich in den Bundesländern Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz, Baden-Württemberg und Bayern. Da für die Bundesländer Rheinland-Pfalz und Baden-Württemberg Datensätze der Windflächen auf Bauleitplanebene vorlagen, kann ansatzweise eine Abschätzung der Bedeutung von Flächenausweisungen auf kommunaler Ebene erfolgen. Letztlich kann diese Auswertung allerdings nur grobe Hinweise liefern, da die tatsächliche Ausweisungspraxis in den Kommunen sehr unterschiedlich aussehen kann.

Zunächst soll anhand des Umfangs der Flächenausweisungen auf Bauleitplanungs (BLP)-Ebene in Relation zu Flächenausweisungen auf Regionalplanungs (RP)-Ebene eine erste Abschätzung erfolgen. Die in Tabelle 6 genannten Flächenausweisungen für Rheinland-Pfalz (345,7 km²) und Baden-Württemberg (213,5 km²) geben bereits die aggregierten Werte der Regionalplanungsebene und der kommunalen Ebene wieder. Da sich die Flächen aus der Regionalplanung und der BLP-Ebene teilweise überschneiden, trägt nicht jede Ausweisung auf kommunaler Ebene zu einer Vergrößerung der verfügbaren Flächen für die Windenergienutzung bei.

Tabelle 11 zeigt für die beiden Bundesländer, welcher Anteil der Flächenausweisungen auf Ebene der Bauleitplanung keine Überschneidung mit den Flächen aus der Regionalplanung aufweisen sowie welchen Beitrag die zusätzlichen Flächenausweisungen an der gesamten Flächenverfügbarkeit in den beiden Bundesländern haben.

Tabelle 11: Beitrag der Bauleitplanungsebene zur gesamten Flächenverfügbarkeit

Bundesland	Ausweisung auf RP-Ebene [km ²]	Ausweisung auf BLP-Ebene [km ²]	Aggregierte Flächen RP- und BLP-Ebene [km ²]	Anteil BLP-Ausweisung ohne Überschneidung mit RP	Erhöhung Flächenausweisungen durch Einbeziehung BLP-Ebene
Baden-Württemberg	150,7	105,3	213,5	59,7 %	41,7 %
Rheinland-Pfalz	114,8	305,4	345,7	75,6 %	166,0 %

In Baden-Württemberg dominieren Ausweisungen auf Ebene der Regionalplanung während diese durch Ausweisungen auf BLP-Ebene eher noch ergänzt werden. Durch Berücksichtigung der Ausweisungen auf kommunaler Ebene erhöht sich das gesamte Flächenpotenzial um ca. 42 %. Die Ausweisungen auf BLP-Ebene überlappen zu über 40 % mit den Flächen der Regionalplanung.

In Rheinland-Pfalz stellt sich die Situation anders dar. Hier ist die Bauleitplanung die Ebene mit der größeren Bedeutung für Flächenausweisungen für die Windenergienutzung. Während auf Regionalplan-Ebene nur 114,8 km² ausgewiesen werden, führt eine Einbeziehung von Ausweisungen auf BLP-

Ebene zu einer Erhöhung des Flächenpotenzials um den Faktor 2,7, sodass sich das aggregierte Flächenpotenzial auf 345,7 km² beläuft. Auch hier gibt es große Überschneidungen zwischen beiden Ausweisungsebenen. Etwa 65 % der Flächen der Regionalplanung überschneiden sich mit Ausweisungen auf Bauleitplanebene. Einerseits spricht eine hohe Überschneidung der Flächen für eine Anwendung des sogenannten Gegenstromprinzips²⁸, wonach die verschiedenen Ebenen der Raumplanung in Einklang gebracht werden sollen. Andererseits zeigen die zum Teil deutlich abweichenden Flächen, so dass die beiden Ausweisungsebenen noch nicht vollständig in Einklang gebracht sind.

Die unterschiedliche Bedeutung der BLP-Ebene in den beiden Bundesländern spiegelt sich entsprechend auch in den mithilfe der Anlagenplatzierung ermittelten Zubaupotenzialen wider (Tabelle 12). Für Baden-Württemberg hat die Hinzunahme von Flächen auf Ebene der Bauleitplanung einen ähnlich starken Effekt auf die Zubaupotenziale, wie bei Betrachtung der Flächenverfügbarkeit. Durch Einbeziehung dieser Daten sowohl mit Berücksichtigung der Bestandsanlagen (Stand Ende 2017) als auch bei der „Grüne-Wiese“-Betrachtung fällt das Zubaupotenzial gut 40 % höher aus. In Rheinland-Pfalz hat die Berücksichtigung der BLP-Flächen bei der „Grüne-Wiese“-Betrachtung einen etwas ausgeprägteren Effekt als bei einer reinen Betrachtung der Flächenpotenziale. Hier erhöht sich das Zubaupotenzial um 211 %, während sich das Flächenpotenzial nur um 166 % erhöht hat. Dies bedeutet, dass bei den Flächen das Verhältnis von (Boden-)Fläche zu installierbarer Leistung vorteilhafter ist, was sicherlich auf spezifischen Formen und Größen der Flächen zurückzuführen ist. Dies bestätigt eine visuelle Auswertung der BLP-Flächen in Rheinland-Pfalz. Es zeigt sich, dass um zahlreiche Bestandsanlagen lediglich ein kleiner Radius gezeichnet wurde, was dann einen besonders geringen Bedarf an Bodenfläche in Relation zu installierbaren Leistung zur Folge hat.

Eine Analyse des Zubaupotenzials unter Einbeziehung der Bestandsanlagen zeigt einen deutlich ausgeprägteren Effekt. Bei Einbeziehung der BLP-Ebene kommt es annähernd zu einer Erhöhung des Zubaupotenzials um den Faktor Sieben. Grund für diese starke Erhöhung der Zubaupotenziale durch Berücksichtigung der Flächenausweisungen auf BLP-Ebene ist einerseits eine bereits starke Bebauung der Flächen der Regionalplanung mit Bestandsanlagen. Andererseits befindet sich ein Teil der Flächenausweisungen auf BLP-Ebene in Rheinland-Pfalz sich noch im Entwurfsstadium und ist daher zu einem geringeren Anteil bereits bebaut.

Tabelle 12: Beitrag der Bauleitplanebene zum gesamten Zubaupotenzial (Anzahl WEA)

Bundesland	Zubaupotenzial 01/2018 ohne BLP [WEA]	Zubaupotenzial 01/2018 mit BLP [WEA]	Erhöhung Zubaupotenzial durch Einbeziehung BLP-Ebene	Zubaupotenzial „Grüne Wiese“ ohne BLP [WEA]	Zubaupotenzial „Grüne Wiese“ mit BLP [WEA]	Erhöhung Zubaupotenzial durch Einbeziehung BLP-Ebene
Baden-Württemberg	786	1.138	44,8 %	1.145	1.613	40,9 %
Rheinland-Pfalz	245	1.689	589,4 %	901	2.810	211 %

²⁸ Das Gegenstromprinzip basiert auf § 1 Absatz 3 des Raumordnungsgesetzes: „Die Entwicklung, Ordnung und Sicherung der Teilräume soll sich in die Gegebenheiten und Erfordernisse des Gesamttraums einfügen; die Entwicklung, Ordnung und Sicherung des Gesamttraums soll die Gegebenheiten und Erfordernisse seiner Teilräume berücksichtigen (Gegenstromprinzip).“

Die ermittelten Zahlen zeigen deutlich, dass eine anhand dieser stichprobenartigen Werte eine Hochrechnung zur Bewertung der Bedeutung der BLP-Ebene kaum möglich ist. Dafür zeigt sich bereits an diesen zwei Bundesländern sehr deutlich, wie unterschiedlich die Bedeutung von Ausweisungen auf BLP-Ebene sein kann. Für beide Bundesländer lässt sich aber festhalten, dass die Ausweisungen auf BLP-Ebene einen signifikanten Anteil an den Gesamtausweisungen haben. Während jedoch für die Flächen im Entwurfsstadium (betrifft nur Rheinland-Pfalz) offen ist, zu welchem Anteil diese rechtskräftig werden, bleibt in beiden Bundesländern ein relevanter Anteil veralteter Flächen, deren Nutzbarkeit zumindest fraglich ist.

Abschließend soll mithilfe einer Hochrechnung eine Abschätzung erfolgen, welche Relevanz die Ausweisungen auf Bauleitplanebene in den Bundesländern Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen haben.

Von den sechs Planungsregionen in Nordrhein-Westfalen erfolgt für Düsseldorf, Regionalverband Ruhr und Münster eine Ausweisung von Flächen für die Windenergienutzung auf Ebene der Planungsregionen. Diese Regionen planen jedoch nicht abschließend, sodass dort neben den vorliegenden Flächenausweisungen auf Regionalplanungsebene weitere Ausweisungen auf kommunaler Ebene möglich sind. In den verbleibenden drei Regionen (Köln, Arnsberg und Detmold) erfolgen Flächenausweisungen ausschließlich auf kommunaler Ebene, wovon für die Regionen Detmold und Köln die Daten vorliegen (vgl. Tabelle 13).

Tabelle 13: Datenlage in Nordrhein-Westfalen

Planungsregion	Flächenausweisung auf Ebene Regionalplanung	Daten liegen vor?	Flächenausweisung auf Bauleitplanebene?	Daten liegen vor?	Bewertung Datenbasis
Düsseldorf	✓	✓	✓	-	0
Regionalverband Ruhr	✓	✓	✓	-	0
Münster	✓	✓	✓	-	0
Köln	-		✓	✓	+
Arnsberg	-		✓	-	-
Detmold	-		✓	✓	+

Weiterhin wurden vom Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz NRW Zahlen zu den Flächenausweisungen auf Ebene der Bauleitplanung bereitgestellt (Tabelle 14). Mit den vorliegenden Daten für die Regionen Köln, Münster und Regionalverband Ruhr liegen damit bereits 55 % der Flächenausweisungen auf Ebene der Bauleitplanung vor. Für die Region Münster liegen Informationen vor, dass die Flächen der Regionalplanung praktisch vollständig innerhalb der Flächen auf Ebene der Bauleitplanung liegen. Auf Regionalplanebene liegen für Münster Flächenausweisungen auf Regionalplanebene mit einer Fläche von 81,5 km² vor, sodass unter der Annahme, dass 90 % der RP-Flächen innerhalb von BLP-Flächen liegen, etwa 65 km² zusätzliche Ausweisungen auf BLP-Ebene zu erwarten sind.

Tabelle 14: Flächenausweisung für die Windenergienutzung auf Ebene der Bauleitplanung in Nordrhein-Westfalen

Planungsregion	Auf BLP-Ebene ausgewiesene Flächen [km ²]	Stand der Daten
Arnsberg	46,7	2015
Detmold	89,0	2017
Düsseldorf	36,2	2011
Köln	60,0	01-2018
Münster	139,0	08-2017
Regionalverband Ruhr	14,2	2016
Summe	385,0	

Quelle: Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz NRW

Für die Flächen des Regionalverband Ruhr ist bekannt, dass auf BLP-Ebene ca. 14 km² ausgewiesen wurden, während auf Regionalplanebene nur eine einzelne Fläche mit 0,6 km² vorliegt. Daher ist davon auszugehen, dass für die Planungsregion eine Datenlücke von ca. 14 km² besteht. Für Düsseldorf liegen Daten auf RP-Ebene mit einer Fläche von ca. 27 km² vor. Weiterhin wurden 36 km² auf Regionalplanebene ausgewiesen. Je nach Überlappungsgrad der Flächen fehlen also hier Informationen zu weiteren 9 bis 36 km². Schließlich fehlen die Informationen zu Flächenausweisungen in der Region Arnsberg mit einer Gesamtfläche von 47 km².

In Summe lässt sich die Datenlücke durch fehlende Informationen auf BLP-Ebene auf ca. 135 bis 160 km² beziffern, was ca. 35 bis 42 % der gesamten Flächenausweisungen auf BLP-Ebene entspricht. Aufgrund des Umfangs von Flächenausweisungen auf BLP-Ebene mit vergleichbar großen Flächen auf BLP-Ebene wie auf RP-Ebene wird die Bedeutung der Planung auf kommunaler Ebene in Nordrhein-Westfalen deutlich.

In Niedersachsen gibt es Planungsregionen, die auf Ebene der regionalen Raumordnungsprogramme (RROP) Flächen für die Windenergienutzung ausweisen und solche, die dies ergänzend oder ausschließlich auf Bauleitplanebene machen. Die nicht abschließend auf Ebene der RROP planenden Regionen machen ca. ein Drittel der Landesfläche Niedersachsens aus, während in einem Flächenanteil von 68 % des Landes abschließend geplant wird. Entsprechend beschränkt sich die Unsicherheit bezüglich der Rolle der Bauleitplanung bei der Ausweisung von Flächen für die Windenergienutzung auf etwa ein Drittel der Landesfläche. Die ca. 32 % Landesfläche ohne abschließende Planung teilen sich wiederum in ein Drittel (ca. 5.000 km²) Regionen ohne Flächenausweisungen auf Ebene der Regionalplanung (RROP) und zwei Drittel (ca. 10.200 km²) Regionen mit Ausweisungen sowohl auf Ebene der RROP und der Bauleitplanung auf. Da im Rahmen dieser Studie keine Daten zu Flächenausweisungen auf Bauleitplanebene für Niedersachsen vorlagen, lässt sich überschlagsweise sagen, dass für ein Drittel der Landesfläche die Daten auf Bauleitplanebene für die Bewertung der Flächenverfügbarkeit fehlen. In den etwa 10 % der Landesfläche, wo keine Ausweisung auf Ebene der Regionalplanung erfolgt, stellt die Bauleitplanung die einzige Instanz für die Ausweisung von Flächen für die Windenergienutzung dar, während in etwa 20 % der Landesfläche die Ausweisungen auf Bauleitplanebene nur ergänzend zu den Ausweisungen auf Ebene der Regionalplanung beziehungsweise RROP zu sehen ist.

Da unter den nicht abschließend planenden Regionen sich auch einige küstennahe Planungsregionen befinden, besteht die Möglichkeit, dass diese Betrachtung auf Basis der Landesfläche aufgrund ungleicher Verteilungen verzerrt ist. Daher wurde die Betrachtung zusätzlich auf Basis der Verteilung der Bestands-WEA durchgeführt. Hierbei zeigt sich eine geringe Verschiebung der Zahlen: Während sich in

den Planungsregionen mit abschließender Planung ca. 60 % der WEA und auch der installierten Leistung befinden, stehen in den Regionen mit Ausweisung auf Ebene der RROP aber ohne abschließende Planung ca. 33 % der Anlagen (und der Leistung). Lediglich 7 % der Bestands-WEA befinden in den Regionen, wo ausschließlich auf kommunaler Ebene geplant wird. Bei dieser Betrachtung würden die Regionen ohne abschließende Planung (und damit unvollständiger Flächenkulisse) etwas stärker gewichtet werden und somit die (hypothetische) Datenlücke etwas größer ausfallen.

Für Bayern wird aufgrund der dominierenden Auswirkungen der 10H-Regelung von einer analogen Analyse abgesehen.

6 Hemmnisse der Nutzbarkeit und Steuerungsinstrumente

6.1 Befragungsergebnisse

Im Rahmen einer Befragung wurden Hemmnisse für die Nutzung bestehender und die Ausweisung weiterer Flächen für die Windenergienutzung sowie eventuelle Instrumente zur Steuerung des Repowerings bei den Trägern der Regionalplanung untersucht. Ziel der Befragung ist es, einerseits die Realisierungschancen für die ermittelte Flächenkulisse zu bewerten und andererseits aufzuzeigen, welche Hindernisse dem Ausbau der Windenergie auf planerisch ausgewiesenen Flächen mitunter entgegenstehen. Während die vorliegende Studie nur eine Momentaufnahme der Ausweisung von Flächen für die Windenergienutzung darstellen kann, die Raumplanung jedoch einen dynamischen Prozess darstellt, soll weiterhin eine Einschätzung des noch nicht erschlossenen Flächenpotenzials erfolgen.

Von den 106 befragten Planungsregionen (102 Planungsregionen, das Saarland und drei Stadtstaaten) sind für 54 Regionen Rückläufe eingegangen, sodass die Rücklaufquote bei etwa 50 % liegt. Die an die Träger der Regionalplanung gerichteten Fragen sind im Anhang in Tabelle 39 zusammengestellt. Aufgrund der Individualität der Antworten erlaubt die Auswertung nur selten eine empirische Betrachtung. Daher erfolgt in dem nachfolgenden Text meist eine Zusammenfassung der Kernaussagen. Die Fragen lassen sich in vier Blöcke unterteilen. Die ersten drei Fragen zielen auf Hemmnisse zur Nutzung ausgewiesener Flächen ab, während Frage 4 nach Steuerungselementen im Zusammenhang mit dem Repowering bestehender WEA fragt. Weiterhin wird nach Instrumenten zum Erhalt von Bestandsgebieten sowie nach dem Potenzial zukünftiger Gebietsausweisungen gefragt.

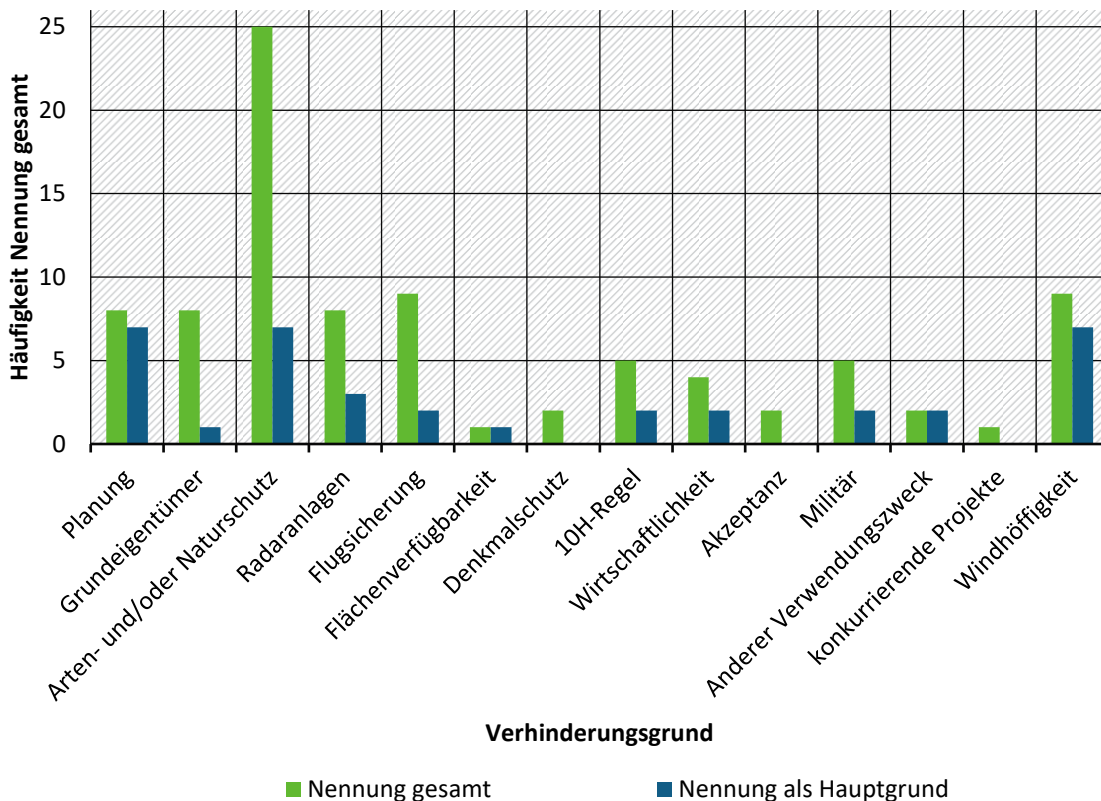
6.1.1 Hemmnisse zur Nutzung von ausgewiesenen Flächen

In etwa zwei Drittel der Planungsregionen, die die Befragung beantwortet haben, gibt es Gebiete für die Windenergienutzung die bereits seit längerer Zeit nicht oder nur teilweise für die Errichtung von WEA genutzt werden. Dies bedeutet aber nicht im Umkehrschluss, dass in den anderen Planungsregionen die Flächen vollständig genutzt werden, wenngleich einige Planungsregionen explizit aussagen, dass die Flächen vollständig oder weitgehend belegt sind. Bei Durchsicht der einzelnen Antworten fällt eine subjektive Korrelation mit der Windhöffigkeit der Planungsregionen auf. In Regionen mit guter bis sehr guter Windressource sind tendenziell alle Flächen belegt, während in einigen süddeutschen Regionen noch ein größerer Teil ungenutzter Flächen existiert.

Teilweise lässt sich die Frage auch nicht beantworten, da sich die Flächen beispielsweise noch im Aufstellungsprozess befinden oder erst in den letzten Jahren ausgewiesen wurden. Aufgrund zunehmend längerer Realisierungszeiten für Windenergieprojekte lässt sich erst nach einem längeren Zeitraum nach Ausweisung der Windflächen sagen, ob eine Bebauung erfolgt.

Die Frage nach den Gründen einer Nicht-Nutzung der ausgewiesenen Flächen wird mit einem breiten Spektrum an möglichen Ursachen beantwortet. Abbildung 23 zeigt die in den Antworten genannten Gründe sowie die Häufigkeit mit der diese genannt beziehungsweise als Hauptgrund genannt worden sind. Der am Häufigsten genannte Grund ist der Artenschutz, wobei insbesondere das Vorkommen verschiedener Vogelarten (Rotmilan, Schwarzstorch, Weißstorch, Auerhuhn) aber auch Fledermäuse die Nutzbarkeit der Flächen einschränken. Zweithäufigste Gründe sind die Flugsicherung sowie die Windhöffigkeit auf den Flächen. Letztere ist insbesondere in süddeutschen Standorten oftmals nicht ausreichend, um im EEG 2017 einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten. Unter dem Aspekt, dass die 10H-Regelung ausschließlich die Planungsregionen in Bayern betrifft, wird diese mit fünf Nennungen (von acht Rückmeldungen aus Bayern) relativ häufig genannt.

Abbildung 23: Gründe, die eine Errichtung von WEA auf den Gebieten verhinderten; Anzahl Nennung gesamt sowie Häufigkeit der Nennung als Hauptgrund



Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE

Weiterhin wurde nach der Größe der Flächen, die durch die oben genannten Gründe nicht bebaut werden können, gefragt. Die Spannweite der nicht nutzbaren Flächengrößen reicht von 1,3 bis 1.050 Hektar. In den meisten Fällen lagen die Größenangaben zwischen 20 und 200 Hektar. Teilweise ließen sich die betroffenen Flächen nur grob abschätzen. Generell ist zu berücksichtigen, dass die Frage teilweise unterschiedlich verstanden beziehungsweise beantwortet wurde. Einige der befragten nannten die gesamte aktuell nicht genutzte Fläche, während der Großteil der Befragten eher die konkret aufgrund des Vorliegens spezifischer Gründe nicht nutzbare Fläche genannt hat. Ebenso wurden scheinbar nicht alle eventuellen Gründe berücksichtigt, da diese teilweise schwierig zu quantifizieren sind (Beispiel Windhöffigkeit). Eine Quantitative Auswertung ist daher problematisch. Bei Betrachtung einzelner Planungsregionen zeichnet sich ab, dass die Flächen meist $\leq 10\%$ der insgesamt ausgewiesenen Fläche ausmachen. Es wurde darauf hingewiesen, dass die nicht nutzbaren Flächen einer zeitlichen Dynamik unterliegen – vermutlich aufgrund einer Verlagerung von Habitaten und Brutplätzen geschützter Arten. Weiterhin erwähnenswert ist die Beobachtung in einer Planungsregion, dass ein überproportionaler Anteil bei Flächen mit Höhenbegrenzung nicht bebaut wird. Insgesamt lässt sich nur schwierig ein klares Bild aus den Antworten ableiten, sodass eine Hochrechnung auf den nicht nutzbaren Flächenanteil kaum möglich ist.

6.1.2 Ausweisung von speziellen Gebieten für das Repowering

Das Instrument einer Ausweisung spezieller Flächen für das Repowering von WEA wird nur in sieben der teilnehmenden Regionen genutzt, während in 46 Planungsregionen ein solches Instrument keine Anwendung findet. Das Instrument ist beispielsweise flächendeckend für Schleswig-Holstein geplant, wo spezifische Repoweringflächen ausgewiesen werden. Dabei berechtigt der Rückbau von zwei WEA,

die außerhalb gültiger Vorrangflächen stehen, zur Errichtung von einer WEA in speziellen Repoweringflächen (Aufräumen der Landschaft). Die Flächen stehen für neue Vorhaben ohne einen entsprechenden Rückbau nicht zur Verfügung. Das Potenzial der Repoweringflächen reicht jedoch nicht aus, um allen WEA außerhalb der Vorrangflächen ein Repowering nach genanntem Schlüssel zu ermöglichen.

Das Instrument erfährt bislang eine eher geringe Anwendung. Vereinzelt wurde angegeben, dass eine solche Regelung in den in Aufstellung befindlichen Regionalplänen nicht vorgesehen sei.

6.1.3 Instrumente zum Erhalt von Bestandsgebieten

Der gezielte Erhalt von Altgebieten zum Repowering kann durch die Ausgestaltung der weichen Tabukriterien ermöglicht werden, indem beispielsweise festgelegt wird, dass für Altstandorte planerisch geringere Abstände zur Wohnbebauung eingehalten werden müssen, als dies für Neustandorte festgesetzt wird. Die Einhaltung der Grenzwerte für Lärm nach dem Immissionsschutz ist unabhängig davon im Rahmen des Genehmigungsverfahrens nachzuweisen. Von einem solchen Instrument wird in 13 der 54 an der Befragung teilnehmenden Planungsregionen Gebrauch gemacht, während es in 39 Regionen nicht eingesetzt wird (zwei Regionen machten keine Angaben). In den Fällen, in denen das Instrument angewendet wird, sind die Anforderungen und Formulierungen der Instrumente ähnlich.

Als weiteres Instrument zum Erhalt von Bestandsflächen kann Repowering durch eine regionalplanerische Ausnahme im Sinne von § 6 Absatz 1 ROG ermöglicht werden. Paragraph § 6 des Raumordnungsgesetzes lautet: „Von Zielen der Raumordnung können im Raumordnungsplan Ausnahmen festgelegt werden“. Die Möglichkeit, die § 6 Absatz 1 des ROG gibt, wird als Instrument nur in 9 von 54 Fällen genutzt. Ziel ist es, Ausnahmen zu schaffen, die abweichend vom Raumordnungsplan der Planungsregion Möglichkeiten der Flächennutzung für Windenergie erlauben. Anwendung findet dieses Instrument häufig mit Beschränkungen (Gesamthöhe, Rotorfläche). Generell werden ergänzende Potenzialflächen und Sondergebiete definiert, welche weiterhin der Nutzung durch die Windenergie zur Verfügung stehen, soweit im Rahmen der Genehmigung keine öffentliche Belange entgegenstehen.

Als letztes ist die Ausweisung von Flächen ohne raumordnerische Bestimmung, sogenannter Weißflächen, als mögliches Instrument zu nennen. Innerhalb dieser Bereiche sind WEA weiterhin privilegiert zulässig und den Gemeinden steht es offen, Festlegungen auf BLP-Ebene zu treffen. Dieses Instrument findet bei 7 von 54 Planungsregionen Anwendung.

6.1.4 Potenzial für zukünftige Gebietsausweisungen

Abschließend wurden die Befragten um eine Abschätzung gebeten, in welchem Umfang Potenziale für zusätzliche Gebietsausweisungen bestehen. Anhand der Rückläufe werden für 14 Planungsregionen noch Potenziale für weitere Ausweisungen gesehen. Dahingegen werden für 22 Planungsregionen keine weiteren Ausweisungspotenziale gesehen und für 15 Regionen wurden keine Angaben gemacht. Weitere drei Regionen weisen vielleicht noch Potenziale für weitere Ausweisungen auf.

Oftmals sehen die Träger der Regionalplanung nur ein geringes bis gar kein Potenzial für weitere Flächenausweisungen. Als Gründe werden neben einer sinkenden Akzeptanz für die Windenergie in der Bevölkerung insbesondere Entwicklungen im Arten- und Naturschutz genannt. Gerade letztgenannte Gründe können dazu führen, dass zukünftig teilweise sogar weniger anstatt mehr Fläche ausgewiesen werden kann. Unsicherheiten bestehen hinsichtlich der Festlegung harter und weicher Tabukriterien sowie, mit Blick auf zukünftige Referenzanlagen, die technologische Entwicklung.

Es gibt aber auch zahlreiche Planungsregionen, die konkrete Potenziale für weitere Ausweisungen beziffern. Diese liegen zwischen 50 und 2.000 ha, wobei der Mittelwert über alle Regionen mit einem Potenzial für zusätzliche Ausweisungen bei etwa 800 ha liegt. Bezogen auf die durchschnittlichen Flächenausweisungen je Planungsregion, die im deutschlandweiten Durchschnitt bei 3.000 bis 3.600 ha liegen, würde dies ein Steigerungspotenzial um etwa 25 % bedeuten. Mit Blick auf die langfristigen

Ausbauziele für die Windenergie im Zuge einer weitgehenden Dekarbonisierung der Energieversorgung in Deutschland würden diese Potenziale klar nicht ausreichen.

6.2 Analyse weiterer Gründe, die eine Bebauung von Flächen für die Windenergienutzung verhindern

In der Praxis zeigt sich, dass längst nicht alle Flächen, die für die Windenergienutzung ausgewiesen werden, auch tatsächlich bebaut werden (vgl. 7.2.2). Obwohl aktuell noch Flächen für die Windenergienutzung in relevantem Umfang verfügbar sind, wird von der Windbranche ein Mangel an (geeigneten) Flächen beklagt. Dies spiegelt sich auch in der Unterzeichnung der vergangenen Ausschreibungsrunden sowie den rückläufigen Genehmigungszahlen für neue WEA wider. Mithilfe der nachfolgenden Analysen sollen potenzielle Gründe für eine Nicht-Nutzung der Flächen auf Ebene der Bundesländer untersucht werden. Hierzu werden neben einer Auswertung der Windressource auch weitere Einschränkungen aufgrund der Flächennutzung auf und in Nähe der Flächen untersucht.

6.2.1 Windressource

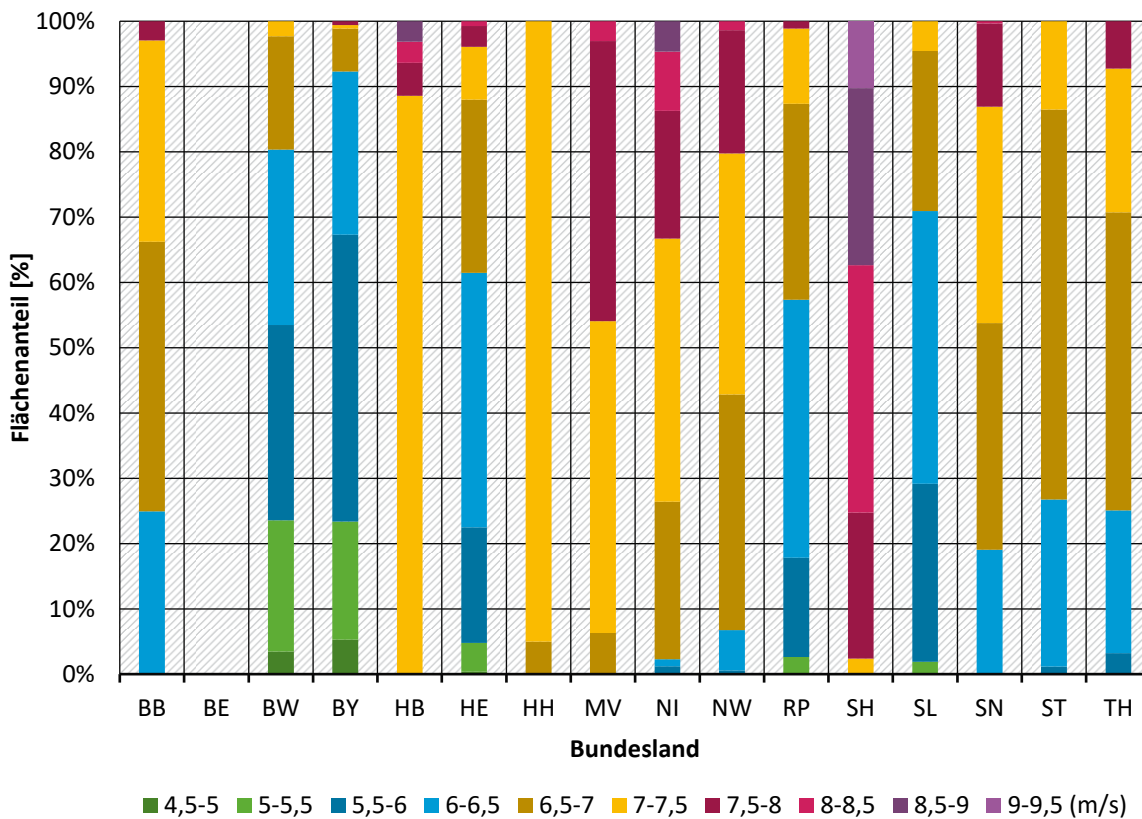
Als ein möglicher Parameter, der die Nutzung einer Windfläche verhindert, soll die Windhöffigkeit der ausgewiesenen Flächen untersucht werden. Hierfür werden die Daten der Assimilationsläufe des COSMO-DE-Modells des Deutschen Wetterdienstes (Baldauf et al. 2016) ausgewertet, auf 100 m Höhe über Grund interpoliert und den Flächen zugeordnet. Am Fraunhofer IEE liegen Windgeschwindigkeitsdaten der meteorologischen Jahre 2007 bis 2015 für die relevanten Höhenlevel vor. Die räumliche Auflösung des COSMO-DE-Modells beträgt 2,8 km x 2,8 km. Damit lässt sich zwar kein sehr kleinräumiges Windregime abbilden, jedoch reicht die Auflösung für eine erste Analyse der Windhöffigkeit aus.

Aus den stündlich vorliegenden Daten wird zunächst für die Höhenlevel 78 m und 122 m die mittlere Windgeschwindigkeit für den genannten Zeitraum ermittelt. Anschließend wird durch logarithmische Höheninterpolation die mittlere Windgeschwindigkeit in 100 m über Grund berechnet. Die dem Mittelpunkt jeder Windfläche nächstgelegene Wettermodellfläche wird bestimmt und die ermittelte Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe wird der Windfläche zugeordnet. Abbildung 32 zeigt, für welchen Flächenanteil der im jeweiligen Bundesland vorkommenden Windflächen für die Windenergienutzung welche mittlere Windgeschwindigkeit zugeordnet wurde. Zur Einordnung der mittleren Windgeschwindigkeit hilft die Definition des 100 %-Standorts im EEG 2017, an dem die mittlere Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe 6,45 m/s beträgt. Tendenziell neigt das COSMO-DE-Modell zu einer gewissen Überschätzung der Windgeschwindigkeit, was sich auch an dem Vorkommen von mittleren Windgeschwindigkeiten von > 9 m/s in etwa 10 % der Flächen in Schleswig-Holstein widerspiegelt.

Während für Schleswig-Holstein auf nahezu allen Windflächen eine mittlere Windgeschwindigkeit von > 7,5 m/s ermittelt wurde, was damit das Bundesland mit der besten Windressource darstellt, werden in Bayern²⁹ und Baden-Württemberg – den Bundesländern mit der ungünstigsten Windressource – nur auf weniger als 5 % der Flächen Werte > 7,0 m/s erreicht. In Baden-Württemberg beträgt der Flächenanteil mit mittleren Windgeschwindigkeiten $\leq 6,0$ m/s etwa 53 %, während in Bayern dieser Anteil ca. 67 % beträgt. Unter Berücksichtigung der Überschätzung der Windgeschwindigkeit im COSMO-DE-Modell lässt sich abschätzen, dass Bauvorhaben auf diesen Flächen erhebliche wirtschaftliche Nachteile aufweisen und unter den aktuellen Rahmenbedingungen des EEG 2017 tendenziell weniger konkurrenzfähig sind.

²⁹ Auswertung für Bayern hier ohne Berücksichtigung von 10H-Regelung.

Abbildung 24: Mittlere Windgeschwindigkeiten in 100 m Höhe über den Windflächen



Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE

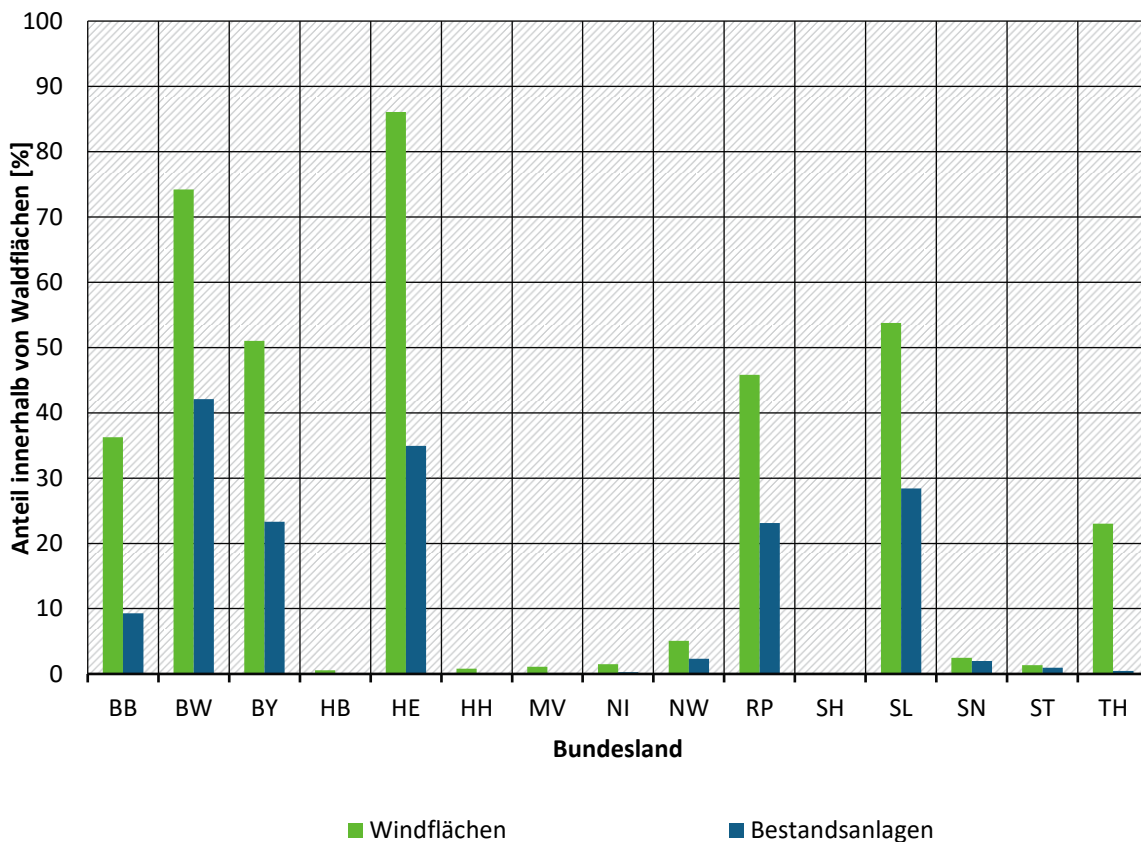
Die in Abbildung 24 dargestellten Ergebnisse sind ergänzend im Anhang in Tabelle 39 dargestellt.

6.2.2 Flächenausweisungen in Waldgebieten

Mithilfe einer GIS-Analyse wurde untersucht, welcher Anteil der ausgewiesenen Windflächen innerhalb beziehungsweise außerhalb von Waldflächen liegt. Zusätzlich wurde diese Analyse auf den Datensatz der Bestandsanlagen angewendet, um die Ergebnisse vergleichen zu können. Für die Waldflächen wurden Polygone aus OpenStreetMap (OSM) mit dem Landnutzungstyp Wald (land-use: forest) verwendet (abgerufen am 27.02.2018 über <http://download.geofabrik.de/>). OSM beschreibt „forest“ als einen landwirtschaftlich genutzten Wald oder Forst. Für die ausgewiesenen Windflächen wurde die flächenanteilige Schnittmenge mit den OSM Waldflächen ermittelt. Hieraus ergibt sich, welcher Anteil der Windflächen in Waldgebieten liegt. Analog wurde für die Punktkoordinaten der Bestandsanlagen ermittelt, welcher Anteil der Ende 2017 in Betrieb befindlichen WEA innerhalb der OSM Waldflächen liegt.

Abbildung 25 zeigt die Ergebnisse dieser Auswertung. Es fällt zunächst auf, dass lediglich in den südlichen Bundesländern eine nennenswerte Nutzung von Waldflächen für die Windenergie bereits erfolgt (Bestandsanlagen) oder durch Ausweisung von Windflächen in Wäldern zukünftig zu erwarten ist (Windflächen).

Abbildung 25: Prozentualer Anteil von Windflächen beziehungsweise Bestandsanlagen innerhalb von Waldflächen



Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE

Darüber hinaus fällt auf, dass durchweg der Wald-Anteil der Flächenausweisungen höher ist, als die bisherige Nutzung durch Bestandsanlagen. Dies kann einerseits widergeben, dass eine Nutzung der Windenergie in Waldflächen erst in den vergangenen fünf bis zehn Jahren vermehrt erfolgte, andererseits aber auch eine Präferenz von Standorten außerhalb der Waldgebiete abbilden.

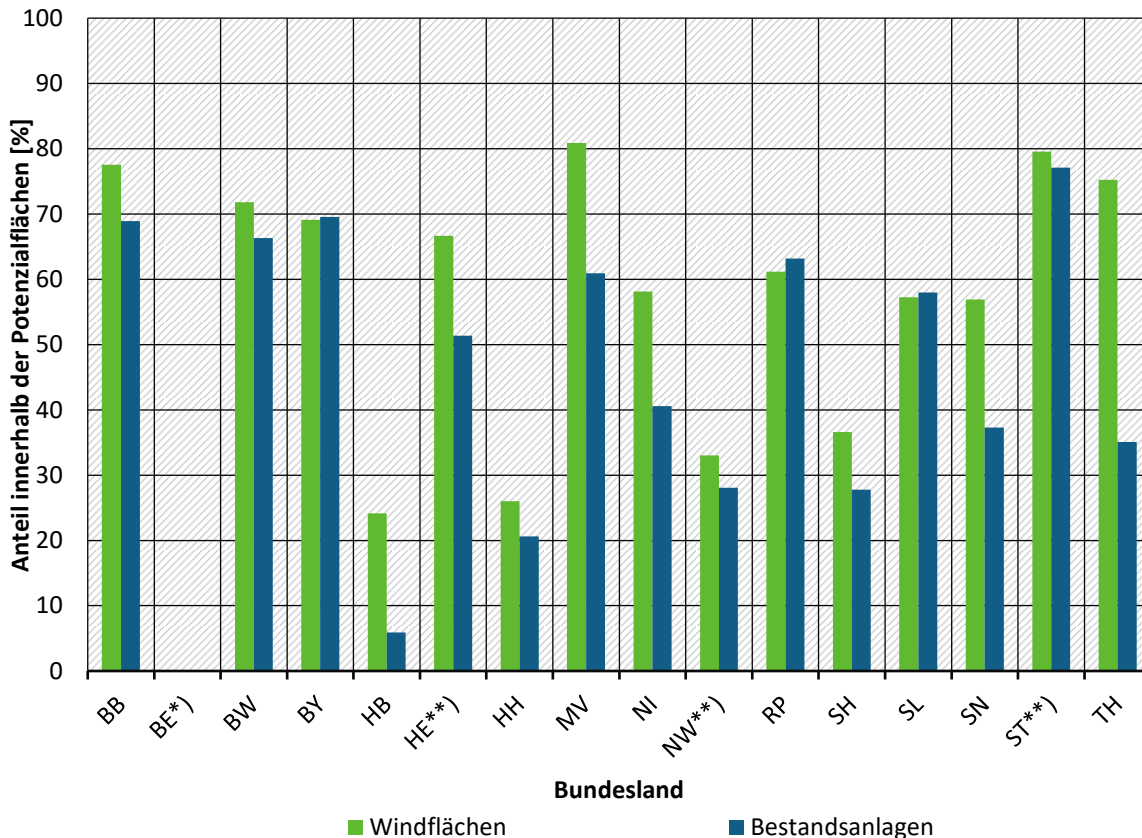
Es ist zu erwarten, dass im Mittel für Waldstandorte mit höheren Stromgestehungskosten zu rechnen und damit höhere Gebote zu veranschlagen sind, als für vergleichbar windhöfliche Standorte außerhalb der Waldgebiete. Zur Kompensation der höheren Oberflächenrauigkeit von Wäldern sind höhere Nabenhöhen erforderlich. Weiterhin ist die Errichtung von WEA in Wäldern oftmals mit weiteren Mehrkosten für Rodung, Ausgleichsmaßnahmen, Transport und Netzanschluss verbunden. Im aktuellen Ausschreibungssystem ist daher die Wettbewerbsfähigkeit von WEA in Wäldern möglicherweise beeinträchtigt und daher nicht wirtschaftlich darstellbar oder zumindest mit größerem Risiko behaftet. Für belastbare Aussagen sind weiterführende Analysen erforderlich.

6.2.3 Verschneidung mit den Flächen der Potenzialanalyse des UBA

Als weitere Analyse zu möglichen Gründen, warum eine Bebauung der ausgewiesenen Flächen gegebenenfalls nicht möglich ist, wurden die ermittelten Flächen für die Windenergienutzung mit den Potenzialflächen aus der Studie „Potenzial der Windenergie an Land“ (UBA 2013) verschnitten und auf diese Weise bestimmt, welcher Anteil der Windflächen innerhalb der Potenzialflächen liegt. Für alle Flächen(-anteile), die nicht innerhalb der Potenzialflächen liegen, bedeutet dies im Umkehrschluss, dass

diese durch mindestens eines der in der Potenzialstudie berücksichtigten Ausschlusskriterien betroffen ist. Ergänzend wurde auch der Datensatz der Bestandsanlagen mit den Potenzialflächen verschnitten, sodass ein Vergleich von Bestand und zukünftigen Flächen möglich ist.

Abbildung 26: Prozentualer Anteil von Windflächen beziehungsweise Bestandsanlagen innerhalb der Potenzialflächen aus (UBA 2013)



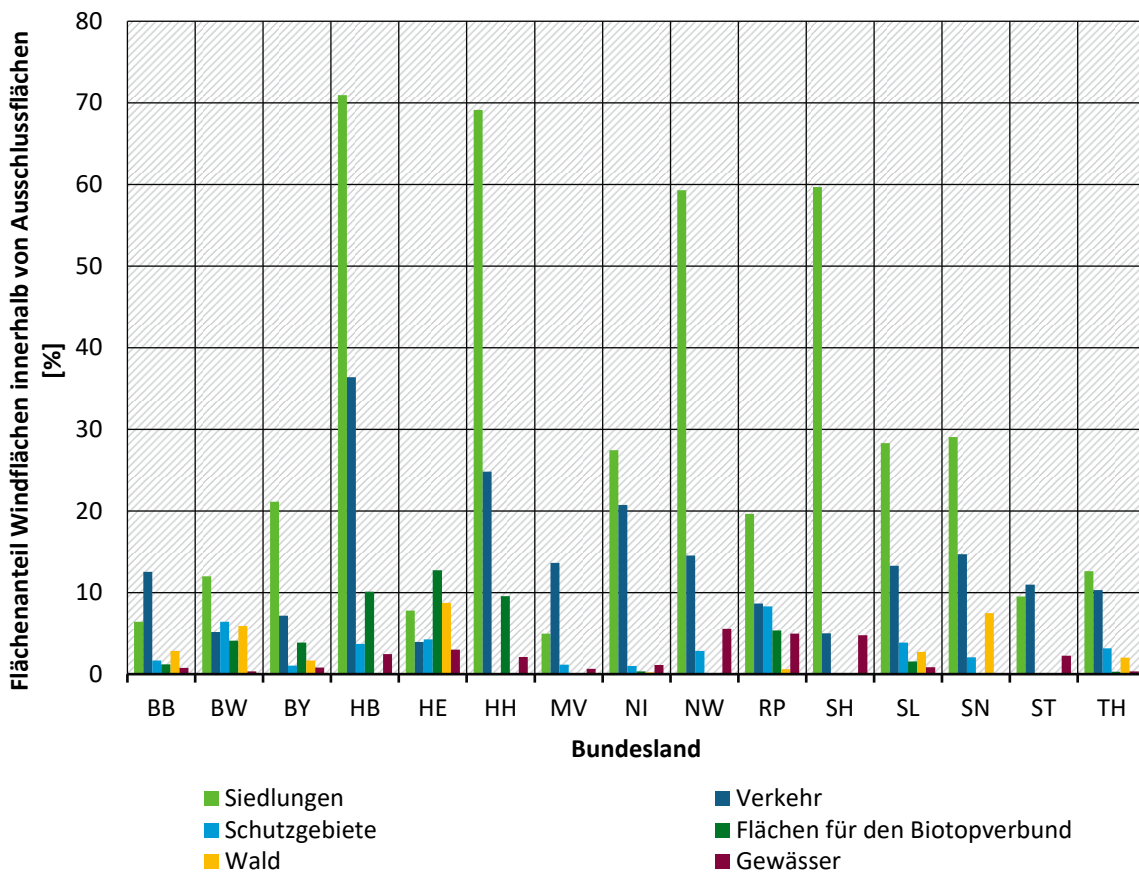
*) keine Windflächen ausgewiesen, alle Bestands-WEA außerhalb der Potenzialflächen; **) Potenzialflächen werden überschätzt, da aufgrund fehlender Daten für die Waldnutzung das Potenzial über eine Hochrechnung ermittelt wurde.

Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE

Abbildung 34 zeigt für die untersuchten Flächen der Windenergienutzung, dass zwischen 24 und 81 % der Flächenausweisungen innerhalb der Potenzialflächen liegen. Im Umkehrschluss bedeutet dies entsprechend, dass je nach Bundesland 19 bis 76 % der Windflächen von den in der Potenzialstudie berücksichtigten Ausschlusskriterien betroffenen sind. In der Potenzialstudie wurden neben einer Pufferung um Wohnbauflächen und Flächen gemischter Nutzung (vgl. 6.2.4) mit einem 600m-Radius zahlreiche weitere Flächen als ungeeignet für die Windenergienutzung ausgeschlossen. Hierzu Schutzgebiete, Gewässer, Infrastruktur, Flächen für den Biotopverbund sowie bestimmte Waldflächen. Das unter Berücksichtigung der genannten Ausschlussflächen ermittelte Flächenpotenzial beläuft sich auf 13,8 % des Bundesgebiets beziehungsweise auf 49.361 km².

In einer weiteren Analyse wurde untersucht, wie hoch die Überlappung der Windflächen mit den einzelnen Ausschlussflächen der Potenzialstudie ist. Die Ergebnisse dieser Auswertung sind in Abbildung 27 dargestellt.

Abbildung 27: Prozentualer Anteil von Windflächen innerhalb der Ausschlussflächen aus (UBA 2013)



Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE

Es zeigt sich, dass die Ausschlusskategorien Siedlungen und Verkehr die größten Schnittmengen mit den untersuchten Windflächen aufweisen. Gerade der Aspekt Siedlungsflächen deckt sich für die Bundesländer Hamburg, Nordrhein-Westfalen und Schleswig-Holstein mit den Ergebnissen der nachfolgenden Analyse zu den Auswirkungen pauschaler Abstände zu Siedlungsflächen (Kapitel 6.2.4). In diesen Bundesländern bewirkt eine Pufferung der Wohnbauflächen und Flächen gemischter Nutzung mit 600 m eine Reduktion der Windflächen um etwa 60 %. Es ist aber zu berücksichtigen, dass im Rahmen der Potenzialstudie auch weitere Flächentypen (Industrie- und Gewerbeflächen mit 250 m; Wochenend- und Ferienhausbebauung mit 900 m) gepuffert wurden. Dies erklärt die großen Unterschiede für Bremen. Während die 600m-Pufferung der Wohnbauflächen und Flächen gemischter Nutzung in Kapitel 6.2.4 nur zu einer moderaten Reduktion der Windflächen um 22 % führt, zeigt die Verschneidung der Windflächen in Bremen, dass über 70 % innerhalb der Ausschlussfläche „Siedlungen“ liegen. Hier wirkt sich die zusätzliche Berücksichtigung der Industrie- und Gewerbeflächen mit einem 250m-Puffer aus, da in Bremen viele Windflächen in unmittelbarer Nähe zu beziehungsweise innerhalb von Flächen dieser Kategorie liegen.

Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass in der Potenzialstudie Siedlungsflächen um unbewohnte Einzelgebäude im Außenbereich („Feldscheunen“) bereinigt wurden, was weitere Abweichungen zwischen diesen beiden Betrachtungen erklären kann.

Die Überschneidung zwischen den Ausschlussflächen des Verkehrs und den ausgewiesenen Windflächen beträgt zwischen 4 (Hessen) und 36 % (Bremen). Die vergleichsweise hohen Werte mit durchschnittlich ca. 13 % zeigen, dass in der Praxis andere Mindestabstände zu Flächen der Verkehrsinfrastruktur eingehalten werden, als dies im Rahmen der Potenzialstudie abgebildet wird. Während in der

Potenzialstudie beispielsweise alle Schienenwege gleichbehandelt werden, kann in der Praxis durchaus eine Unterscheidung von zentralen Bahnstrecken und einfachen Zuwegungen zu Industriebetrieben erfolgen. Letztere erfordern geringere Pufferabstände.

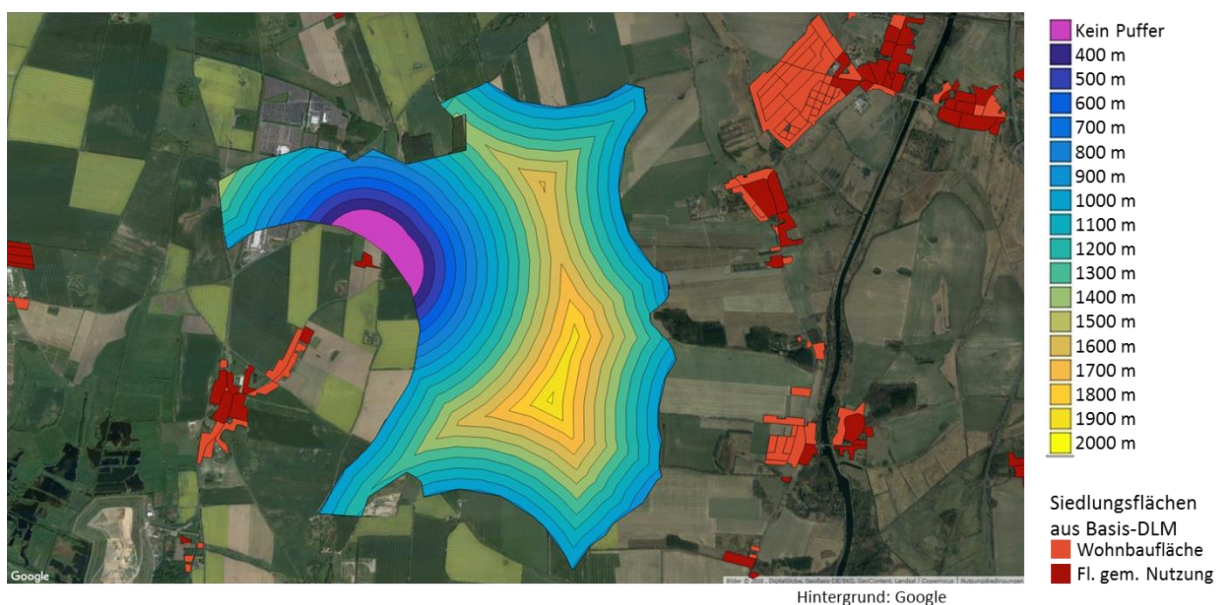
Die weiteren Überschneidungen mit Ausschlussflächen der Potenzialstudie liegen im Mittel meist unter 5 %. Für eine Bewertung dieser Überschneidungen sind gesonderte Analysen erforderlich, die nicht Gegenstand der vorliegenden Studie sind.

6.2.4 Auswirkungen pauschaler Abstände zu Siedlungsflächen

Mithilfe einer deutschlandweiten GIS-Analyse wird untersucht, wie sich pauschale Abstandsvorgaben zu den Siedlungsflächen auf die Verfügbarkeit von Flächen für die Windenergienutzung auswirken würden. Hierzu wurden die Flächen für Wohnbebauung und Flächen gemischter Nutzung aus dem Datensatz des Basis-DLM mit unterschiedlichen Puffern bis maximal 2.000 m versehen und mit den Flächen der Regionalplanung (sowie FNP in den Stadtstaaten und Saarland) verschnitten. Anschließend wurde auf Ebene der Bundesländer ausgewertet, wie stark sich die für die Windenergienutzung verfügbare Fläche in Abhängigkeit der jeweils gewählten Abstände reduzieren würde. Abbildung 28 zeigt beispielhaft die verbleibenden Flächen in Abhängigkeit des Pufferradius für eine Fläche. Die Abbildung zeigt auch die Grenzen einer solchen Analyse, da eine Fläche gemischter Nutzung, die nur etwa 100 m von der Windfläche entfernt liegt und daher vermutlich nicht bewohnt ist, ebenfalls gepuffert wurde und dadurch zu einem überproportionalen Effekt der Pufferung führt. Daher sind für belastbare Aussagen detailliertere Analysen erforderlich, beispielsweise durch Einbeziehung von Ergebnissen des Zensus2011 oder genauer Liegenschaftsinformationen z. B. anhand des Liegenschaftskataster Modell DLKM.

Insbesondere fällt auf, dass die Daten der Wohnbebauung des Basis-DLM für Sachsen-Anhalt stark von den tatsächlichen Gegebenheiten abweichen. Bei einem Abgleich mit Orthofotos zeigt sich, dass ein großer Teil der Wohnbauflächen nicht als solche erfasst werden, beziehungsweise nur sehr selten Siedlungsflächen als reine Wohnbauflächen klassifiziert sind. Daher ist speziell für dieses Bundesland zu erwarten, dass die Auswirkungen pauschaler Pufferabstände um Flächen der Wohnbebauung eher unterschätzt werden.

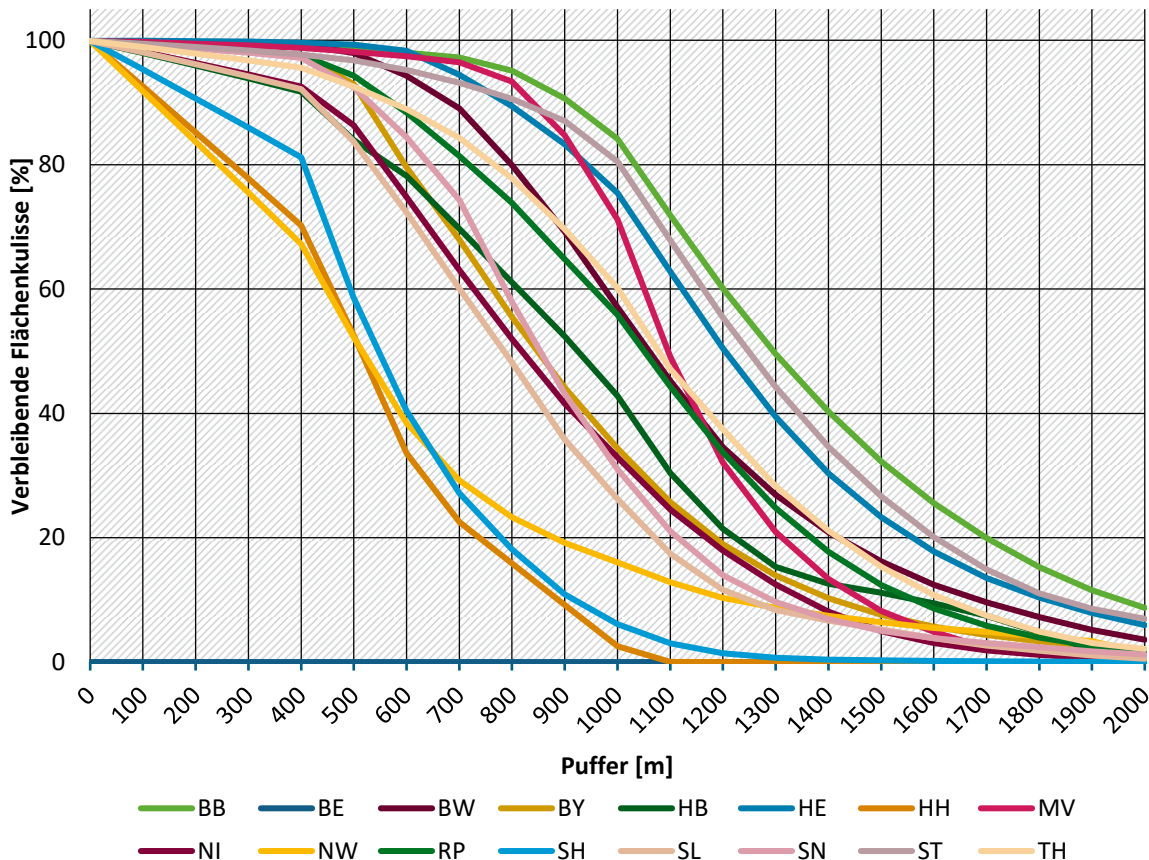
Abbildung 28: Beispielfläche zur Auswirkung von Pufferabständen von 400-2.000 m



Quelle: Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE auf Basis von: Siedlungsflächen: © GeoBasis-DE / BKG 2014; Windfläche: Regionale Planungsgemeinschaft Havelland-Fläming; Hintergrund: © Google 2018, DigitalGlobe, Geobasis-DE / BKG, GeoContent, Landsat / Copernicus

Abbildung 29 zeigt je Bundesland, wie sich eine Pufferung der Siedlungsflächen für die Objekttypen Wohnbaufläche und Fläche gemischter Nutzung auf das verbleibende Flächenpotenzial der untersuchten Windflächen auswirken würde. Hierbei fällt insbesondere der sehr frühe Abfall des Flächenpotenzials in den Bundesländern Hamburg, Nordrhein-Westfalen und Schleswig-Holstein auf. Hier reduziert sich das Flächenpotenzial bei einer Pufferung mit 1.000 m bereits auf teilweise deutlich unter 20 % der Ausgangsfläche.

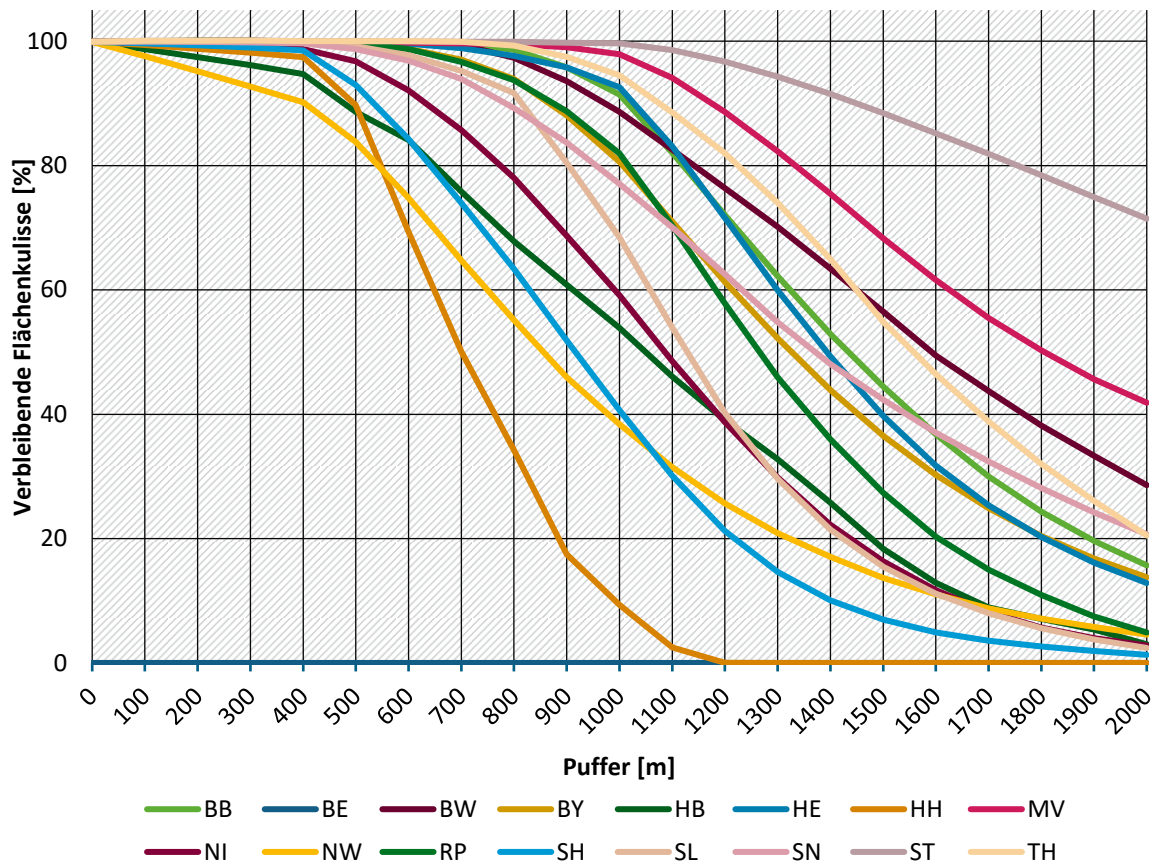
Abbildung 29: Verbleibende Flächenanteile je Bundesland nach Pufferung der Wohnbauflächen und der Flächen gemischter Nutzung in Abhängigkeit vom Pufferradius



Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE

Im Vergleich dazu bleiben die Bundesländer Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt und Thüringen auch über eine Pufferung von fast 1.000 m weitgehend unbeeinflusst. Während eine gemeinsame Pufferung der Flächenkategorien Wohnbebauung und Fläche gemischter Nutzung eher zu einer Überschätzung des Pufferungseffekts (d. h. der flächenreduzierenden Wirkung von Mindestabständen) führt und damit die obere Grenze der möglichen Auswirkungen darstellt, kann durch eine ausschließliche Pufferung der Flächenkategorie Wohnbebauung die untere Grenze der Auswirkungen pauschale Mindestabstände zwischen WEA und Siedlungsflächen abgeschätzt werden. Um die Aussagen belastbarer zu machen, würden oben genannte Ansätze zur Einbeziehung weiterer Datensätze helfen, da hierdurch die tatsächliche Nutzung der Siedlungsflächen genauer berücksichtigt werden kann. Abbildung 30 zeigt den verbleibenden Anteil der Flächen für die Windenergienutzung, wenn lediglich eine Pufferung der Wohnbebauung erfolgt. Hier fällt besonders für Sachsen-Anhalt auf, dass die Pufferungen um die Wohnbauflächen kaum zu einer Reduktion der Flächenverfügbarkeit führt. Dies ist mit hoher Wahrscheinlichkeit auf die schlechte Qualität der Basis-DLM-Daten für dieses Bundesland zurückzuführen (s.o.).

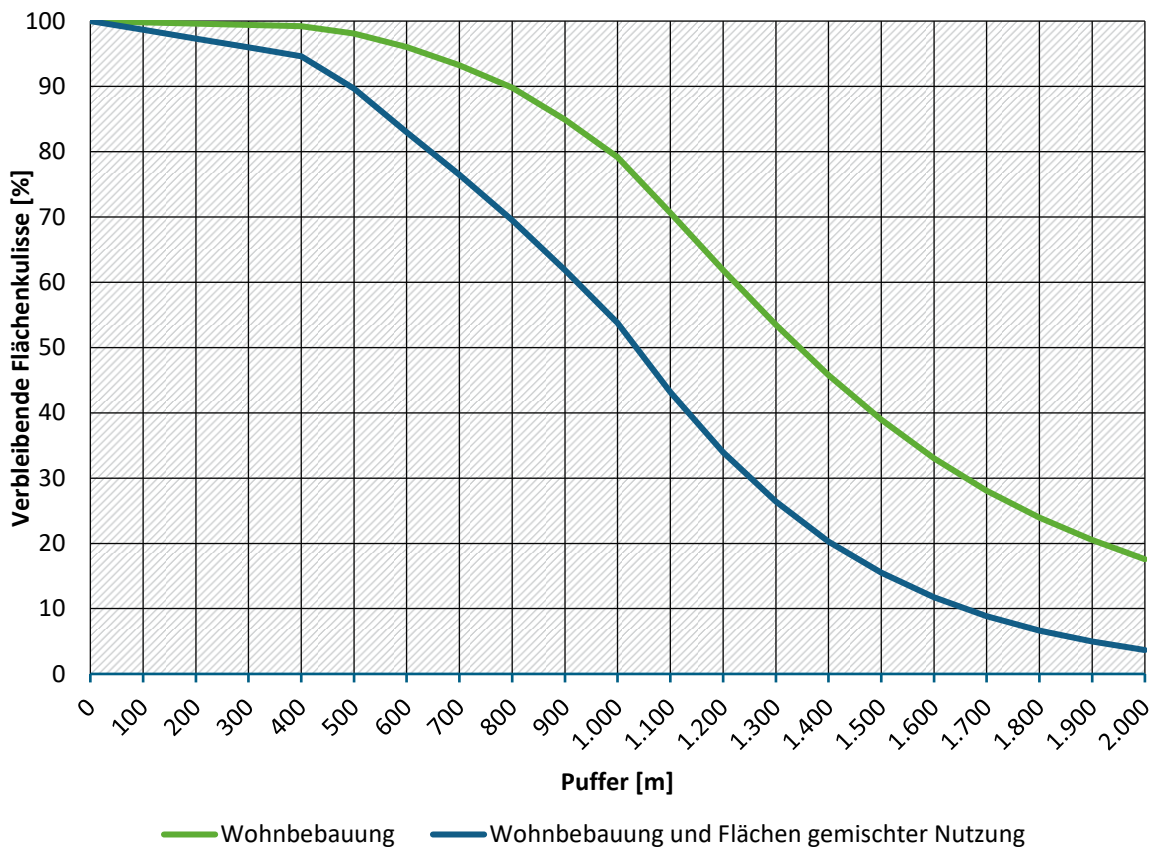
Abbildung 30: Verbleibende Flächenanteile je Bundesland nach Pufferung der Wohnbauflächen in Abhängigkeit vom Pufferradius



Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE

Die deutschlandweiten Auswirkungen steigender Abstände zu Wohnsiedlungen und Flächen gemischter Nutzung sind in Abbildung 31 dargestellt. Es zeigt sich, dass der Anteil verfügbarer Flächen auf Bundesebene bei einer Pufferung von 1000 m nur um die Wohnbauflächen bereits auf unter 80 % abfällt, während sich dieser Wert bei Einbeziehung der Flächen gemischter Nutzung weiter auf 54 % reduziert. Bei einer pauschalen Pufferung um 1500 m belaufen sich die verfügbaren Flächenanteile auf 39 % (Wohnbebauung) beziehungsweise 15 % (Wohnbebauung und Flächen gemischter Nutzung). Trotz der damit verbundenen methodischen Unsicherheiten zeigen die Analysen deutlich, dass sich die verfügbare Fläche für die Windenergienutzung bei Anwendung pauschaler Abstände um Siedlungsflächen sehr schnell in relevantem Umfang reduziert. Einhergehend mit der Reduktion der verfügbaren Flächen reduziert sich auch der Anteil repoweringfähiger Bestandsanlagen (vgl. Kapitel 4.3.1).

Abbildung 31: Verbleibende Flächenanteile bundesweit nach Pufferung der Wohnbauflächen in Abhängigkeit vom Pufferradius



Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE

7 Einordnung der ermittelten Flächenkulisse und Leistungspotenziale

Die in Kapitel 4 erfasste Flächenkulisse und die ermittelten Leistungspotenziale unterliegen einer Vielzahl an Einflussfaktoren. Zur Einordnung der ermittelten Werte ist eine Betrachtung der Einflussfaktoren notwendig. Mehrere Einflussfaktoren führen dazu, dass das ermittelte Potenzial tendenziell überschätzt wird, andere führen tendenziell zu einer Unterschätzung des Potenzials.

In diesem Kapitel werden die Einflussfaktoren zur Einordnung der ermittelten Potenziale näher untersucht und zusammengefasst. Die Einordnung soll zur Beantwortung der eingangs aufgeworfenen Fragestellung beitragen, ob von den Trägern der Regional- und Bauleitplanung ausreichend Flächen für die Bebauung mit Windenergieanlagen ausgewiesen werden, um die für die Ausschreibungsverfahren erforderlichen Leistungsmengen zu bedienen.

Im ersten Schritt werden in Abschnitt 7.1 die zeitlichen Restriktionen der Verfügbarkeit des Potenzials unter Berücksichtigung des Planungsstands und der Auswirkungen der Bestandsanlagen näher betrachtet. In Abschnitt 7.2 erfolgt eine Übersicht relevanter Einflussfaktoren sowie die Untersuchung der Auswirkungen der einzelnen Faktoren auf die Flächenkulisse und das Leistungspotenzial zur Einordnung der ermittelten Werte.

Die ermittelten Potenziale werden in Abschnitt 7.3 den Ausschreibungsmengen gegenübergestellt. Abschnitt 7.4 befasst sich in dem Zusammenhang mit den Auswirkungen einer Unterzeichnung der Ausschreibungen, den Reaktionen der Projektentwickler und den damit verbundenen Auswirkungen auf die zeitliche Nutzbarkeit des ermittelten Potenzials.

In Abschnitt 7.5 wird die erfasste Flächenkulisse den Zielen der Bundesländer gegenübergestellt. In Abschnitt 7.6 erfolgt eine Abschätzung der möglichen Entwicklung der Windenergie an Land unter Berücksichtigung der ermittelten Potenziale und eine Gegenüberstellung des voraussichtlich notwendigen Zubaus zur Erreichung des 65 % EE-Ziels bis 2030.

7.1 Zeitliche Verfügbarkeit der ermittelten Leistungspotenziale

Die Verfügbarkeit der ermittelten Leistungspotenziale ist zeitlich eingeschränkt. Im Wesentlichen führen Bestandsanlagen zu einer Einschränkung der freien Flächenkulisse und somit des zeitlich verfügbaren Leistungspotenzials. Mit dem Rückbau der Bestandsanlagen steigt die freie Fläche. Der Zeitpunkt des Rückbaus bestimmt somit das zeitlich verfügbare Potenzial.

Um einen möglichst aktuellen und flächendeckenden Datensatz zu den ausgewiesenen Flächen zu erhalten, wurden Flächen im Entwurfsstadium in die Datensammlung aufgenommen. Existieren für eine Region gleichermaßen rechtsgültige und im Entwurfsstadium befindliche Flächen, so wurden für die Analysen ausschließlich die noch nicht rechtskräftigen Entwurfsflächen berücksichtigt. Flächen im Entwurfsstadium sind aktuell in der Regel³⁰ nicht verfügbar. In der folgenden Betrachtung wird das ermittelte Leistungspotenzial auf freier Fläche nicht für die Ende 2017 freie Fläche ausgewiesen, sondern nur für die Jahre 2025 und 2030 sowie die Betrachtung des Potenzials auf vollständig freier Fläche. Bis 2025 wird die rechtskräftige Umsetzung der Entwürfe erwartet.

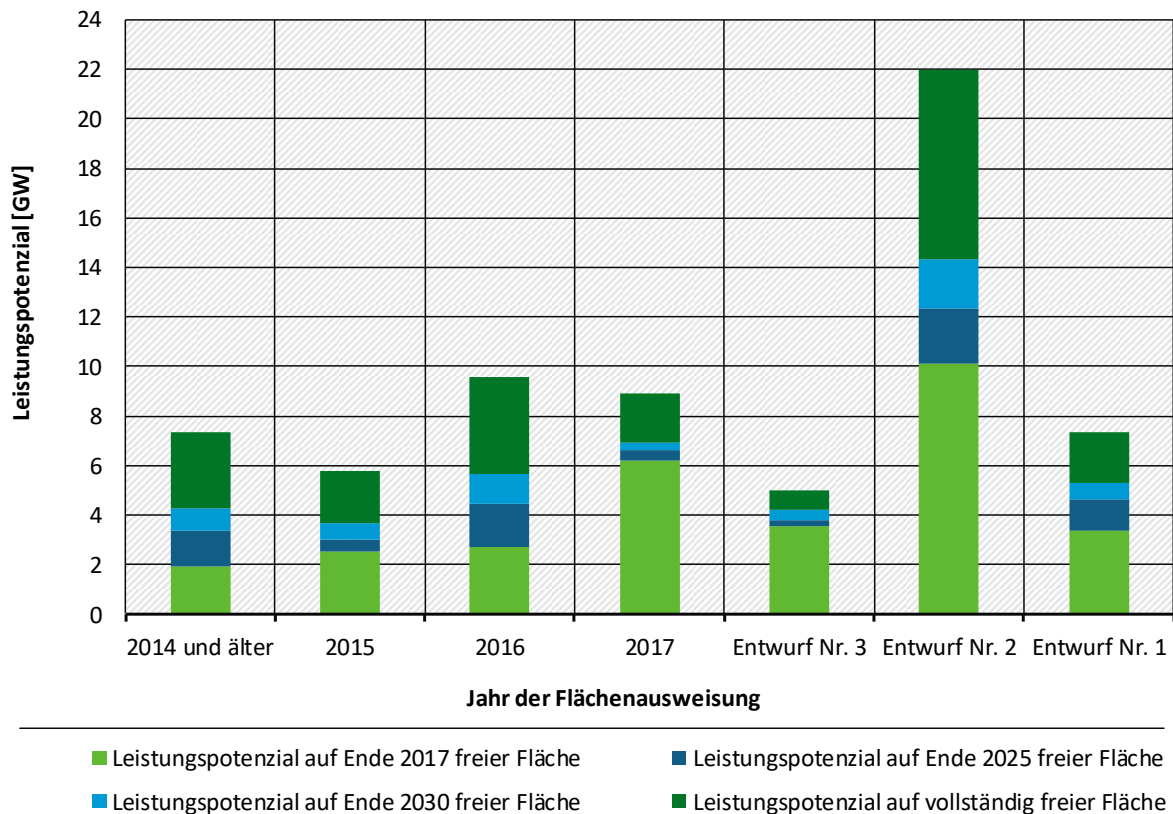
Abbildung 32 weist die ermittelten Leistungspotenziale der ausgewiesenen Flächen auf Ebene der Regionalplanung nach dem Zeitpunkt der Flächenausweisung beziehungsweise der Entwurfsversion aus. Die Leistungspotenziale der rechtskräftigen Flächen werden nach dem Jahr der Flächenausweisung unterschieden. Die Leistungspotenziale der Entwurfsflächen werden nach der Entwurfsversion unterschieden. Eine höhere Entwurfsnummer impliziert eine tendenziell frühere rechtskräftige Ausweisung

³⁰ Im Ausnahmefall können, je nach Regionalplanung, auch bereits im Entwurf befindliche Flächen projektiert werden. In Schleswig-Holstein werden im Rahmen der aktuellen Teilfortschreibung der Regionalpläne Ausnahmen erteilt. Ausgeschlossen bleiben Anträge für Flächen, die von harten oder weichen Tabukriterien betroffen sind.

und damit Verfügbarkeit der Flächen. Konkrete Aussagen sind jedoch nicht möglich, da die Verfahren unterschiedliche Längen aufweisen und unterschiedlich viele Überarbeitungen notwendig sind bis zur Rechtskräftigkeit der Pläne.

Eine Betrachtung der Ausweisungen auf Bauleitplanebene nach dem Zeitpunkt der Flächenausweisungen ist nicht möglich, da die Informationen zum jeweiligen Planstand nicht vollständig vorliegen. Die zeitliche Einschränkung der Verfügbarkeit der ausgewiesenen Flächen wird durch die Betrachtung der Potenziale auf der freien Fläche nach Szenariojahr berücksichtigt.

Abbildung 32: Leistungspotenzial der ausgewiesenen Flächen auf Ebene der Regionalplanung nach Zeitpunkt der Flächenausweisung beziehungsweise der Entwurfsversion



Quelle: Eigene Darstellung Navigant

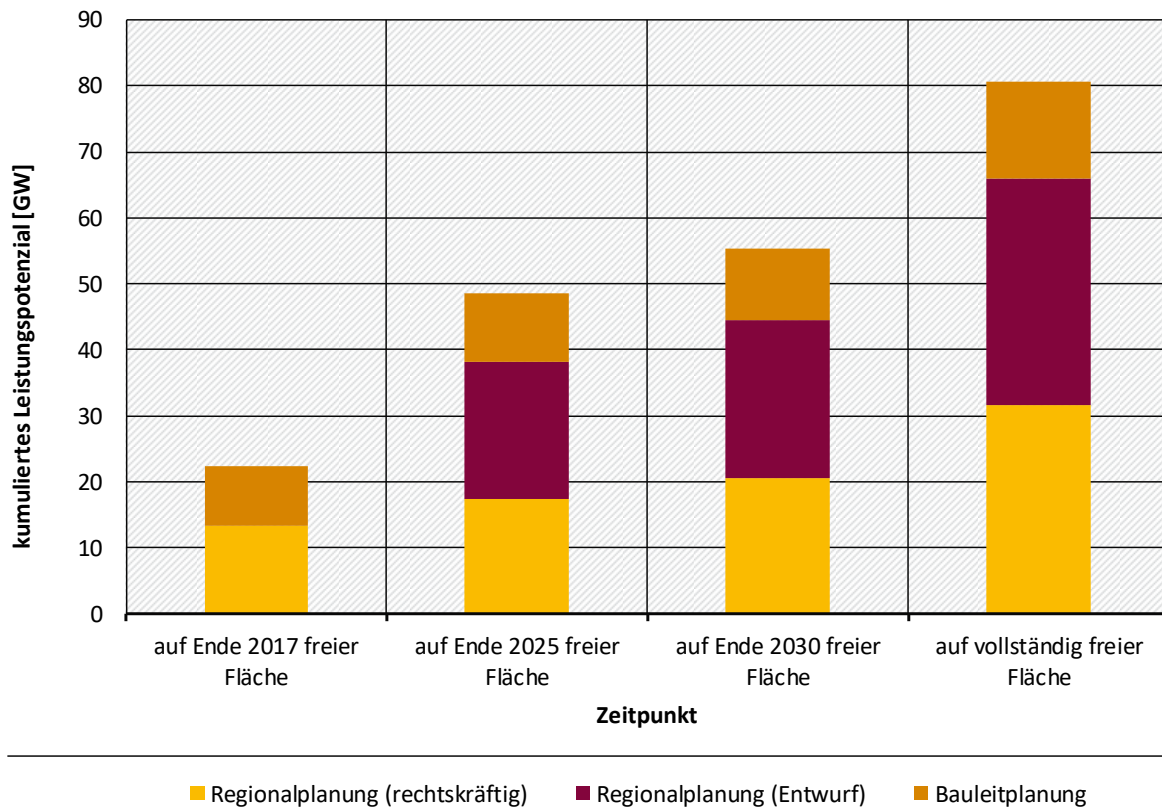
Die Abbildung zeigt, dass mehr als die Hälfte der ermittelten Leistungspotenziale auf Ebene der Regionalplanung auf Flächen im Entwurf zurückzuführen ist. Bei den Leistungspotenzialen der rechtskräftigen Flächen wird ersichtlich, dass ein Großteil der Flächen durch Bestandsanlagen belegt ist. Lediglich die Leistungspotenziale der 2017 ausgewiesenen Flächen sind zu 70 % bereits auf den Ende 2017 freien Flächen verfügbar.

Die Abbildung zeigt des Weiteren, dass mit 21,5 GW (33 %) ein wesentlicher Anteil der Potenziale auf Ebene der Regionalplanung, auch der Entwürfe, erst nach 2030 verfügbar ist, wenn eine Betriebsdauer der Bestandsanlagen von 20 Jahren angenommen wird.

Mit 17,0 GW ist knapp die Hälfte der Leistungspotenziale im Entwurf bereits auf der Ende 2017 freien Fläche verfügbar. Dies bedeutet, dass bei der rechtskräftigen Ausweisung der Flächen im Entwurf signifikante Mengen verfügbar werden.

Abbildung 35 zeigt, wieviel Leistungspotenzial auf den 2017 freien Flächen auf Ebene der Regionalplanung sowie auf Ebene der Bauleitplanung verfügbar ist und wie das kumulierte verfügbare Leistungspotenzial durch den Rückbau von Bestandsanlagen und die Umsetzung der Entwürfe über die Betrachtung der Szenariojahre 2025, 2030 sowie langfristig ansteigen kann.

Abbildung 33: Verfügbares Leistungspotenzial der ausgewiesenen Flächen auf Ebene der Regional- und Bauleitplanung über die Zeit



Quelle: Eigene Darstellung Navigant

Auf den Ende 2017 freien Flächen der rechtskräftigen Regionalpläne wären unter den gesetzten Annahmen bis zu 13,4 GW Leistung installierbar. Weitere 9,0 GW Leistung ist auf den Ende 2017 freien Flächen der Bauleitplanung installierbar, wobei keine Angaben über die Planstände vorliegen. Bis 2025 könnten weitere 4,1 GW auf rechtskräftigen Flächen der Regionalplanung, 1,3 GW auf den Flächen der Bauleitplanung und 20,8 GW auf Entwurfsflächen hinzukommen, sodass das kumulierte Potenzial 2025 48,5 GW beträgt.

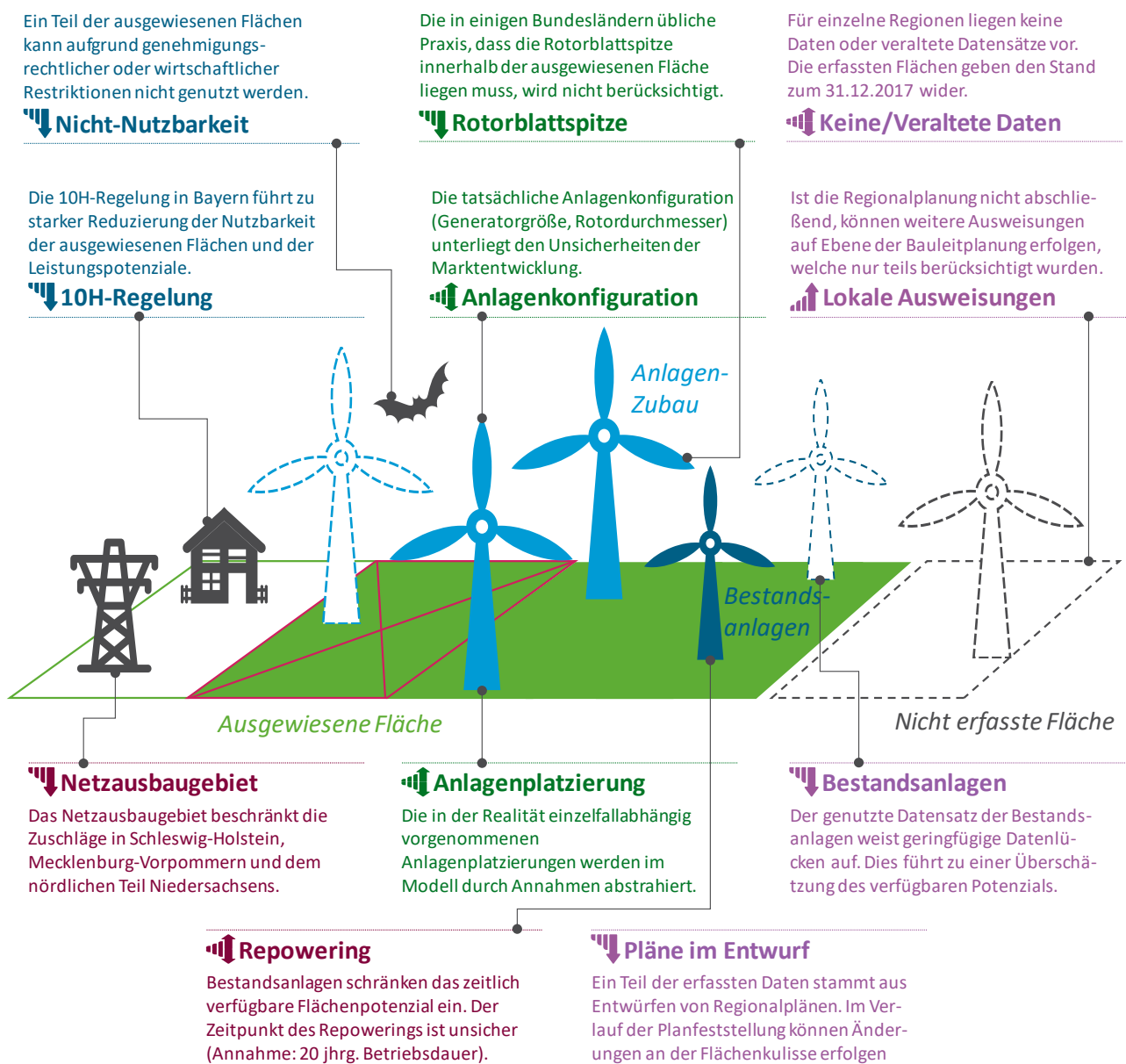
Für 2030 beträgt das ermittelte Leistungspotenzial 55,4 GW, wovon 20,6 GW auf rechtskräftige Flächen der Regionalplanung, 11,0 GW auf Flächen der Bauleitplanung und 23,9 GW auf Flächen im Entwurf entfallen. Langfristig beträgt das ermittelte Leistungspotenzial auf den vollständig freien Flächen 80,7 GW, wovon 31,6 GW auf rechtskräftige Flächen der Regionalplanung, 14,7 GW auf Flächen der Bauleitplanung und 34,4 GW auf Flächen im Entwurf entfallen. Die Leistungspotenziale bis 2030 und auf vollständig freier Fläche sind hierbei von zusätzlichen Unsicherheiten betroffen, da die Ermittlung des Leistungspotenzials auf Annahmen der erwarteten Anlagenkonfiguration bis 2025 basiert. Eine weitergehende Einordnung wird in Abschnitt 7.2 vorgenommen.

7.2 Einordnung der ermittelten Flächen- und Leistungspotenziale anhand der wesentlichen Einflussfaktoren

Die im Rahmen der Analyse ermittelte Flächenkulisse sowie das auf den noch verfügbaren Flächen installierbare Leistungspotenzial unterliegen Unsicherheiten, welche das tatsächliche Flächen- beziehungsweise Leistungspotenzial sowohl verringern als auch vergrößern können. Im Folgenden werden die wichtigsten Einflussfaktoren und deren Auswirkung betrachtet.

Abbildung 34 zeigt die Einflussfaktoren zur Einordnung der Flächen- und Leistungspotenziale auf und ordnet die Einflussfaktoren farblich vier Kategorien zu. Die Einflussfaktoren werden gemäß den vier Kategorien in den folgenden Abschnitten 7.2.1 bis 7.2.4 näher untersucht und erläutert.

Abbildung 34: Übersicht der Einflussfaktoren zur Einordnung der Flächenkulisse und der Leistungspotenziale



Einfluss: Faktor senkt Potenzial Faktor steigert Potenzial Wirkung des Faktors ungewiss

Kategorie: (1) Datenlage (2) Nutzbarkeit (3) Leistungsermittlung (4) Zeitliche Faktoren

Quelle: Eigene Darstellung Navigant

7.2.1 Auswirkung der Datenlage auf die Flächenkulisse

Die Datengrundlage zur Ermittlung der Flächenkulisse für die Windenergie an Land umfasst im Wesentlichen die ausgewiesenen und im Entwurf befindlichen Flächen sowie die Bestandsanlagen auf und in räumlicher Nähe der ausgewiesenen Flächen. Sie beinhaltet jedoch einige Unsicherheiten. Tabelle 15 fasst die Auswirkungen der Unsicherheit der Datengrundlage auf die Flächenkulisse zusammen.

Tabelle 15: Einflussfaktoren zur Einordnung der Flächenkulisse und der Leistungspotenziale – Auswirkungen der Ungenauigkeit der Datengrundlage auf die Flächenkulisse

Faktor	Effekt auf das Potenzial	Erläuterung
1 – Unvollständige oder veraltete Flächenkulisse		Für einzelne Regionen liegen keine Daten oder Daten veralteter Planstände vor. Die ausgewiesenen Flächen wurden soweit möglich mit Stand 31.12.2017 (in Einzelfällen 01.08.2018) erfasst. Neuere Entwicklungen sind nicht berücksichtigt.
2 – Nicht abschließende Planung		Erfolgt auf Ebene der Regionalplanung keine abschließende Steuerung des Windenergieausbaus, können weitere Flächenausweisungen auf Ebene der Bauleitplanung erfolgen. Informationen zur Bauleitplanung wurden nicht vollständig erfasst, sodass die Flächenkulisse tendenziell unterschätzt wird. Dies betrifft insbesondere das Land Niedersachsen, für welches keine Daten auf Ebene der Bauleitplanung vorliegen.
3 – Status der ausgewerteten Regionalpläne		Über die Hälfte der erfassten Flächenkulisse der Regionalplanung stammt aus Entwürfen aktueller Planaufstellungsverfahren und besitzt somit noch keine Rechtskraft . Im Verlauf des Verfahrens können Änderungen an der Flächenkulisse erfolgen. Dabei können zusätzliche Flächen ausgewiesen werden und bestehende Flächen entfallen. In der Regel sind eher Einschränkungen der Flächenkulisse zu erwarten.
4 – Unvollständiger Datensatz Bestandsanlagen		Der genutzte Datensatz der Bestandsanlagen weist geringfügige Datenlücken auf. Nicht berücksichtigte Bestandsanlagen führen zu einer Überschätzung des verfügbaren Potenzials.

Erläuterung:  Faktor senkt Potenzial  Faktor steigert Potenzial  Wirkung des Faktors ungewiss

1 – Unvollständige oder veraltete Flächenkulisse

Ein unvollständiger Datensatz der Windflächen führt zu einer Unterschätzung der aktuellen Flächenkulisse. Veraltete Pläne können sowohl zu einer Unter- als auch zu einer Überschätzung des Potenzials führen, da einerseits Flächenausweisungen nicht erfasst werden, andererseits Fortschreibungen der Pläne sowie aktualisierte Entwurfsstände geringere Flächenausweisungen beinhalten können.

Die Datengrundlage für die Ermittlung der Flächen- und Leistungspotenziale weist eine hohe Abdeckung und Aktualität der Pläne auf Ebene der Regionalplanung auf. Die ausgewiesenen Flächen wurden, soweit möglich, mit Stand 31.12.2017 beziehungsweise in Einzelfällen mit dem Stand 01.08.2018 erfasst. Neuere Entwicklungen konnten für die Auswertung nicht berücksichtigt werden. Abbildung 8

liefert einen Überblick, für welche Planungsregionen keine oder ausschließlich veraltete Daten erhoben werden konnten. Das Vorgehen zur Datenerhebung ausgewiesener Flächen auf Ebene der Regionalplanung und etwaige Abweichungen davon werden in Abschnitt 2.1 detailliert beschrieben.

2 – Nicht abschließende Planung / Ausweisungen auf Ebene der Bauleitplanung

Erfolgt auf Ebene der Regionalplanung keine abschließende Steuerung des Windenergieausbaus, können weitere Flächenausweisungen auf Ebene der Bauleitplanung erfolgen. Tabelle 3 in Abschnitt 2.1 bietet einen Überblick, in welchen Bundesländern, und Abbildung 9 einen Überblick, in welchen Planungsregionen abschließend geplant wird und in welchen Regionen weitere Ausweisungen durch die Kommunen erfolgen. Ausweisungen auf Ebene der Bauleitplanung erfolgen in Baden-Württemberg, Bayern, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Rheinland-Pfalz.

Die Datengrundlage der Flächenausweisungen auf Ebene der Regionalplanung wird ergänzt durch Datensätze zu ausgewiesenen Flächen auf Ebene der Bauleitplanung. Nahezu vollständig liegen die Daten für die Bundesländer Baden-Württemberg und Rheinland-Pfalz vor. Vereinzelt Datensätze liegen für Nordrhein-Westfalen vor. Für die drei Stadtstaaten und das Saarland, in denen keine Regionalpläne vorliegen, wurden ebenfalls die auf Bauleitplanungsebene ausgewiesenen Windflächen herangezogen. Es fehlen Daten zu Ausweisungen auf Ebene der Bauleitplanung für Niedersachsen. Weiterhin fehlen Daten zur Bauleitplanung für Bayern, was jedoch aufgrund der Auswirkungen der 10H-Regelung als unerheblich eingestuft wird.

Ausführliche Analysen zur Bedeutung von Flächenausweisungen auf Ebene der Bauleitplanung sind in Kapitel 5 dokumentiert.

3 – Status der ausgewerteten Regionalpläne

Um einen möglichst aktuellen Datensatz zu erhalten, der einen Ausblick auf das mittelfristige Flächen- und Leistungspotenzial ermöglicht, wurden Regionalpläne berücksichtigt, die sich zum Zeitpunkt der Datenerhebung noch im Entwurfsstadium befanden. Erfasste Flächen aus Entwürfen aktueller Planaufstellungsverfahren besitzen noch keine Rechtskraft. Im Verlauf des Verfahrens können Änderungen an der Flächenkulisse erfolgen, beispielsweise können bestehende Flächen entfallen, aber auch weitere Flächen ausgewiesen werden. In der Regel ist eher zu erwarten, dass die Flächenkulisse weiter eingeschränkt wird. Eine Steigerung der Flächenkulisse ist nur in Einzelfällen zu erwarten.

Abbildung 8 zeigt, in welchen Planungsregionen Pläne im Entwurfsstadium herangezogen wurden. Etwa die Hälfte der erfassten Flächenkulisse stammt aus Entwürfen aktueller Planaufstellungsverfahren.

4 – Unvollständiger Datensatz Bestandsanlagen

Bestandsanlagen auf oder in räumlicher Nähe ausgewiesener Gebiete schränken die aktuell freie Flächenkulisse ein. Nicht erfasste Bestandsanlagen führen somit zu einer Überschätzung der aktuell freien Windflächen.

Der genutzte Datensatz der Bestandsanlagen weist geringfügige Datenlücken auf. Zur Ermittlung der Anzahl und installierten Leistung an Bestandsanlagen wurde als Grundlage ein Datensatz des UFZ verwendet und mit Daten des Anlagenregisters ergänzt und überarbeitet. Gemäß dem in Abschnitt 2.2 beschriebenen Vorgehen zur Datenerhebung und Validierung des Anlagenbestands, deckt der erstellte Datensatz ca. 97 % der Anlagenzahl und ca. 98 % der Anlagenleistung ab. Die hierbei nicht berücksichtigten Bestandsanlagen führen zu einer Überschätzung des verfügbaren Potenzials.

7.2.2 Einschränkungen der Nutzbarkeit der Flächenkulisse

Nicht alle Windflächen können genutzt werden. Der Nutzung stehen im Einzelfall genehmigungsrechtliche, wirtschaftliche und privatrechtliche Restriktionen gegenüber. Darüber hinaus können Vorgaben auf Bundeslandebene, wie im Falle von Bayern die 10H-Regelung, drastische Einschränkungen der auf

Ebene der Regional- oder Bauleitplanung ausgewiesenen Windflächen bedeuten. Tabelle 16 fasst die Einschränkungen der Nutzbarkeit der Flächenkulisse zusammen.

Tabelle 16: Einflussfaktoren zur Einordnung der Flächenkulisse und der Leistungspotenziale –Einschränkungen der Nutzbarkeit der Flächenkulisse

Faktor	Effekt auf das Potenzial	Erläuterung
Nicht-Nutzbarkeit ausgewiesener Flächen		Ein Teil der ausgewiesenen Flächen kann aufgrund von genehmigungsrechtlichen Restriktionen (z. B. aufgrund von Belangen des Artenschutzes oder der Flugsicherheit) nicht genutzt werden. Weiterhin sind Projekte auf einzelnen Flächen nicht wirtschaftlich umsetzbar, meist aufgrund unwirtschaftlicher Windbedingungen , Beschränkungen der Anlagengröße oder genehmigungsrechtlicher Auflagen (z. B. zeitlich definierte Abschaltungen aufgrund von Schallemissionen, Schattenwurf oder Fledermausaktivität). Teilweise sind ausgewiesene Flächen nicht nutzbar, da Eigentümer der Standortflächen oder angrenzender Grundstücke die erforderlichen Nutzungs-, Wege-, oder Leitungsrechte nicht erteilen .
10H-Regelung Bayern		Die 10H-Regelung in Bayern führt zu starken Einschnitten der ausgewiesenen Flächen in Bayern. Zur Anwendung der 10H-Regelung ist im Einzelfall die Betroffenheit von Gebäuden zu prüfen. Darüber hinaus können Gemeinden nachsteuern und im Einvernehmen mit betroffenen Nachbargemeinden bei der Gebietsausweisung für Windenergie auch geringere Abstände festsetzen.

Erläuterung:  Faktor senkt Potenzial  Faktor steigert Potenzial  Wirkung des Faktors ungewiss

Nicht-Nutzbarkeit ausgewiesener Flächen

Ein Teil der Windflächen kann aufgrund von genehmigungsrechtlichen, wirtschaftlichen oder privatrechtlichen Restriktionen nicht genutzt werden. Diese Faktoren können die nutzbare Flächenkulisse teilweise signifikant senken.

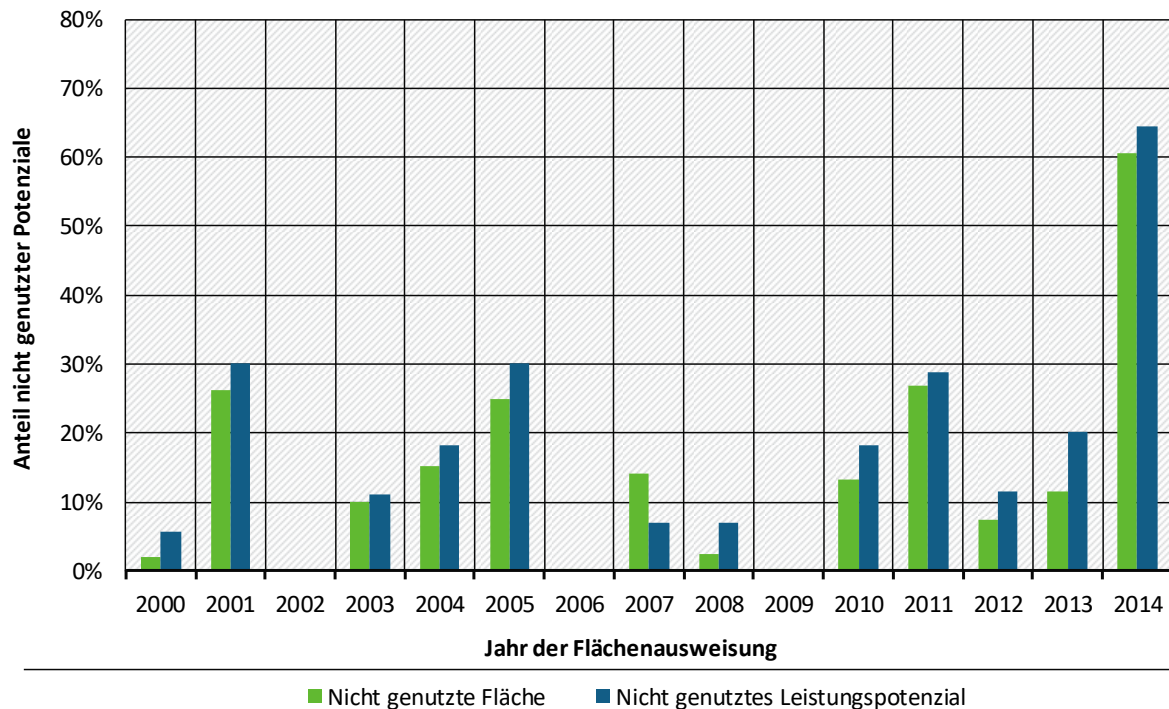
Gründe für genehmigungsrechtliche Einschränkungen können z. B. Belange des Artenschutzes oder der Flugsicherheit sein (vgl. Abschnitt 6.1.1). Weiterhin sind Projekte auf einzelnen Flächen nicht wirtschaftlich umsetzbar, meist aufgrund unwirtschaftlicher Windbedingungen, Beschränkungen der Anlagengröße oder genehmigungsrechtlicher Auflagen (z. B. zeitlich definierte Abschaltungen aufgrund von Schallemissionen, Schattenwurf oder Fledermausaktivität). Privatrechtliche Einschränkungen ergeben sich, wenn Eigentümer der Standortflächen oder angrenzender Grundstücke die erforderlichen Nutzungs-, Wege-, oder Leitungsrechte nicht erteilen.

Zur Abschätzung der Nutzbarkeit der ausgewiesenen Flächen wird die Nutzung der Flächenausweisungen der rechtskräftigen Regionalpläne, welche zwischen 2000 und Ende 2014 in Kraft getreten sind, näher untersucht. Annahme ist, dass auf Windflächen, welche seit 2014 und länger rechtskräftig sind und auf welchen bis heute keine Projekte realisiert wurden, Gründe vorliegen, welche auch zukünftig eine Nutzung der Flächen für die Windenergie ausschließen. Hierfür wurden, soweit verfügbar, auch rechtskräftige Regionalpläne aus Regionen herangezogen, für die aktuelle Flächenausweisungen im Entwurf vorliegen. Dies betrifft die Bundesländer Baden-Württemberg, Bayern, Hamburg, Nieder-

sachsen, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen. Die für weitere Bundesländer vorliegenden Flächen- ausweisungen sind nach 2015 in Kraft getreten und somit noch nicht lange genug rechtskräftig, um Aussagen über die Nutzbarkeit der Flächen zu treffen. Dies betrifft die Bundesländer Brandenburg, Hessen, Nordrhein-Westfalen und Rheinland-Pfalz. Die Flächen der Bauleitplanung wurden aufgrund der Unvollständigkeit der zeitlichen Angaben zu den Plänen nicht analysiert.

Abbildung 35 zeigt den durchschnittlichen Anteil der nicht genutzten Ende 2017 freien Windflächen und Leistungspotenziale rechtskräftiger Pläne in Abhängigkeit des Jahres der Flächenausweisung.

Abbildung 35: Anteil nicht genutzter Flächen- und Leistungspotenziale von zwischen 2000 und 2014 in Kraft getretener Pläne nach Jahr der Flächenausweisung

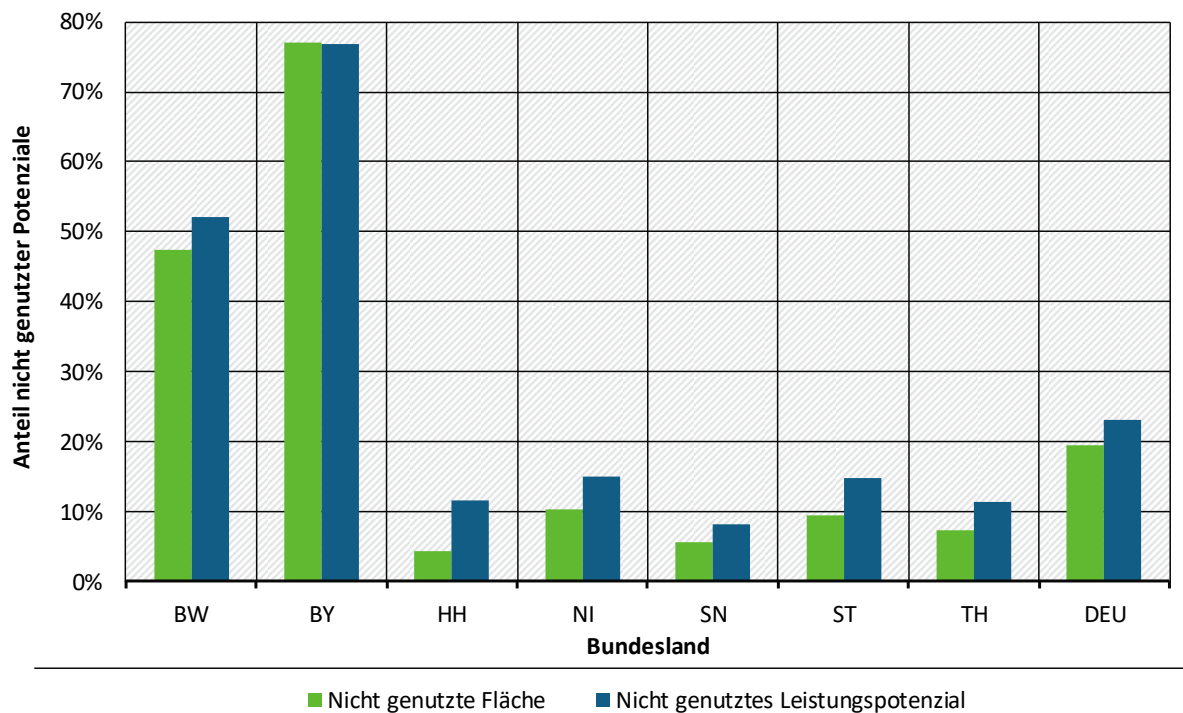


Quelle: Eigene Darstellung Navigant

Der Anteil des nicht genutzten Leistungspotenzials liegt zwischen 0 % in den Jahren 2006 und 2009 und 64 % im Jahr 2014. Der gewichtete Mittelwert beträgt 23 %. Der Anteil nicht genutzter Flächen liegt im Jahr 2014 mit 64 % deutlich über dem Anteil nicht genutzter Flächen der restlichen Jahre mit Spitzenwerten von 29 bis 30 % in den Jahren 2001, 2005 und 2011. Es ist hierbei keine Tendenz der Nutzbarkeit in Abhängigkeit des Jahres der Ausweisung der Flächen zu erkennen.

Weiteren Aufschluss über die Nutzbarkeit ausgewiesener Flächen zeigt eine nach Bundesländern differenzierte Betrachtung. Abbildung 36 zeigt den Anteil nicht genutzter Flächen- und Leistungspotenziale rechtskräftiger Pläne je Bundesland für die Jahre 2000 bis 2014. Hierbei zeigen sich deutliche Unterschiede der Nutzbarkeit der Flächen in Bayern und Baden-Württemberg gegenüber den anderen Bundesländern.

Abbildung 36: Anteil nicht genutzter Flächen- und Leistungspotenziale von zwischen 2000 und 2014 in Kraft getretener Pläne nach Bundesländern



Quelle: Eigene Darstellung Navigant

In Bayern liegt der Anteil nicht genutzter Flächen an den unter Berücksichtigung der 10H-Regelung verbleibenden Flächen bei 77 %, in Baden-Württemberg bei 52 %. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass mehr als 90 % der für Bayern und Baden-Württemberg berücksichtigten Flächen im Jahr 2014 ausgewiesen wurden. Der in Abbildung 35 dargestellte gewichtete Mittelwert über alle Bundesländer für 2014 bezieht sich ausschließlich auf die Windflächen in Bayern und Baden-Württemberg, da für andere Bundesländer keine 2014 ausgewiesenen Flächen vorliegen. Es ist möglich, dass eine allgemein hohe Nicht-Nutzbarkeit der Flächen in Bayern und Baden-Württemberg (z. B. aufgrund wirtschaftlicher Restriktionen) den gewichteten Mittelwert für 2014 prägt. Andererseits könnte eine mögliche drastische Steigerung der Nicht-Nutzbarkeit seit 2014 (z. B. aufgrund einer Zunahme an Klagen) einen signifikanten Einfluss auf die Nutzbarkeit und somit auf die Ergebnisse für Bayern und Baden-Württemberg haben.

Der gewichtete Mittelwert der weiteren betrachteten Bundesländer liegt bei 14 %. Der Anteil der nicht genutzten Leistungspotenziale je Jahr und Bundesland liegt hierbei zum Großteil zwischen 5 % und 15 % mit wenigen Ausreißern nach oben zwischen 20 % und knapp 40 %.

Bei der Bewertung der Nicht-Nutzbarkeit ist das Jahr der Ausweisung der Regionalpläne zu berücksichtigen:

- **Rechtskräftige Flächen 2014 und älter:** Die Auswertung der ausgewiesenen Flächen rechtskräftiger Regionalpläne bis 2014 zeigt, dass auf einem Großteil der Flächen bereits WEA errichtet wurden. Unter der Annahme, dass ungefähr 5 bis 15 % der Flächen nicht nutzbar sind, sind die Potenziale weitgehend erschöpft. Der Anteil der Leistungspotenziale auf der nicht genutzten Fläche der einbezogenen rechtskräftigen Regionalpläne beträgt 2,0 GW von 7,4 GW (27 %).
- **Rechtskräftige Flächen 2015 bis 2017:** Das Leistungspotenzial der rechtskräftigen Regionalpläne von 2015-2017 beträgt 24,3 GW. Unter der Annahme, dass ungefähr 5 bis 15 % der Flächen nicht nutzbar sind, betrifft dies 1,2 bis 3,6 GW. Die ausgewiesenen Flächen rechtskräftiger Regionalpläne von 2015 bis 2017 sind bisher zu mehr als 50 % belegt. Bis 2030 sinkt der Anteil

auf 33 %. Das Leistungspotenzial auf Ende 2030 freier Fläche beträgt 16,3 GW. Dies bedeutet, dass 33 % (8,0 GW) der Leistungspotenziale durch WEA, die nach 2010 errichtet wurden, langfristig belegt sind.

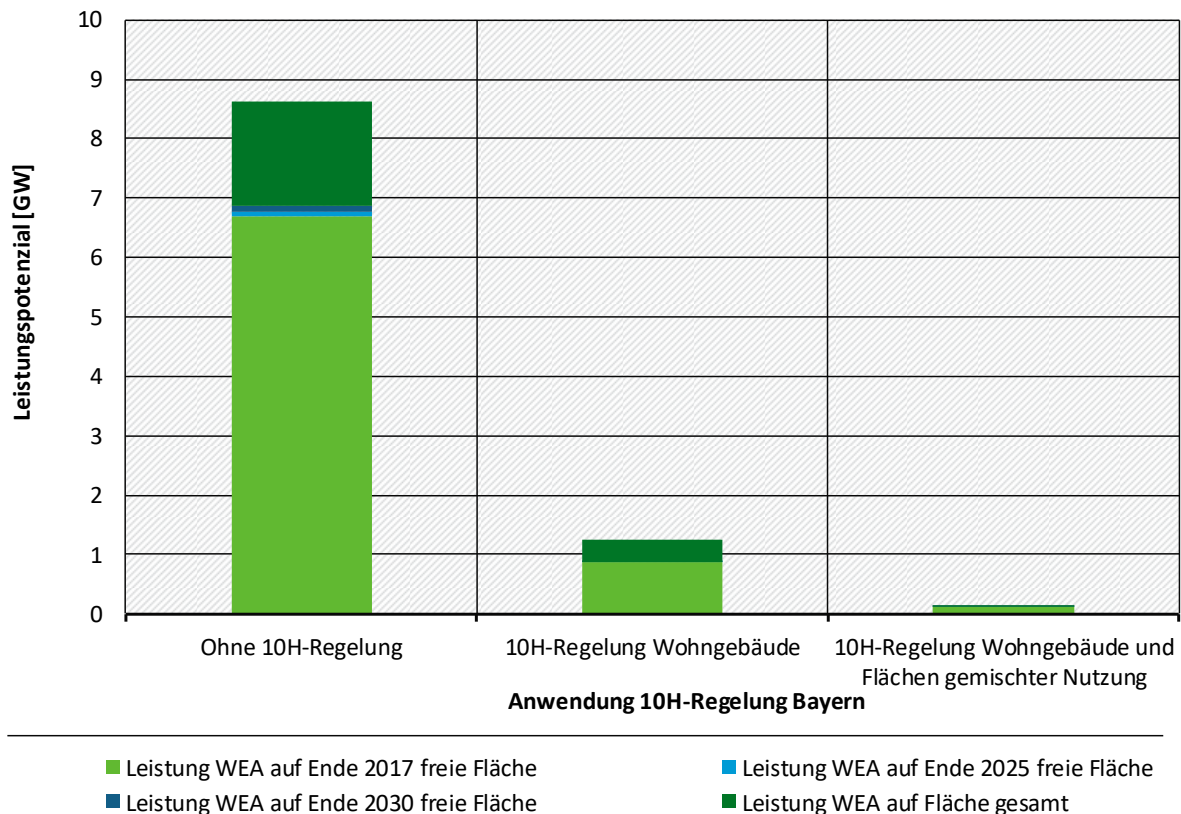
- **Entwurfsflächen:** Die Auswertung der Nutzung der rechtskräftigen Flächen in Abhängigkeit des Jahres der Ausweisung lässt keine Rückschlüsse auf eine Entwicklung der Nutzbarkeit zu. Unter der Annahme, dass weiterhin ungefähr 5 bis 15 % der Flächen nicht nutzbar sind, betrifft dies 1,7 bis 5,2 GW des Leistungspotenzials von 34,4 GW. Hierbei gilt zu beachten, dass die Flächenkulisse der Entwurfsflächen starken Unsicherheiten unterliegt und das Leistungspotenzial der finalen Flächenkulisse deutlich unterhalb der Flächenkulisse im Entwurf liegen kann.

10H-Regelung Bayern

Die 10H-Regelung in Bayern führt zu einer starken Reduzierung der Nutzbarkeit der ausgewiesenen Flächen in Bayern. Zur Anwendung der 10H-Regelung ist im Einzelfall zu prüfen, ob innerhalb der 10-fachen Gesamtbauhöhe der WEA Wohngebäude betroffen wären. Darüber hinaus können Gemeinden nachsteuern und im Einvernehmen mit betroffenen Nachbargemeinden bei der Gebietsausweisung für Windenergie auch geringere Abstände festsetzen.

Abbildung 37 fasst die Auswirkungen der 10H-Regelung auf das Leistungspotenzial der für Bayern erfassten Windflächen zusammen. Hierfür wurden zwei Geo-Datensätze gepuffert und mit den ausgewiesenen Flächen verschnitten. Der Verschnitt der Flächen mit dem gepufferten Geo-Datensatz der Wohngebäude stellt das Maximum des noch verbleibenden Leistungspotenzials dar. Der zusätzliche Verschnitt mit den gepufferten Flächen gemischter Nutzung liegt unterhalb des verbleibenden Leistungspotenzials, da hier neben Wohngebäuden u. a. auch gewerblich genutzte Flächen enthalten sind.

Abbildung 37: Auswirkungen der 10H-Regelung auf die Leistungspotenziale in Bayern

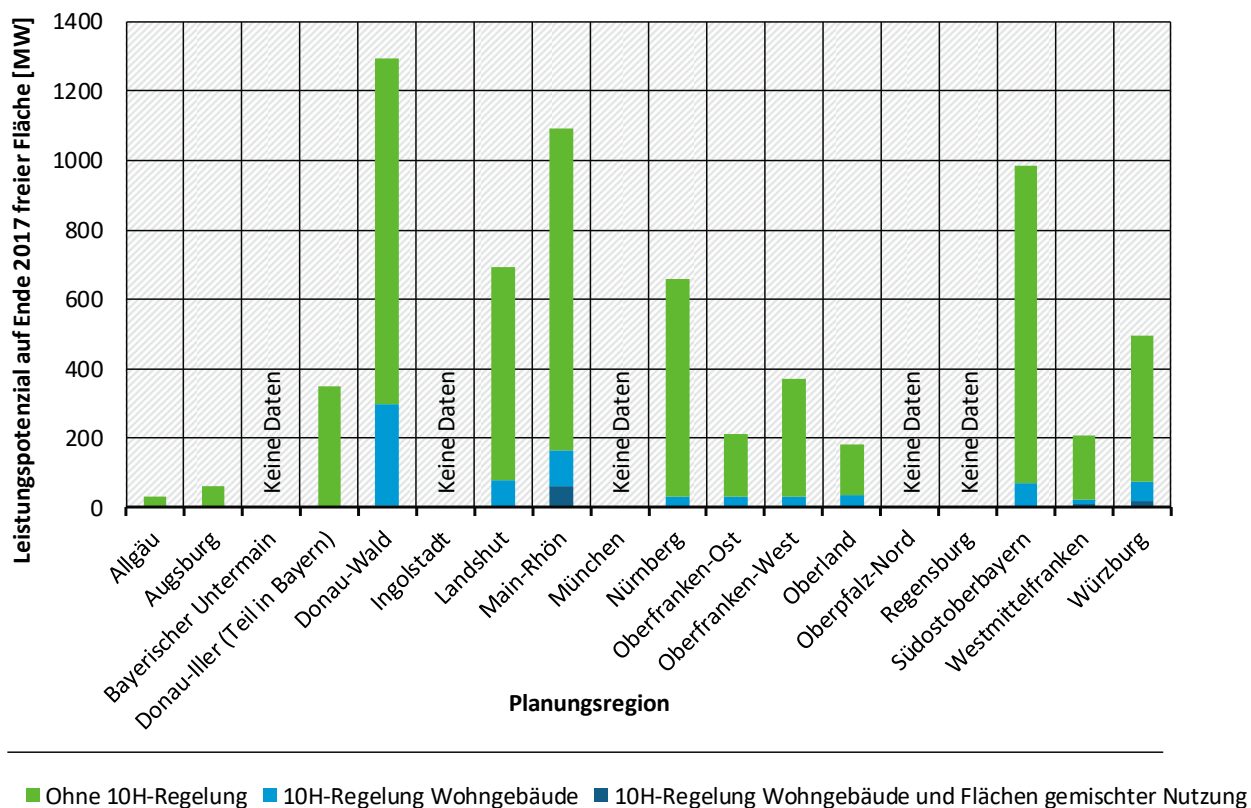


Quelle: Eigene Darstellung Navigant

Es zeigt sich, dass die Anwendung der 10H-Regelung eine drastische Auswirkung auf das Leistungspotenzial hat. Das Leistungspotenzial auf vollständig freier Fläche sinkt in Bayern von 8,6 GW auf 0,2 bis 1,2 GW. Somit sind langfristig zwischen 86 % und 98 % der ausgewiesenen Flächen nicht nutzbar. Das Leistungspotenzial auf Ende 2017 freier Fläche sinkt von 6,7 GW auf 0,1 bis 0,9 GW. Demnach sind aktuell zwischen 87 % und 98 % des aktuellen Leistungspotenzials nicht nutzbar.

Abbildung 38 veranschaulicht die Auswirkungen einer Anwendung der 10H-Regelung auf die Leistungspotenziale auf Ende 2017 freier Fläche in den einzelnen Planungsregionen Bayerns. Es zeigt sich, dass in allen Planungsregionen das Leistungspotenzial signifikant reduziert wird. Bei der Verschneidung der ausgewiesenen Gebiete mit den gepufferten Datensätzen der Wohngebiete und der Flächen gemischter Nutzung sinken die Potenziale in einer Vielzahl an Regionen sogar auf null.

Abbildung 38: Auswirkungen der 10H-Regelung auf die Leistungspotenziale in Bayern nach Planungsregionen 2017



Quelle: Eigene Darstellung Navigant

7.2.3 Annahmen und Vereinfachungen zur Ermittlung des Leistungspotenzials

Die Ermittlung der Leistungspotenziale der ausgewiesenen Flächen unterliegt den Unsicherheiten bei der Bestimmung der erwarteten zukünftigen Anlagenkonfiguration sowie der Anlagenplatzierung. Tabelle 17 fasst die Annahmen und Vereinfachungen mit Einfluss auf die Bestimmung des Leistungspotenzials zusammen.

Tabelle 17: Einflussfaktoren zur Einordnung der Flächenkulisse und der Leistungspotenziale – Annahmen und Vereinfachungen zur Ermittlung des Leistungspotenzials

Faktor	Effekt auf das Potenzial	Erläuterung
Annahmen Anlagenkonfiguration		Der Ermittlung des Leistungspotenzials wurden Annahmen bzgl. der zukünftigen durchschnittlichen Anlagenkonfiguration zu Grunde gelegt. In der Realität setzt sich je nach Standort eine unterschiedliche Anlagenkonfiguration durch. Abweichungen wirken sich auf das Leistungspotenzial der ausgewiesenen Flächen aus.
Annahmen Anlagenplatzierung		Die Ermittlung des Leistungspotenzials der ausgewiesenen Flächen wurde über einen Anlagenplatzierungsalgorithmus mit konstanten Anlagenabständen von 5 x 3 Rotordurchmessern angenommen. In der Realität wird die Anlagenplatzierung unter Berücksichtigung verschiedener Faktoren einzelfallabhängig vorgenommen .
Rotorblattspitze innerhalb/außerhalb ausgewiesener Gebiete		Es wird unterschieden, ob die WEA inklusive des Rotorradius innerhalb der ausgewiesenen Fläche errichtet werden muss oder ob nur der Turmfuß innerhalb der Fläche liegen muss. Eine Untersuchung ³¹ zeigt, dass, wenn der Rotordurchmesser in der Konzentrationszone liegen muss, der Flächenbedarf um 20 % höher ist. Zur Ermittlung des Leistungspotenzials wird keine Pufferung der ausgewiesenen Flächen um den Rotorradius vorgenommen. Durch eine Rasterung der Windflächen mit einer Rasterweite von 25 m wird implizit gewährleistet, dass die Stellfläche der WEA innerhalb der Fläche liegt.

Erläuterung:  Faktor senkt Potenzial  Faktor steigert Potenzial  Wirkung des Faktors ungewiss

Annahmen Anlagenkonfiguration

Der Ermittlung des Leistungspotenzials wurden Annahmen bzgl. der zukünftigen durchschnittlichen Anlagenkonfiguration zu Grunde gelegt. Die Annahme des Rotordurchmessers beeinflusst die Anlagenabstände untereinander und somit die Anzahl WEA, die auf den Flächen platziert werden kann. Größere Rotordurchmesser senken das Leistungspotenzial. Abweichende Annahmen zur installierten Leistung wirken sich proportional auf das ermittelte Leistungspotenzial aus. Eine Steigerung der angenommenen Generatorleistung um 20 % von 3,5 auf 4,2 MW führt bei gleichbleibendem Rotordurchmesser somit zu einer Steigerung des Leistungspotenzials um 20 %. Ebenso führt eine Reduzierung der angenommenen Generatorleistung um 20 % von 3,5 auf 2,8 MW zu einer Reduzierung des Leistungspotenzials um 20 %. Entscheidend ist das Verhältnis zwischen Rotorfläche und Generatorleistung: die spezifische Flächenleistung.

Bei der Festlegung der Annahmen wurde davon ausgegangen, dass sich der Trend der letzten Jahre zu geringeren spezifischen Flächenleistungen weiter fortsetzen wird. Mit Bezug auf die aktuell vor der Markteinführung stehenden Anlagen wurde ein deutlicher Sprung der Anlagenleistung auf 3,5 MW an-

³¹ DEWI, Klimaschutzagentur Region Hannover (2015)

genommen. Der je Bundesland angenommene Rotordurchmesser variiert in Abhängigkeit der erwarteten spezifischen Flächenleistung (s. Abschnitt 3.4). Angenommen wurde ein Durchschnittswert bis 2025. Die ermittelten Leistungspotenziale für die nach 2025 frei werdenden Flächen unterliegen somit stärkeren Unsicherheiten.

In der Realität setzt sich je nach Standort eine unterschiedliche Anlagenkonfiguration durch. Abweichungen von den getroffenen Annahmen wirken sich dementsprechend auf das Leistungspotenzial der ausgewiesenen Flächen aus. Des Weiteren wird eine Entwicklung der Anlagenkonfiguration über die Zeit erfolgen. Zur Vereinfachung wurde aufgrund des relativ kurzen Betrachtungshorizonts bis 2025 mit einer einheitlichen Anlagenkonfiguration gearbeitet.

Annahmen Anlagenplatzierung

Das gewählte Verfahren zur Analyse der Anlagenplatzierung, welches detailliert in Abschnitt 3.5 beschrieben ist, beeinflusst das Leistungspotenzial deutlich. Für die Ermittlung des Leistungspotenzials wurde auf einen Anlagenplatzierungsalgorithmus zurückgegriffen. Für diesen wurden konstante Anlagenabstände von 5 x 3 Rotordurchmessern angenommen. In der Realität wird die Anlagenplatzierung unter Berücksichtigung verschiedener Faktoren einzelfallabhängig vorgenommen. Das verwendete Verfahren liefert – basierend auf Erfahrungen – ca. 90 % der maximal möglichen Anzahl an Windenergieanlagen auf einer Fläche, weshalb die ermittelte installierbare Leistung nicht als absolute Obergrenze zu verstehen ist. Dennoch ist zu bedenken, dass beispielsweise im Mittelgebirge vermehrt größere Abstände als die hier angesetzten 5 x 3 Rotordurchmesser angewendet werden.

Rotorblattspitze innerhalb/außerhalb ausgewiesener Gebiete

Die Anforderungen zur Positionierung der WEA innerhalb eines ausgewiesenen Gebietes variieren. Es wird unterschieden, ob die WEA inklusive des Rotorradius innerhalb der ausgewiesenen Fläche errichtet werden muss oder ob nur der Turmfuß innerhalb der Fläche liegen, die Rotorblattspitze jedoch über die Fläche hinausragen darf.

Für den Anlagenplatzierungsalgorithmus wird eine Rasterweite von 25 m zu Grunde gelegt. Eine Pufferung der ausgewiesenen Flächen um den Rotorradius wird nicht vorgenommen. Durch die Rasterung mit einer Rasterweite von 25 m wird implizit gewährleistet, dass die Stellfläche der WEA innerhalb der Fläche liegt.

Eine im Jahr 2015 durchgeführte Studie des DEWI und der Klimaschutzagentur Region Hannover untersuchte die Auswirkungen auf den Flächenbedarf einer WEA, wenn die Rotorblattspitze innerhalb einer Konzentrationszone läge oder darüber hinaus ragen könne. Betrachtet wurden WEA mit einem Rotordurchmesser von 120 m (heutiger Stand der Technik) beziehungsweise 140 m (zukünftig). Unter Betrachtung des heutigen Standes der Technik zeigten die Auswertungen, dass unter der Annahme der Rotordurchmesser müsse in der Konzentrationszone liegen, der Flächenbedarf um 20 % höher ist, als bei dem Szenario die Rotorspitze dürfte über die Fläche hinausragen. Bei zukünftig größeren Rotordurchmessern, kommt die Studie zu dem Ergebnis, dass dieser erhöhte Flächenbedarf weiter zunehmen wird.

7.2.4 Zeitliche Einschränkungen der Nutzbarkeit des Potenzials für Ausschreibungen

Das ermittelte Leistungspotenzial der ausgewiesenen Windflächen ist in der zeitlichen Nutzbarkeit eingeschränkt. Die in Tabelle 18 gelisteten Faktoren beeinflussen die zeitliche Nutzbarkeit des Leistungspotenzials. Das langfristig verfügbare Leistungspotenzial wird von diesen Faktoren nicht beeinflusst.

Tabelle 18: Einflussfaktoren zur Einordnung der Flächenkulisse und der Leistungspotenziale – zeitliche Einschränkungen der Nutzbarkeit des Leistungspotenzials für die Ausschreibungen

Faktor	Effekt auf das Potenzial	Erläuterung
Repowering		Bestandsanlagen auf oder in räumlicher Nähe von ausgewiesenen Flächen schränken das zeitlich verfügbare Flächenpotenzial ein . Angenommen wurde eine Betriebsdauer der Bestandsanlagen von 20 Jahren. Bei längeren Betriebszeiten sind Teile der Flächenkulisse erst später nutzbar. Ebenso können Anlagen bereits vor Ablauf der 20-jährigen EEG-Vergütung repowert werden.
Netzausbaubereich (NAG)	 (vorübergehend)	Das NAG beschränkt vorübergehend die Zuschläge für Projekte in Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern und einem Teil Niedersachsens. In jeder Ausschreibungsrunde dürfen Zuschläge nur bis zu einer festgelegten Quote innerhalb des NAG erteilt werden.
Regionale Steuerung der Windenergie nach Süddeutschland	 (indirekt)	Instrumente zur Steuerung der Windenergie nach Süddeutschland wirken nicht einschränkend auf die Nutzbarkeit des ermittelten Leistungspotenzials in den Ausschreibungen. Sie können indirekt Anreize zur Erhöhung der nutzbaren Flächenkulisse geben, da der Bedarf an Projekten innerhalb der Region steigt.

Erläuterung:  Faktor senkt Potenzial  Faktor steigert Potenzial  Wirkung des Faktors ungewiss

Repowering

Bestandsanlagen auf oder in räumlicher Nähe von ausgewiesenen Flächen schränken das zeitlich verfügbare Flächenpotenzial ein. Die ermittelten 80,7 GW Leistungspotenzial werden durch Bestandsanlagen kurz- und mittelfristig stark reduziert. Das Leistungspotenzial auf der Ende 2017 freien Fläche beträgt unter Berücksichtigung der Entwurfsflächen 39,4 GW. Über 50 % des Leistungspotenzials werden somit erst durch Repoweringvorhaben nutzbar.

Angenommen wurde eine Betriebsdauer der Bestandsanlagen innerhalb der ausgewiesenen Flächen von 20 Jahren. Bei längeren Betriebszeiten sind Teile der Flächenkulisse erst später nutzbar. Werden Anlagen bereits vor Ablauf der 20-jährigen EEG-Vergütung repowert, ist die durch Bestandsanlagen belegte Fläche bereits zu einem früheren Zeitpunkt nutzbar. Entsprechende Anreizwirkungen durch mangelnden Wettbewerb in den Ausschreibungen werden in Abschnitt 7.4 diskutiert.

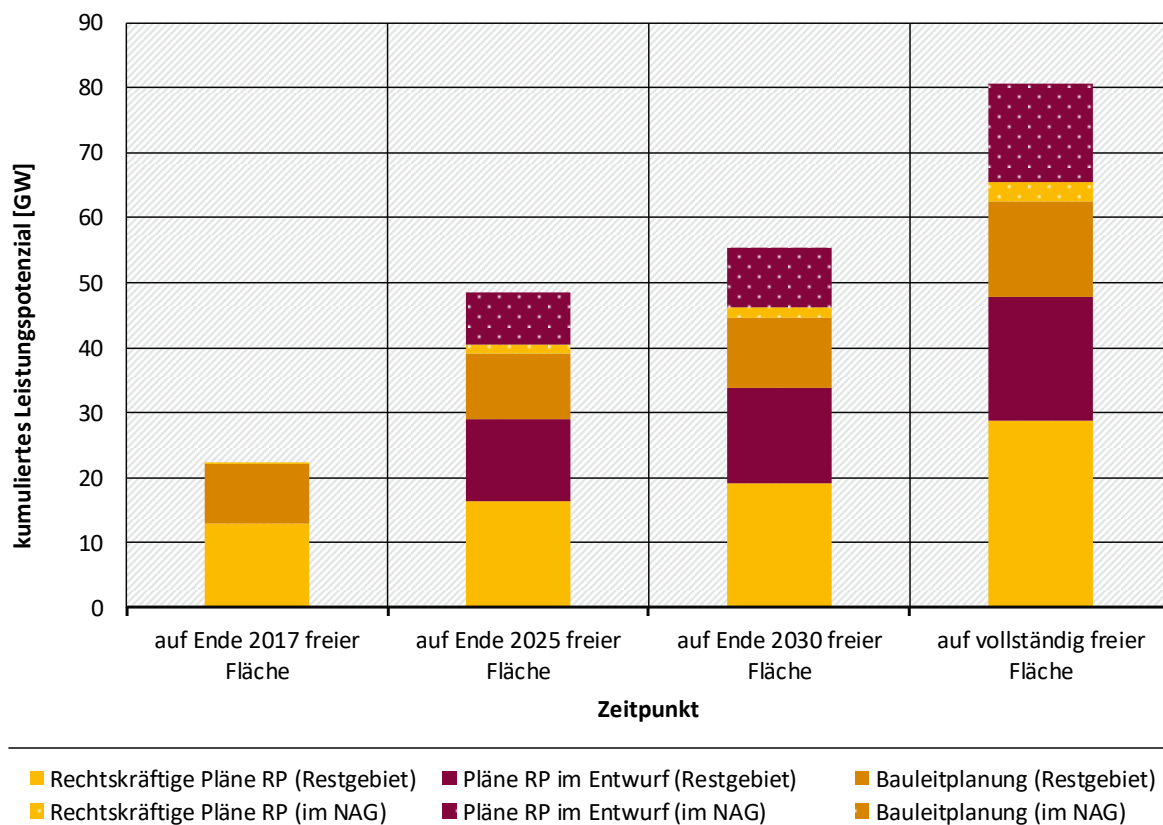
Netzausbaubereich (NAG)

Das NAG beschränkt nach §§ 10-12 der Erneuerbaren-Energien-Ausführungsverordnung (EEAV) die Zuschläge für Projekte in Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern und einen Teil Niedersachsens. In jeder Ausschreibungsrunde dürfen Zuschläge nur bis zu einer festgelegten Obergrenze an Projekte innerhalb des NAG vergeben werden. Die jährliche Obergrenze beträgt 902 MW und damit ca. ein Drittel des jährlichen Ausschreibungsvolumens. Die Obergrenze ist unabhängig von der Erhöhung der Ausschreibungsmengen durch die Sonderausschreibungen, sodass der Anteil in den Jahren 2019 bis 2021 niedriger ist. Das Netzausbaubereich tritt nach §13 EEAV Ende 2020 außer Kraft. Eine Fortführung der Beschränkung der Zuschläge für Projekte im Netzausbaubereich ist jedoch denkbar.

Abbildung 39 ordnet das verfügbare Leistungspotenzial der ausgewiesenen Flächen im Netzausbaubereich im Vergleich zum Restgebiet über die Zeit ein. Ab 2025 werden die Flächen, die zum Zeitpunkt der

Datenerhebung in den im Entwurf befindlichen Regionalplänen ausgewiesen werden, angerechnet. Dies betrifft im NAG alle Planungsregionen in Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern, was den deutlichen Anstieg des Leistungspotenzials im NAG zum Jahr 2025 erklärt. Gemessen am Leistungspotenzial auf vollständig freier Fläche hat das Potenzial im NAG mit 18,1 GW einen Anteil von 22 % am gesamten Leistungspotenzial in Deutschland. Der Anteil des Leistungspotenzials im NAG auf der Ende 2025 freien Fläche beträgt mit 9,3 GW 19 %. In den ersten acht Ausschreibungsrunden zwischen Mai 2017 und Februar 2019 wurde die jeweilige Obergrenze im NAG nur in zwei Ausschreibungsrunden (Mai 2017 und Februar 2019) überschritten.

Abbildung 39: Verfügbares Leistungspotenzial der ausgewiesenen Flächen innerhalb und außerhalb des Netzausbaubereichs über die Zeit



Quelle: Eigene Darstellung Navigant

Regionale Steuerung der Windenergie nach Süddeutschland

Der Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD zur 19. Legislaturperiode sieht eine „bessere regionale Steuerung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien“ vor. Vorgesehen war, „für die Ausschreibungen südlich des Netzenspasses einen Mindestanteil über alle Erzeugungsarten“ festzulegen. Derzeit werden verschiedene Instrumente zur regionalen Steuerung der Windenergie nach Süddeutschland diskutiert. Im Gegensatz zur Maximalquote für das NAG, die den Anteil der Zuschläge für eine Region begrenzt, werden zur Steuerung der Windenergie nach Süddeutschland eine Mindestquote oder Boni in Erwägung gezogen. Diese Instrumente stellen Gebote aus einer Region in der Reihenfolge der Gebote besser. Liegen zu wenig Gebote aus der Region vor, um z. B. eine Mindestquote zu erreichen, werden Gebote aus dem Restgebiet bezuschlagt. Somit wirken Instrumente zur Steuerung der Windenergie nach Süddeutschland nicht einschränkend auf die Nutzbarkeit des ermittelten Leistungspotenzials in den Ausschreibungen.

Instrumente der regionalen Steuerung des Windenergiezubaues nach Süddeutschland können indirekt Anreize zur Erhöhung der verfügbaren Flächenkulisse geben, da der Bedarf an Projekten innerhalb der

Region steigt. Dies kann den politischen Druck zu weiteren Flächenausweisungen und zum Abbau vorhandener Einschränkungen der Nutzbarkeit des Potenzials erhöhen. Ein massives Hemmnis zur Nutzung der bestehenden Flächenkulisse ist die 10H-Regelung in Bayern. Bayern hat aufgrund des großen Flächenanteils in Süddeutschland eine hervorgehobene Bedeutung für den Windenergiezubau. Das ausgewiesene Potenzial in Bayern und somit die gesamte Flächenkulisse in Süddeutschland werden jedoch massiv durch die bestehende 10H-Regelung eingeschränkt (s. Abschnitt 7.2.2).

7.3 Analyse des Wettbewerbs in den Ausschreibungen

Die Einordnung der ermittelten Leistungspotenziale dient der folgenden, eingangs aufgeworfenen Fragestellung:

Werden von Trägern der Regional- und Bauleitplanung ausreichend Flächen für die Bebauung mit Windenergieanlagen ausgewiesen, um die für die Ausschreibungsverfahren erforderlichen Leistungsmengen zu bedienen und ein ausreichendes Wettbewerbsniveau zu gewährleisten?

Hierzu werden im ersten Schritt die Ausschreibungsvolumen der Ausschreibungen, an denen Gebote der Windenergie an Land teilnehmen können, betrachtet. Im zweiten Schritt erfolgt die Gegenüberstellung mit den ermittelten Leistungspotenzialen. Aufgrund der verwendeten Datenlage erfolgt eine Gegenüberstellung der Ausschreibungsmengen ab 2017 mit den Leistungspotenzialen. Der Datensatz der Bestandsanlagen beinhaltet die Bestandsanlagen zum 31.12.2017. Bis zu diesem Zeitpunkt wurden die im Jahr 2017 bezuschlagten Gebote noch nicht realisiert, sodass die ermittelten Potenziale zur Deckung der Ausschreibungsmengen seit der Einführung der Ausschreibungen 2017 herangezogen werden.

Windenergieprojekte können nicht nur an den technologiespezifischen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land, sondern auch an technologie-neutralen Ausschreibungen teilnehmen. Hierzu zählen die gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen nach § 39i EEG und die Innovationsausschreibungen nach § 39j EEG.

Tabelle 22 fasst die Ausschreibungsvolumen der verschiedenen Ausschreibungen, an denen Windenergieprojekte teilnehmen können, zusammen. Die Ausschreibungsvolumen der technologiespezifischen Ausschreibung sowie der gemeinsamen Ausschreibungen entsprechen den im EEG 2017 festgelegten Mengen. Das Sonderausschreibungsvolumen und die Ausschreibungsvolumen der Innovationsausschreibungen wurden im Energiesammelgesetz festgelegt, welches am 01.01.2019 in Kraft trat.

Tabelle 19: Ausschreibungsvolumen für Gebote mit Windenergieanlagen an Land

Jahr	Volumen Technologie-spezifische Ausschreibung nach EEG 2017	Sonderausschreibungsvolumen	Ausschreibungsvolumen gemeinsame Ausschreibung	Ausschreibungsvolumen Innovationsausschreibung
2017	2800 MW	-	-	-
2018	2800 MW	-	400 MW	-
2019	2800 MW	1000 MW	400 MW	250 MW
2020	2900 MW	1400 MW	400 MW	400 MW
2021	2900 MW	1600 MW	400 MW	500 MW
2022	2900 MW	-	-	-
2023	2900 MW	-	-	-
2024	2900 MW	-	-	-
2025	2900 MW	-	-	-
2026	2900 MW	-	-	-
2027	2900 MW	-	-	-
2028	2900 MW	-	-	-
2029	2900 MW	-	-	-
2030	2900 MW	-	-	-
Summe	40.300 MW	4.000 MW	1.600 MW	1.150 MW

Die Ausschreibungsmengen stehen teilweise in gegenseitiger Abhängigkeit und werden entsprechend der Ausschreibungsergebnisse eines Jahres für die Zukunft angepasst (Details s.u.). Die Sonderausschreibungen in den Jahren 2019 bis 2021 werden einmalig zu den Ausschreibungsvolumen der technologiespezifischen Ausschreibungen addiert. Die gemeinsamen Ausschreibungen können hingegen auch von Geboten anderer Technologien bedient werden.

Seit 2018 werden jährlich 400 MW Leistung in gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen vergeben. Die im Jahr 2018 bezuschlagten Mengen wurden entsprechend der Verteilung der Zuschläge von den Ausschreibungsvolumen der technologiespezifischen Ausschreibungen 2019 abgezogen. Demnach konnten die gemeinsamen Ausschreibungen 2018 nicht zu einer Erhöhung des Zuschlagvolumens für Windenergieanlagen an Land führen. Ab dem Jahr 2019 hingegen werden die bezuschlagten Volumen der gemeinsamen Ausschreibung jeweils zur Hälfte von den Volumen der technologiespezifischen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und für Solaranlagen des Folgejahres abgezogen, unabhängig von der Verteilung der Zuschläge auf die einzelnen Energieträger. Dadurch wird das Ausschreibungsvolumen der technologiespezifischen Ausschreibungen um bis zu 200 MW reduziert (keine Zuschläge für Windenergie an Land in der gemeinsamen Ausschreibung) beziehungsweise um bis zu 200 MW pro Jahr erhöht (ausschließlich Zuschläge, 400 MW, für Windenergie an Land in der gemeinsamen Ausschreibung). Nach der bisherigen Festlegung der Ausschreibungsvolumen beträgt die sich reduzierende Menge maximal 600 MW verteilt über drei Jahre bei vollständigem Abruf der Ausschreibungsmengen. Demgegenüber stehen maximale Zuschläge für Windenergieanlagen an Land von bis zu 1200 MW in der gemeinsamen Ausschreibung in den Jahren 2019 bis 2021.

Die Mengen der Innovationsausschreibung werden ebenfalls jeweils zur Hälfte von den technologiespezifischen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen abgezogen. Dadurch sinken die technologiespezifischen Ausschreibungsvolumen für Windenergie an Land in den Jahren 2019 bis 2021 auf 2675 MW, 2700 MW und 2650 MW. Insgesamt beträgt die Reduzierung 575 MW.

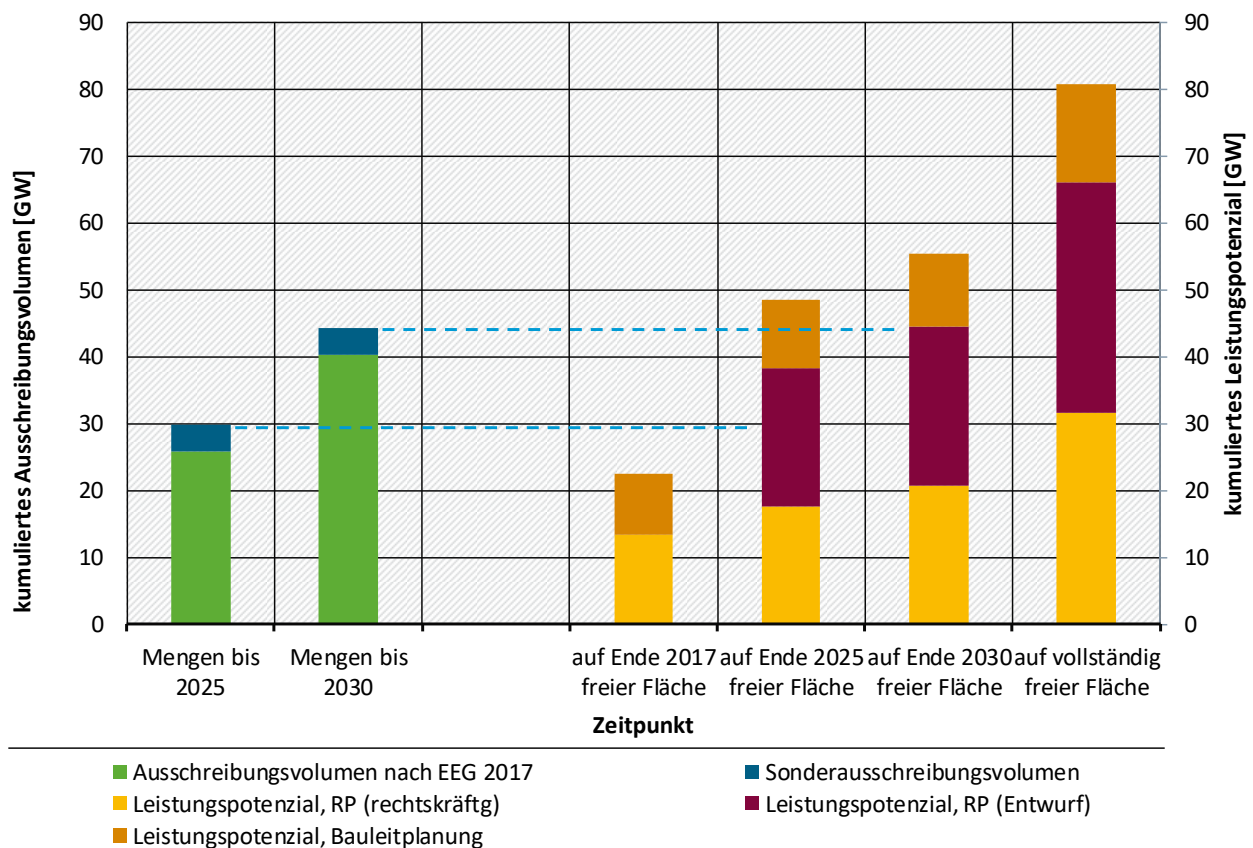
Der maximalen Senkung beziehungsweise Erhöhung der Ausschreibungsmengen für Windenergieanlagen an Land von 575 MW zzgl. maximal 600 MW steht das Ausschreibungsvolumen der technologiespezifischen Ausschreibung inkl. Sonderausschreibungen in Höhe von 29,8 GW bis 2025 und 44,3 GW bis 2030 gegenüber. Im Folgenden werden ausschließlich die Ausschreibungsmengen der technologiespezifischen Ausschreibungen gemäß der oben stehenden Tabelle den ermittelten Leistungspotenzialen gegenübergestellt.

Abbildung 39 stellt die kumulierten Ausschreibungsmengen bis 2025 beziehungsweise bis 2030 den ermittelten Leistungspotenzialen gegenüber. **Die Abbildung zeigt, dass die ermittelten Leistungspotenziale auf der Ende 2025 freien Fläche die Ausschreibungsvolumen um 18,7 GW und damit über 60 % übersteigen. Es ist also mittelfristig ausreichend Leistungspotenzial zur Deckung des Ausschreibungsvolumens verfügbar. Allerdings gelten für diese Abschätzung die in Abschnitt 7.2 aufgezeigten Unsicherheiten:**

- ▶ Mit 20,8 GW entfallen 43 % des Leistungspotenzials bis 2025 auf Windflächen im Entwurf;
- ▶ Ein Teil des Potenzials ist aufgrund genehmigungsrechtlicher, wirtschaftlicher und privatrechtlicher Hemmnisse nicht nutzbar: Angenommen 5 bis 15 % der Leistungspotenziale sind nicht nutzbar (s. Analyse in Abschnitt 7.2.2) betrifft dies 2,2 bis 6,6 GW, in der Realität kann die Nicht-Nutzbarkeit noch höher liegen;
- ▶ Die Datengrundlage der Bauleitplanung ist für Niedersachsen und Teile Nordrhein-Westfalens unvollständig;
- ▶ Annahmen zur Entwicklung der Anlagenkonfiguration sowie die Anlagenplatzierung unterliegen Unsicherheiten.

Darüber hinaus wurde 2018 ein Teil der ermittelten Ende 2017 freien Flächen bereits für den Zubau der Windenergie an Land in Höhe von ca. 2,4 GW genutzt. Das Marktstammdatenregister weist für weniger als 100 MW der 2018 in Betrieb genommenen Anlagen eine Zuschlagsnummer aus. Demnach sind von den 2,4 GW Zubau³² Anlagen mit mehr als 2,3 GW des Zubaus in 2018 der Übergangsregelung des EEG 2017 zuzuordnen. Diese von diesen Anlagen genutzten Flächen stehen langfristig nicht zur Verfügung.

Abbildung 40: Gegenüberstellung Ausschreibungsvolumen Windenergie an Land mit dem ermittelten Leistungspotenzial der aktuellen Flächenkulisse



Quelle: Eigene Darstellung Navigant

Darüber hinaus zeigt die Abbildung, dass die ermittelten Leistungspotenziale auf der Ende 2030 freien Fläche die Ausschreibungsvolumen um 11,1 GW und damit 25 % übersteigen. Im Vergleich zu 2025 fällt der Flächenüberhang deutlich geringer aus. Unter Berücksichtigung der anteiligen Nicht-Nutzbarkeit der Flächen, der anteiligen Belegung durch zugebaute Anlagen im Jahr 2018 im Rahmen der Übergangsregelung des EEG 2017 und der Ungewissheit der Umsetzung der Entwurfsflächen ist unsicher, ob mit der aktuellen Flächenkulisse das Ausschreibungsvolumen bis 2030 bedient werden kann. Eine Unterzeichnung der Ausschreibungen ist denkbar, falls nicht ausreichend große Mengen durch zukünftige Flächenausweisungen das Leistungspotenzial steigern.

Drüber hinaus können Verzögerungen im Planungsprozess zu Verzögerungen bei der Nutzbarkeit des Potenzials führen. Zwischen der Ausweisung der Windflächen und dem Eingang der Projekte auf den ausgewiesenen Flächen in die Ausschreibungen liegt nach FA Wind (2016) ein Zeitraum von in der Regel mindestens 1,5 Jahren. Im Einzelfall sind schnellere Verfahren möglich. Verzögerungen können

³² Deutsche WindGuard 2019

durch ausstehende Finanzierungszusagen entstehen und Klagen BImSchG-Verfahren deutlich verlängern.

Bieter versuchen das günstigste Finanzierungsangebot seitens einer Bank zu bekommen und holen dafür mehrere Angebote ein. In der Regel sind Banken erst willens Angebote abzugeben, wenn die BImSchG-Genehmigung vorliegt. Dies kann zu mehrmonatigen Verzögerungen führen, da ein Gebot ohne Finanzierungszusage aus wirtschaftlichen Gründen nicht eingereicht werden kann.

Des Weiteren können Dritte nach dem Erteilen der BImSchG-Genehmigung diese beklagen. Sie ist noch nicht rechtskräftig. Bieter können zwar mit einer nicht rechtskräftigen BImSchG-Genehmigung an der Ausschreibung teilnehmen, allerdings besteht das Risiko, dass die Klagen zu Einschränkungen im Betrieb führen, die wiederum die Wirtschaftlichkeit der Anlagen reduziert, sodass Bieter meist erst bereit sind Gebote einzureichen, wenn die BImSchG-Genehmigung rechtskräftig ist.

7.4 Auswirkungen einer Unterzeichnung der Ausschreibungen

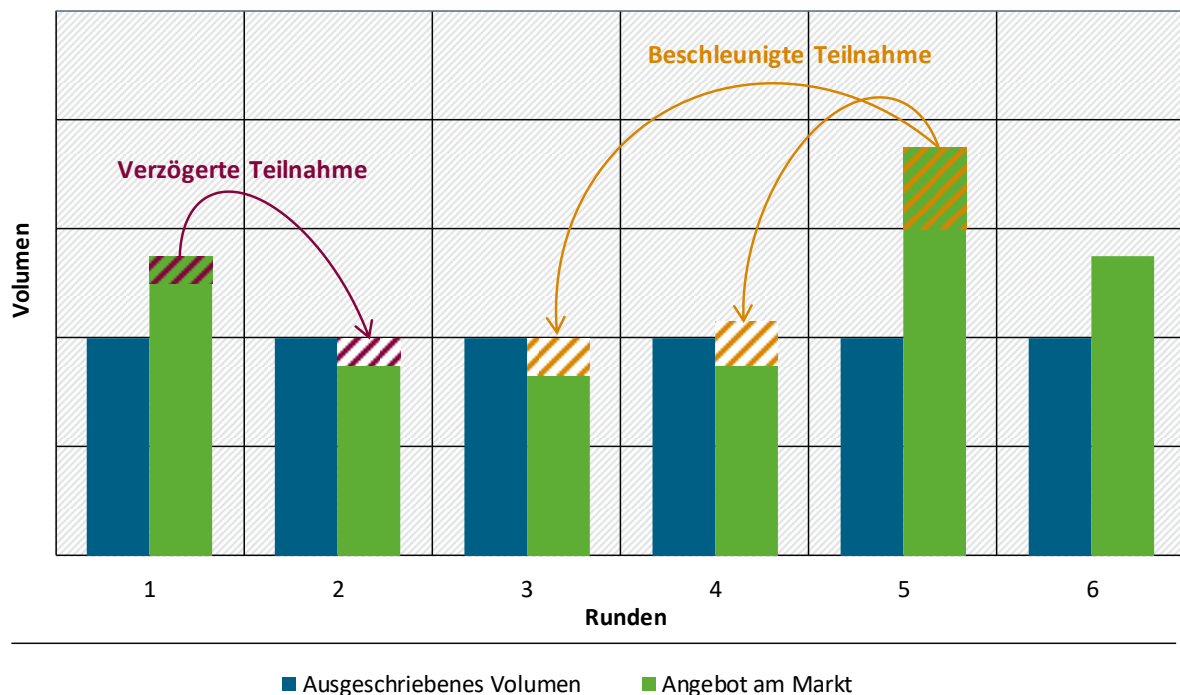
Der folgende Abschnitt befasst sich mit den möglichen Reaktionen, die eine Unterzeichnung der Ausschreibungen hervorrufen kann und den damit verbundenen Auswirkungen auf die zeitliche Nutzbarkeit des ermittelten Potenzials.

Ausschreibungen erfordern Wettbewerb, um eine effiziente Allokation zu ermöglichen. Die im EEG verankerten Ausschreibungen können nur dann die Vergütungshöhe wettbewerblich ermitteln, wenn das Angebot an Projekten das Ausschreibungsvolumen übersteigt. Liegt das Angebot unterhalb des Ausschreibungsvolumens, ist die Ausschreibung unterzeichnet und es steigen die Gebotswerte und damit die Förderkosten.

Ausschreibungsrunden mit niedrigem oder fehlendem Wettbewerb sind für Bieter attraktiv. Es besteht kein oder nur geringer Konkurrenzdruck. Die Bieter können ihre Gebote ohne nennenswertes Zusatzrisiko bis zum oder nahe an den Höchstpreis erhöhen. Das in der Ausschreibungstheorie sogenannte Bidshading fällt höher aus und die erfolgreichen Bieter machen einen Zusatzgewinn, der zur profitablen Realisierung ihres Projektes nicht notwendig ist. Dadurch entsteht ein Anreiz, Projekte in Ausschreibungsrunden einzubringen, die voraussichtlich ein niedriges Wettbewerbsniveau haben.

Bieter können in begrenztem Rahmen auf ein niedriges Wettbewerbsniveau reagieren. Sie können bisher als unwirtschaftlich erachtete Projekte in Hinblick auf Zuschläge zum Höchstpreis doch projektieren. Dadurch steigt die Nutzbarkeit der Leistungspotenziale. Darüber hinaus können sie im Einzelfall die Projektierung ausgewählter Projekte innerhalb ihres Portfolios beschleunigen. Durch die Aktivitäten der Bieter kann sich das Wettbewerbsniveau über mehrere Runden verstetigen, was eine gewünschte Marktreaktion darstellt, da Preisausschläge mittelfristig reduziert werden. Analog könnten bei sehr hohem Wettbewerbsniveau Projekte vorrübergehend eingefroren oder die Projektierung verzögert werden (siehe Abbildung 41).

Abbildung 41: Beschleunigung und Verzögerung als Reaktion auf ein niedriges Wettbewerbsniveau



Das Wettbewerbsniveau in Runde 2 bis 4 bleibt niedrig, allerdings wird eine Unterzeichnung vermieden und das Wettbewerbsniveau stabilisiert sich.

Quelle: Eigene Darstellung Navigant

Im Folgenden werden zwei Reaktionen untersucht, die im Falle von Unterzeichnungen zu einer Steigerung des Gebotsvolumens führen können. Erstens können Projektierer auf die steigenden Preise reagieren und durch die steigenden Preise Projekte auf zuvor unwirtschaftlichen Flächen in die Ausschreibungen einbringen. Zweitens können Projektierer in begrenztem Maße die Projektierungsdauer verkürzen und somit Leistungspotenziale früher einbringen.

Die **Wirtschaftlichkeit** von Projekten wird primär durch die Windbedingungen und durch Genehmigungsaufgaben beeinflusst. Die Windbedingungen werden in der Regel am Anfang des Planungsprozesses geprüft. Wurden Projekte bereits zu diesem Zeitpunkt als unwirtschaftlich eingestuft und die Projektierung ruhte, so bräuchten Projekte bei Neuaufnahme voraussichtlich mindestens zwei Jahre, bis sie genehmigt werden. Viele der für die Genehmigung notwendigen Gutachten müssten noch erstellt werden. Die Wahrscheinlichkeit, dass Projektierer diese Flächen aufgrund eines niedrigen Wettbewerbsniveaus projektieren, ist gering, und eine stabilisierende Wirkung auf das Wettbewerbsniveau träte erst verzögert ein. Genehmigungsaufgaben werden prinzipiell bei der Ermittlung der Standortgüte im Rahmen des Referenzertragsmodells berücksichtigt. Sie können ein Projekt jedoch unwirtschaftlich werden lassen, wenn diese Projekte durch die Auflagen unterhalb der 70 %-Schwelle fallen. Des Weiteren gibt es Betriebseinschränkungen, die nicht durch das Referenzertragsmodell erfasst werden. Sind Projekte jedoch bereits genehmigt und erfüllen damit die Teilnahmebedingungen an der Ausschreibung, können Bieter im Besitz dieser Projekte unmittelbar an der Ausschreibung teilnehmen.

Regulatorisch könnte die Nutzbarkeit unwirtschaftlicher Flächen durch eine Anhebung des Höchstpreises oder durch eine Umgestaltung des Referenzertragsmodells erhöht werden. Laut §36b Absatz 2 ist der Höchstpreis an das Ausschreibungsergebnis der letzten drei Runden gekoppelt ($\text{Höchstpreis} = \text{Durchschnitt des letzten noch bezuschlagten Gebots der letzten drei Runden} \cdot 1.08$), kann aber in Ausnahmefällen auch administrativ festgelegt werden. Durch die Kopplung ist der Höchstpreis träge. Erst wenn durchschnittlich in drei aufeinanderfolgenden Runden das höchste bezuschlagte Gebot maximal 93 % des Höchstpreises betrug, steigt der Höchstpreis für die Folgerunde. Wurden bisher Projekte nicht projektiert, da sie unter dem geltenden Höchstpreis nicht wirtschaftlich projektiert werden konnten, so verringert die Trägheit des Höchstpreises, dass solche Projekte kurzfristig wirtschaftlich attraktiv werden und eine Unterzeichnung in den folgenden Ausschreibungsrunden ausgleichen können. Allerdings ist zu beachten, dass eine Erhöhung des Höchstpreises es auch bereits wirtschaftlichen Projekten erlauben würde, höhere Vergütungshöhen zu erzielen. Die Projektierungsrate könnte voraussichtlich sehr effektiv erhöht werden, wenn das Referenzertragsmodell auch Standortunterschiede unterhalb von 70 % ausgleichen würde, da hierdurch das aus wirtschaftlichen Restriktionen nicht-nutzbare Flächenpotenzial sinkt.

Die durchschnittliche **Projektierungsdauer** beträgt nach FA Wind (2016) in der Regel vier Jahre von der Vorprüfung bis zur Genehmigung. Dabei bestehen große regionale Unterschiede und eine große Streuung. Die Genehmigungsphase dauert durchschnittlich 1,5 Jahre. Das heißt, beginnt ein Projektierer nach der (rechtskräftigen) Aufstellung eines Regional- oder Flächennutzungs-/Bebauungsplans direkt die Genehmigungsphase, so kann er sein Projekt auf dieser Fläche im Durchschnitt nach 1,5 Jahren in die Ausschreibung einbringen. Es bestehen jedoch starke Unterschiede bei der Projektierungsdauer.

7.5 Gegenüberstellung der aktuellen Flächenkulisse mit den Zielen der Bundesländer

In diesem Abschnitt werden die energiepolitischen Ziele der Bundesländer mit Bezug zur Windenergie an Land vorgestellt und der aktuellen Flächenkulisse gegenübergestellt. Tabelle 23 fasst die energiepolitischen Ziele der Bundesländer zusammen.

Tabelle 20: Übersicht über die energiepolitischen Ziele der Bundesländer

Bundesland	Energiepolitische Ziele
BW	Koalitionsvertrag 2016–2021: ▶ Bis 2020: 10 % des Stromverbrauchs von Baden-Württemberg aus Windenergie; ▶ Zielerreichung durch 1.200 zusätzliche WEA; ▶ Aktuell (2016): 7 TWh Windeinspeisung Landesklimaschutzgesetz: ▶ Verringerung der Gesamtsumme der Treibhausgasemissionen bis 2020 um mindestens 25 % und bis 2050 um 90 % im Vergleich zu den Gesamtemissionen des Jahres 1990 (KSG BW, 2013)
BY	Energiekonzept (2011): ▶ WEA-Anlagenbestand um 1.000-1.500 Anlagen bis 2021 erweitern; ▶ Anteil Windenergie zur Deckung des Strombedarfs: 6-10 % im Jahr 2021 Bayerisches Energieprogramm (2015): ▶ Bis 2025 5-6 % der Bruttostromerzeugung aus Windenergie; ▶ Klimaziel: Bis 2025 sollen die energiebedingten CO₂-Emissionen auf 5,5 Tonnen pro Kopf reduziert werden; ▶ Bis 2025 den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung auf 70 % steigern; ▶ Anteil regenerativer Energien am Endenergieverbrauch: Im Jahr 2025 sollen 20 % des Endenergieverbrauchs aus regenerativen Energien gedeckt werden
BE	Keine Informationen.
BB	Energiestrategie 2030: ▶ 10,5 GW installierte Leistung der Windenergie an Land; ▶ 22,8 TWh/a Windstromeinspeisung; ▶ Flächenausweisungen auf knapp 2 % der Landesfläche
HB	Flächennutzungsplan ▶ Bis 2020: 196-284 GWh/a Windenergieertrag Bremische Klimaschutz- und Energiegesetz (BremKEG): ▶ Kohlendioxid-Emissionen (ohne Stahlindustrie) bis zum Jahr 2020 um 40 % gegenüber 1990 reduzieren
HH	Koalitionsvertrag 2015–2020 ▶ Bis 2020: Verdopplung der Leistung der Windkraft auf 120 MW
HE	Koalitionsvertrag 2014–2019: ▶ Bis 2019: 2 % der Landesfläche (423 km²) für Ausbau WEA ausweisen; ▶ Bis zu 28 TWh/a Windenergieertrag Energiegipfel 2011 ▶ Bis 2050: Strom und Wärme zu 100 % aus erneuerbaren Energien
MV	Landesenergiekonzept:

Bundesland	Energiepolitische Ziele
	▶ Bis 2025: 12 TWh/a Windenergieertrag; ▶ 6 GW installierte Leistung der Windenergie an Land; ▶ Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz (BüGembeteilG)
NI	Windenergieerlass Niedersachsen ▶ Bis 2050: 20 GW installierte Leistung (entspricht 4.000-5.000 WEA und min. 1,4 % der Landesfläche)
NW	Koalitionsvertrag 2017–2022: ▶ Kommunale Entscheidungskompetenz fördern; ▶ 1.500 m Abstand zu Siedlungen; ▶ Einschränkung der Privilegien für Windenergie; ▶ „Planwirtschaftliche Ausbaupfade für erneuerbare Energien“ werden nicht festgesetzt
RP	Koalitionsvertrag 2011: ▶ Bis 2020: Stromerzeugung aus Windkraft verfünffachen; ▶ Flächenausweisungen auf 2 % der Landesfläche (gesetzlich festgelegt im LEP IV von 2013)
SL	Koalitionsvertrag 2012: ▶ Bis 2020: Anteil der erneuerbaren Energien am regionalen Stromverbrauch auf 20 % ausdehnen
SN	Energie- und Klimaprogramm Sachsen 2012: ▶ Bis 2022: jährlich 2,2 TWh/a Windstrom (vgl. 2012: 1,7 TWh/a)
ST	Energiekonzept 2030: ▶ Bis 2030: 6,5 GW installierte Leistung der Windenergie an Land
SH	Zielbestimmungen des Energieministeriums von 2014: ▶ Bis 2025: 10,5 GW installierte Leistung der Windenergie an Land, Produktion von mindestens dreimal so viel erneuerbarem Strom wie Landesverbrauch Energiewende- und Klimaschutzgesetz: ▶ Minderung der Treibhausgasemissionen um 40 % bis 2020 und um 80-95 % bis 2050; ▶ Mindestens 37 TWh Strom aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2025
TH	Koalitionsvertrag 2014–2019: 1 % der Landesfläche für WEA-Ausbau

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis Länderinformationen der Fachagentur Windenergie und BBSR Informationen zur Raumentwicklung, Heft 6.2015

Tabelle 21 stellt die Flächenziele der Bundesländer für die Windenergie an Land der aktuellen Flächenkulisse gegenüber. Fünf Bundesländer haben Ziele für die Windenergie an Land als Anteil der ausgewiesenen Windflächen an der Landesfläche formuliert: Brandenburg, Hessen, Niedersachsen, Rheinland-Pfalz und Thüringen. Aufgrund der Unsicherheiten bei der Ermittlung der Leistungspotenziale der aktuellen Flächenkulisse wird kein Vergleich von Ertrags- und Leistungszielen auf Basis der ermittelten Leistungspotenziale vorgenommen.

Tabelle 21: Gegenüberstellung

Bundesland	Anteil Flächenausweisung an Landesfläche		Einordnung
	Ziel	Aktuelle Flächenkulisse	
BB	2 %	1,9 %	Aktueller Stand liegt vollständig vor, Windflächen in 2 von 5 Regionen aktuell im Entwurf
HE	2 %	2,1 %	Aktueller Stand liegt vollständig vor, Windflächen der Planungsregion Südhessen aktuell im Entwurf
NI	1,4 % (bis 2050 durch WEA belegt)	0,9 %	Mehrere Regionen ohne (abschließende) Regionalplanung, Windflächen der Ebene der Bauleitplanung liegen nicht vor, Windflächen in mehreren Regionalplanungsregionen aktuell im Entwurf
RP	2 %	1,7 %	Aktueller Stand liegt vollständig vor, Flächen der Bauleitplanung liegen vor, Windflächen in 2 von 5 Regionalplanungsregionen aktuell im Entwurf
TH	1 %	0,6 %	Aktueller Stand liegt vollständig vor, Windflächen in 2 von 4 Regionen aktuell im Entwurf

Die Gegenüberstellung zeigt, dass ausschließlich Hessen mit der aktuellen Flächenkulisse das energiepolitische Ziel, 2 % der Landesfläche für die Windenergie an Land auszuweisen, bereits erreicht. Die Zielerreichung unterliegt in Hessen noch Unsicherheiten, da sich die erfassten ausgewiesenen Windflächen der Region Südhessen im Entwurf befinden.

Brandenburg erreicht mit Ausweisungen von Windflächen in Höhe von 1,9 % an der Landesfläche fast das Ziel von 2 %. Auch hier unterliegt die Zielerreichung Unsicherheiten, da sich ein Teil der Windflächen im Entwurf befindet.

In Rheinland-Pfalz ist die Regionalplanung nicht abschließend. Die Windflächen der Bauleitplanung liegen vor. Die auf Regionalplanungsebene und auf Ebene der Bauleitplanung ausgewiesenen Windflächen haben einen Anteil von 1,7 % an der Landesfläche. Das Ziel von 2 % wird noch nicht erreicht. Ein Teil der Windflächen befindet sich derzeit ebenfalls im Entwurf.

Thüringen hat das Ziel gesetzt, 1 % der Landesfläche für die Windenergie an Land auszuweisen. Mit aktuell 0,6 % wird dieses Ziel noch nicht erreicht. Die Windflächen in zwei von vier Regionen befinden sich derzeit im Entwurf.

Für die tatsächliche Entwicklung der Windenergie an Land sind nicht die Flächenausweisungen allein entscheidend. Die ausgewiesenen Flächen müssen für die Windenergie an Land nutzbar sein. Eine hohe Nicht-Nutzbarkeit wirkt sich auf die Leistungspotenziale der Flächen aus.

Niedersachsen hat das Ziel gesetzt bis 2050 Windenergieanlagen auf 1,4 % der Landesfläche zu errichten. Damit ist für die Zielerreichung in Niedersachsen im Vergleich zu anderen Bundesländern nicht die Ausweisung der Flächen, sondern die langfristige Nutzung der Flächen entscheidend. Aktuell liegt der Anteil der ausgewiesenen Flächen bei 0,9 % der Landesfläche, unterliegt jedoch größeren Unsicherheiten, da Datenlücken bestehen. In Niedersachsen ist die Regionalplanung in einigen Regionen nicht abschließend und in einigen Regionen erfolgt die Steuerung der Windenergie an Land ausschließlich auf Ebene der Bauleitplanung. Daten zur Bauleitplanung liegen nicht vor.

7.6 Einordnung der Entwicklung der Windenergie an Land vor dem 65-%-Ziel der Bundesregierung zum Ausbau erneuerbarer Energien bis 2030

Die Bundesregierung hat sich das Ziel gesetzt, den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 auf 65 % zu steigern. Bisher wurde nach dem Energiekonzept der Bundesregierung (2010) ein EE-Anteil am Bruttostromverbrauch von mindestens 50 % bis 2030 verfolgt. Zur Erreichung des 65-%-Ziels ist ein verstärkter und beschleunigter Ausbau der erneuerbaren Energien erforderlich. In diesem Abschnitt wird der mögliche Zubau der Windenergie an Land unter Berücksichtigung der Entwicklung des Anlagenbestandes und der ermittelten Leistungspotenziale bis 2030 Szenarien zur Zielerreichung gegenübergestellt.

Der notwendige Ausbau der Stromerzeugung der Windenergie an Land zur Erreichung des erneuerbaren-Energien-Ziels 2030 ist abhängig von der Entwicklung des Bruttostromverbrauchs und des gewählten Technologiemies. Die Bundesnetzagentur hat drei Szenarien der Übertragungsnetzbetreiber für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019) zur Erreichung des 65-%-Ziels genehmigt. Die Szenarien A, B und C unterscheiden sich im Grad der Sektorenkopplung (Elektromobilität und Wärmepumpen), der Durchdringung mit Flexibilitätsoptionen (Power-to-Gas, Power-to-Heat, flexible Lasten, Speicher) und im Technologiemies. Szenario A ist geprägt durch einen hohen Anteil der Stromerzeugung der Windenergie auf See und geringem Innovationsgrad im Bereich der Sektorenkopplung und der Flexibilitätsoptionen. Szenario C beinhaltet den höchsten Anteil an PV im Süden Deutschlands und den höchsten Innovationsgrad der Sektorenkopplung der drei Szenarien. Das Szenario B repräsentiert eine moderate Sektorenkopplung mit gemischtem Technologiemies. Die Stromnachfrage ist in Szenario A am niedrigsten und in Szenario C am höchsten. Das Szenario B beinhaltet des Weiteren ein Zwischenszenario für das Jahr 2025 und ein langfristiges Szenario für 2035.

Die drei Szenarien weisen eine installierte Leistung der Windenergie an Land in 2030 zwischen 74,3 GW (Szenario A) und 85,5 GW (Szenario C) aus. Das Szenario weist einen Anstieg der installierten Leistung der Windenergie an Land von 70,5 GW in 2025 über 81,5 GW in 2030 auf 90,8 GW in 2035 aus³³. Vor dem Hintergrund des ermittelten Leistungspotenzials der aktuellen Flächenkulisse der Windenergie an Land ergibt sich folgende Frage:

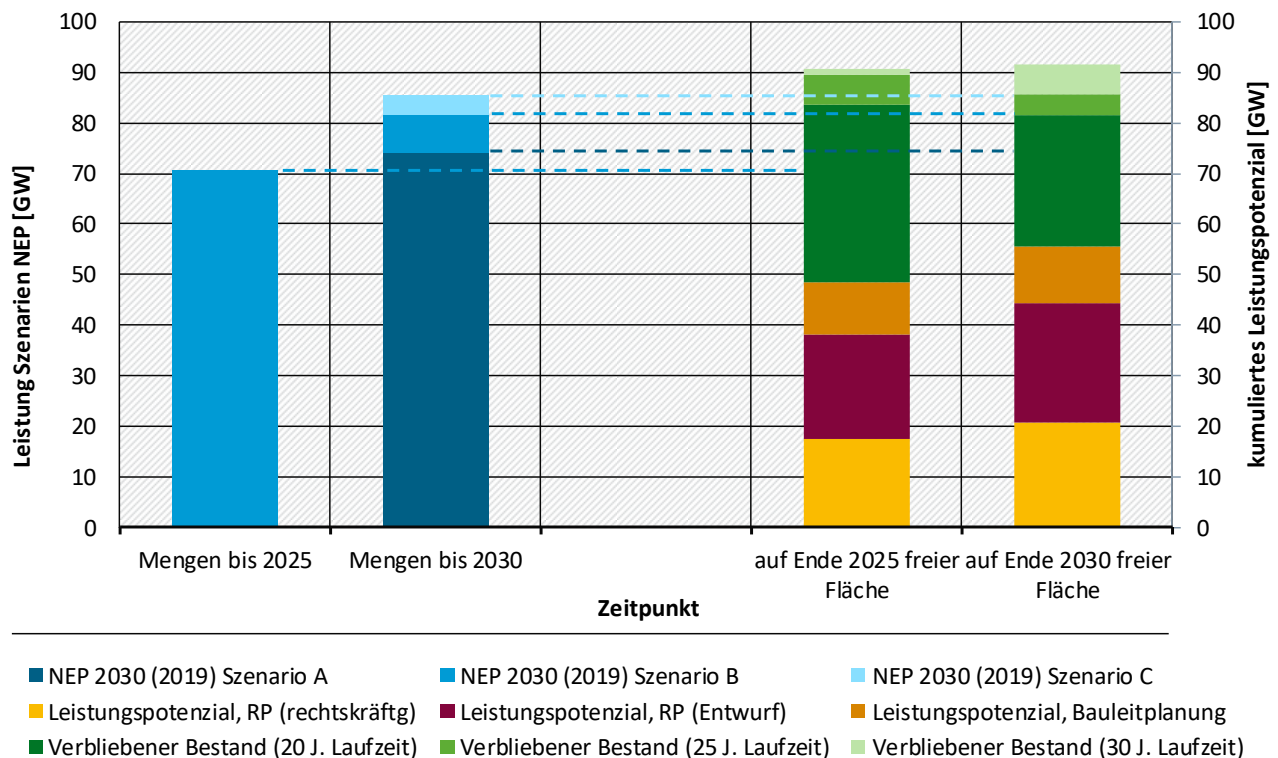
Welcher Zubau der Windenergie an Land ist bis 2030 unter Berücksichtigung der Entwicklung des Anlagenbestandes zur Erreichung des 65-%-Ziels erforderlich und bietet die aktuelle Flächenkulisse ausreichend Leistungspotenzial hierfür?

Hierfür ist neben dem ermittelten Leistungspotenzial auf den ausgewiesenen Flächen die Entwicklung der Bestandsanlagen zu betrachten. Für die Abschätzung der Bestandsentwicklung sind unterschiedliche Szenarien hinsichtlich einer möglichen Betriebsdauer von WEA denkbar. Für die hier vorgenommene Auswertung wurde die Laufzeit für Bestandsanlagen außerhalb der ausgewiesenen Flächen zwischen 20, 25 und 30 Jahren variiert. Innerhalb der ausgewiesenen Flächen wird eine Betriebsdauer von 20 Jahren angenommen.

Abbildung 42 zeigt die gesamt installierbare Leistung der Windenergie an Land für die Jahre 2025 und 2030 und stellt diese den Szenarien des NEP zur Entwicklung der Windenergie an Land gegenüber. Die gesamt installierbare Leistung setzt sich aus dem ermittelten Leistungspotenzial auf der im jeweiligen Jahr freien Fläche und dem Anlagenbestand bei Annahme einer Betriebsdauer von 20 Jahren zusammen.

³³ Zum Vergleich: Die Agora Energiewende (2018) beschreibt einen Ausbaupfad von 78 GW installierte Leistung Windenergie an Land für das Jahr 2025 und 86 GW im Jahr 2030 zur Erreichung des 65 % EE-Ziels. Abweichungen ergeben sich durch unterschiedliche Annahmen zur Entwicklung des Bruttostromverbrauchs durch Sektorenkopplung und Effizienzmaßnahmen.

Abbildung 42: Gegenüberstellung installierte Leistung Windenergie an Land bei Erreichung des 65%-Ziels mit der gesamt installierbaren Leistung



*Variation Laufzeit nur für Bestandsanlagen außerhalb der ausgewiesenen Flächen;
Laufzeit der Bestandsanlagen innerhalb der ausgewiesenen Flächen in allen Szenarien 20 Jahre

Quelle: Eigene Darstellung Navigant auf Basis 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2019).

Bei einer angenommenen Betriebsdauer der Bestandsanlagen von 20 Jahren liegt die gesamt installierbare Leistung im Jahr 2030 mit 81,6 GW nur marginal über der installierten Leistung im Szenario B 2030 in Höhe von 81,5 GW. Die Leistung im Szenario C 2030 wird nicht erreicht. Unter Berücksichtigung der Unsicherheiten des ermittelten Leistungspotenzials, insbesondere der Nicht-Nutzbarkeit der ausgewiesenen Flächen sowie den Unsicherheiten bei der Umsetzung der Entwurfsflächen, bestehen erhebliche Unsicherheiten, ob die Leistung des Szenario A 2030 mit der aktuellen Flächenkulisse tatsächlich erreicht werden kann.

Für das Jahr 2025 übersteigt die mögliche installierbare Leistung die Leistung des Szenario B 2025 um 13,1 GW. Zwischen 2025 und 2030 sieht der NEP im Szenario B einen weiteren Zubau von 11,0 GW vor. Die verbliebene installierte Leistung des Bestandsanlagendatensatzes (Stand Ende 2017, s. Abschnitt 2.2) sinkt bei 20 Jahren Betriebsdauer in diesem Zeitraum um 8,9 GW. Demgegenüber steht ein Anstieg des Leistungspotenzials der aktuellen Flächenkulisse zwischen 2025 und 2030 durch den Rückbau von Bestandsanlagen innerhalb der ausgewiesenen Flächen um 6,9 GW.

Eine Betriebsdauer der Bestandsanlagen außerhalb der ausgewiesenen Flächen von mehr als 20 Jahren wirkt sich positiv auf die gesamt installierbare Leistung aus. Abbildung 42 zeigt inwieweit sich eine Betriebsdauer von 25 beziehungsweise 30 Jahren der Anlagen außerhalb der ausgewiesenen Flächen auf die Entwicklung des Anlagenbestands und somit die mögliche installierbare Leistung auswirkt. Für Bestandsanlagen innerhalb der ausgewiesenen Gebiete wird weiterhin eine Betriebsdauer von 20 Jahren betrachtet, unter der Annahme, dass die Möglichkeit des Repowerings nach Auslaufen der EEG-Vergütung einen stärkeren Anreiz bietet als der Weiterbetrieb der Anlagen. Der Rückbau der Bestandsanlagen innerhalb der ausgewiesenen Flächen führt zum Anstieg der Leistungspotenziale auf der freien Fläche bis 2030.

Bei einer Betriebsdauer der Bestandsanlagen außerhalb der ausgewiesenen Windflächen von 25 Jahren liegt die verbleibende installierte Leistung des Anlagenbestands im Jahr 2030 4,1 GW, bei 30 Jahren Betriebsdauer 9,9 GW über der verbleibenden installierten Leistung bei 20 Jahren Betriebsdauer. Längere Betriebsdauern der Bestandsanlagen außerhalb der ausgewiesenen Flächen wirken sich positiv auf die Erreichung des 65%-Ziels aus.

Hierbei ist zu beachten, dass neuere Anlagen meist höhere Volllaststunden aufweisen. Dadurch ist das benötigte Leistungspotenzial zur Erreichung des 65%-Ziels nicht mit der bereits installierten Leistung der Bestandsanlagen gleichzusetzen. Die höhere Volllaststundenzahl bei Neuanlagen hat einen entscheidenden Einfluss auf die erforderliche installierte Leistung.

8 Einordnung der regionalen Belastung durch Einspeisemanagement

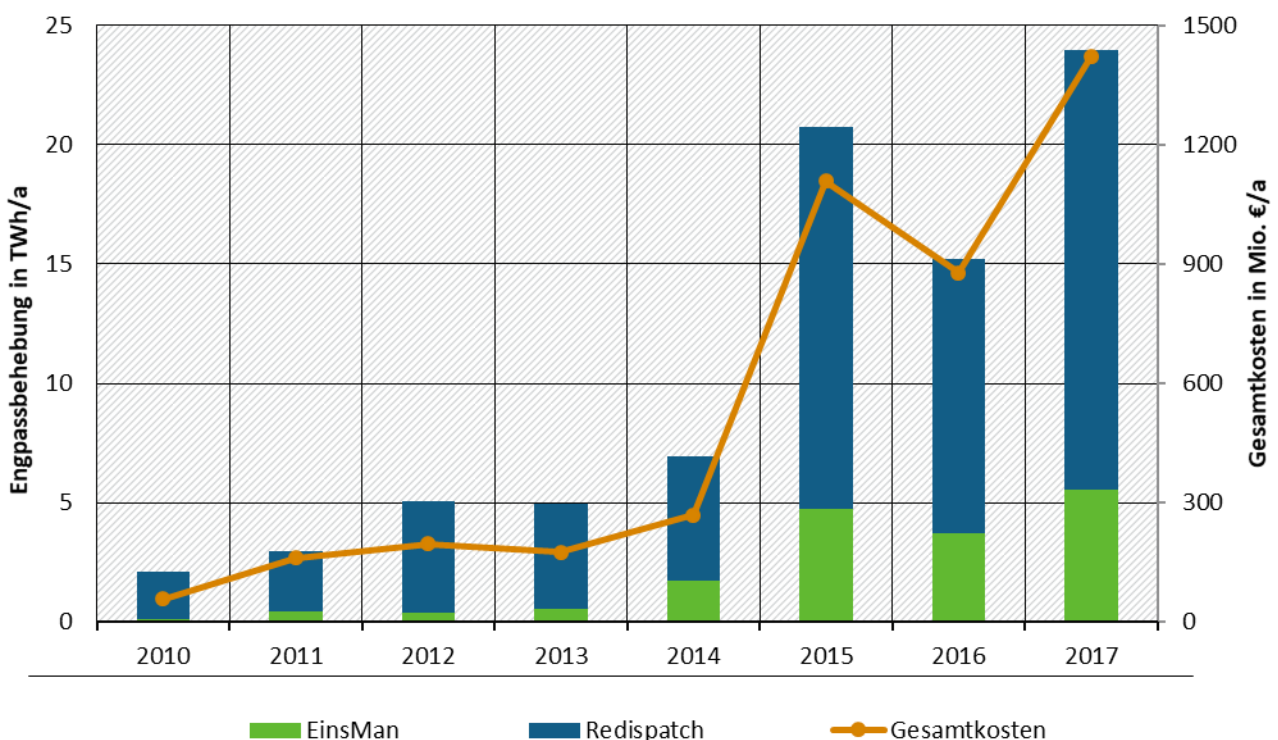
Die ausgewiesenen Flächen werden in diesem Arbeitsschritt auf ihre voraussichtliche Betroffenheit durch EinsMan- und Redispatchmaßnahmen untersucht. Hierzu erfolgt in einem ersten Schritt eine Analyse, welche Regionen heute und zukünftig stark von EinsMan- und Redispatchmaßnahmen betroffen sind. Anschließend wird untersucht, inwieweit die ausgewiesenen Flächen innerhalb der belasteten Regionen liegen.

Die Analyse der Betroffenheit im Status quo fokussiert sich auf die historische Betroffenheit von EE-Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen. Der Entwurf des Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus sieht die Integration der erneuerbaren Energien in den Redispatchprozess zum 1. Oktober 2020 vor. Daher werden bei der zukünftigen Betrachtung neben EinsMan- auch Redispatchmaßnahmen berücksichtigt.

8.1 Historische Entwicklung der EinsMan- und Redispatchmengen und -kosten

Durch die steigende Anzahl temporärer Netzengpässe sind die EinsMan- und Redispatchmaßnahmen in den vergangenen Jahren stark angestiegen. Abbildung 43 zeigt die Entwicklung der Energiemengen von Redispatchmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und EinsMan-Maßnahmen gemäß § 14 Abs. 1 EEG i. V. m. § 13 Abs. 2 EnWG. Im Jahr 2015 verdreifachte sich die betroffene Energiemenge und erreichte 2017 ein neues Höchstniveau. Die niedrigere Menge an Redispatch- und EinsMan-Maßnahmen in 2016 ist dabei auf ein besonders windschwaches Jahr zurückzuführen.

Abbildung 43: Entwicklung der EinsMan- und Redispatchmaßnahmen in Deutschland

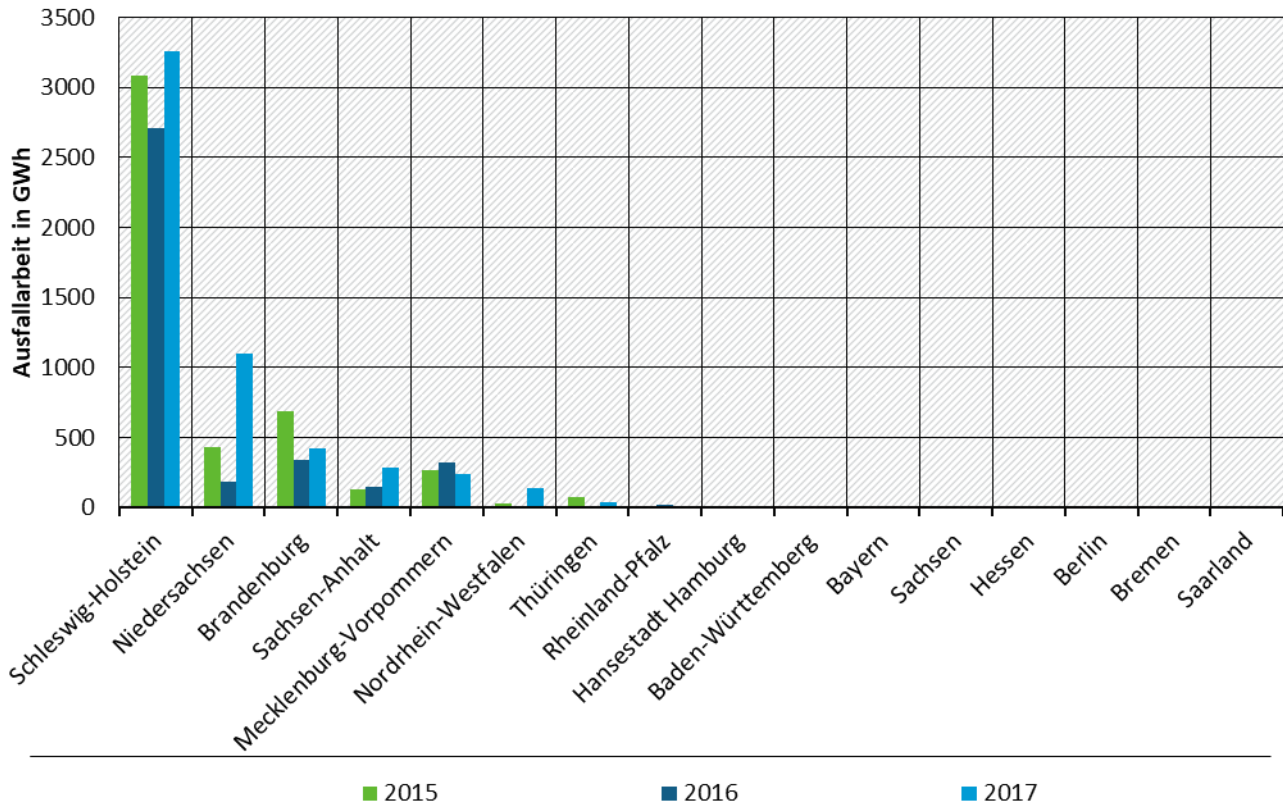


Quelle: Eigene Darstellung Navigant auf Basis von Ecofys, Fraunhofer IWES 2017, BNetzA 2017, 2018

Abbildung 44 zeigt die Entwicklung der Verteilung der Ausfallarbeit der Jahre 2015 bis 2017 auf die Bundesländer. Die Verteilung konzentriert sich hierbei auf wenige Bundesländer. Auf Schleswig-Hol-

stein entfielen zwischen 2015 und 2017 jeweils zwischen 59 und 72 % der gesamten EinsMan-Mengen. Weitere signifikante Mengen an Ausfallarbeit entfallen auf Anlagen in Niedersachsen, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Mecklenburg-Vorpommern.

Abbildung 44: Verteilung der Ausfallarbeit von erneuerbaren Energien nach Bundesländern



Quelle: BNetzA: Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen - Gesamtjahr und Viertes Quartal 2016, 2017

Insbesondere in Niedersachsen ist 2017 ein starker Anstieg der abgeregelten Mengen im Vergleich zu den vorangehenden Jahren zu beobachten. 2017 stiegen die Mengen auf 1.098 GWh von 182 GWh in 2016 und 429 GWh in 2015. Der Anteil Niedersachsens an den EinsMan-Mengen lag 2017 bei knapp 20 %. Laut dem BNetzA-Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Gesamtjahr und viertes Quartal 2017 – ist dies zum einen auf die hohe Zubaurate neuer Windenergieanlagen in Niedersachsen und zum anderen auf die zunehmende Überlastung der 380-kV-Leitung von Dörpen West nach Hanekenfähr zurückzuführen.

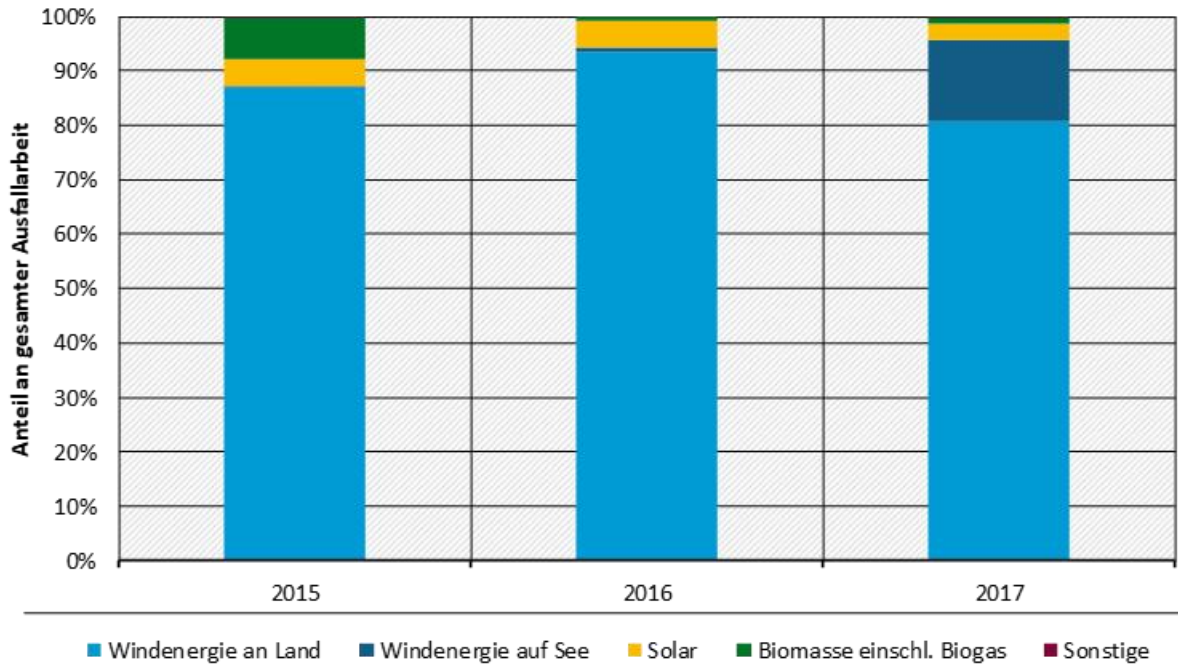
Abbildung 45 stellt die Verteilung der Ausfallarbeit nach Energieträgern für den Zeitraum 2015 bis 2017 dar. Der Großteil der Abregelungen entfiel in allen drei Jahren auf Windenergieanlagen an Land. Während der Anteil von Windenergieanlagen an Land von 2015 auf 2016 von 87 % auf 94 % stieg, sank er 2017 auf 91 %.

2017 wurden 5,5 TWh Strom aus EE durch EinsMan-Maßnahmen abgeregelt. Dies entspricht 2,5 % der gesamten eingespeisten Jahresarbeit von EEG-Anlagen³⁴. Windenergieanlagen an Land waren von Ab-

³⁴ Gemäß AG Energiebilanzen (2018) wurden im Jahr 2017 218,3 TWh Strom aus erneuerbaren Energien bereitgestellt.

regelungen in der Höhe von 4,5 TWh betroffen. Dies entspricht 5,1 % der gesamt eingespeisten Energiemenge von Windenergieanlagen an Land in 2017. Erstmals signifikant betroffen mit 0,8 TWh waren Windenergieanlagen auf See (offshore). Die verbleibenden 0,4 TWh entfielen 2017 auf Photovoltaik- und andere Anlagen an Land. Für betroffene Anlagenbetreiber bietet § 15 EEG den gesetzlichen Rahmen für eine Entschädigung der nicht eingespeisten Energiemengen, sodass das gehäufte Auftreten von Netzensperrungen in einer Region bislang die Investitionsentscheidung nur begrenzt beeinflusst.

Abbildung 45: Verteilung der Ausfallarbeit nach Energieträgern



Quelle: Eigene Darstellung Navigant auf Basis von BNetzA 2017, 2018

8.2 Einsatz von Einspeisemanagement im Status quo

Der Fokus der vorgenommenen Untersuchung wurde auf eine Auswertung der Daten der Netzbetreiber gelegt, deren Netzgebiete in den stark von EinsMan betroffenen Bundesländern liegen. Über 96 % der Abregelungen fanden 2017 in Schleswig-Holstein (59,0 %), Niedersachsen (19,9 %), Brandenburg (7,7 %), Sachsen-Anhalt (5,2 %) und Mecklenburg-Vorpommern (4,3 %) statt. Für die Analyse wurden entsprechend die Daten der größten betroffenen Verteilnetzbetreiber herangezogen: Avacon, MIT-NETZ, E.DIS, EWE und SH Netz. Im Jahr 2017 wurden mit 892 GWh erstmals auch große Mengen der an das Übertragungsnetz angeschlossenen Anlagen abgeregelt. Der Großteil der Abregelungen erfolgte hierbei jedoch bei Windenergieanlagen auf See (826 GWh). Die Abregelungen an Land betrafen hierbei mit 55 GWh vornehmlich 50Hertz und nur mit 11 GWh TenneT. EinsMan-Daten von 50Hertz wurden neben den oben genannten Verteilnetzbetreibern berücksichtigt.

Die Datengrundlage bildet eine von Navigant über mehrere Untersuchungen zusammengestellte Datenbank mit Einträgen zu Maßnahmen des Netzensperrmanagements der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber. Als wesentliche Datenbasis dienen im Internet veröffentlichte Informationen der Netzbetreiber. Die Einträge wurden über den Austausch mit Netzbetreibern und der BNetzA validiert und ergänzt. In den verfügbaren Datensätzen der Netzbetreiber werden die eigenhändig durchgeführten EinsMan-Abrufe abgebildet, allerdings auch die Fälle, in denen der verursachende Netzbetreiber einen nachgelagerten Netzbetreiber anweist, eine entsprechende Energiemenge abzuregeln. Mögliche Über-

schneidungen der Daten bei unterlagerten Netzbetreibern wurden bei der Betrachtung der ausgewählten Netzgebiete berücksichtigt. Die insgesamt einbezogenen Abrufe von EinsMan stellen rund 90 % der durch EinsMan bedingten Ausfallarbeit von Energieträgern an Land im Jahr 2017 dar.

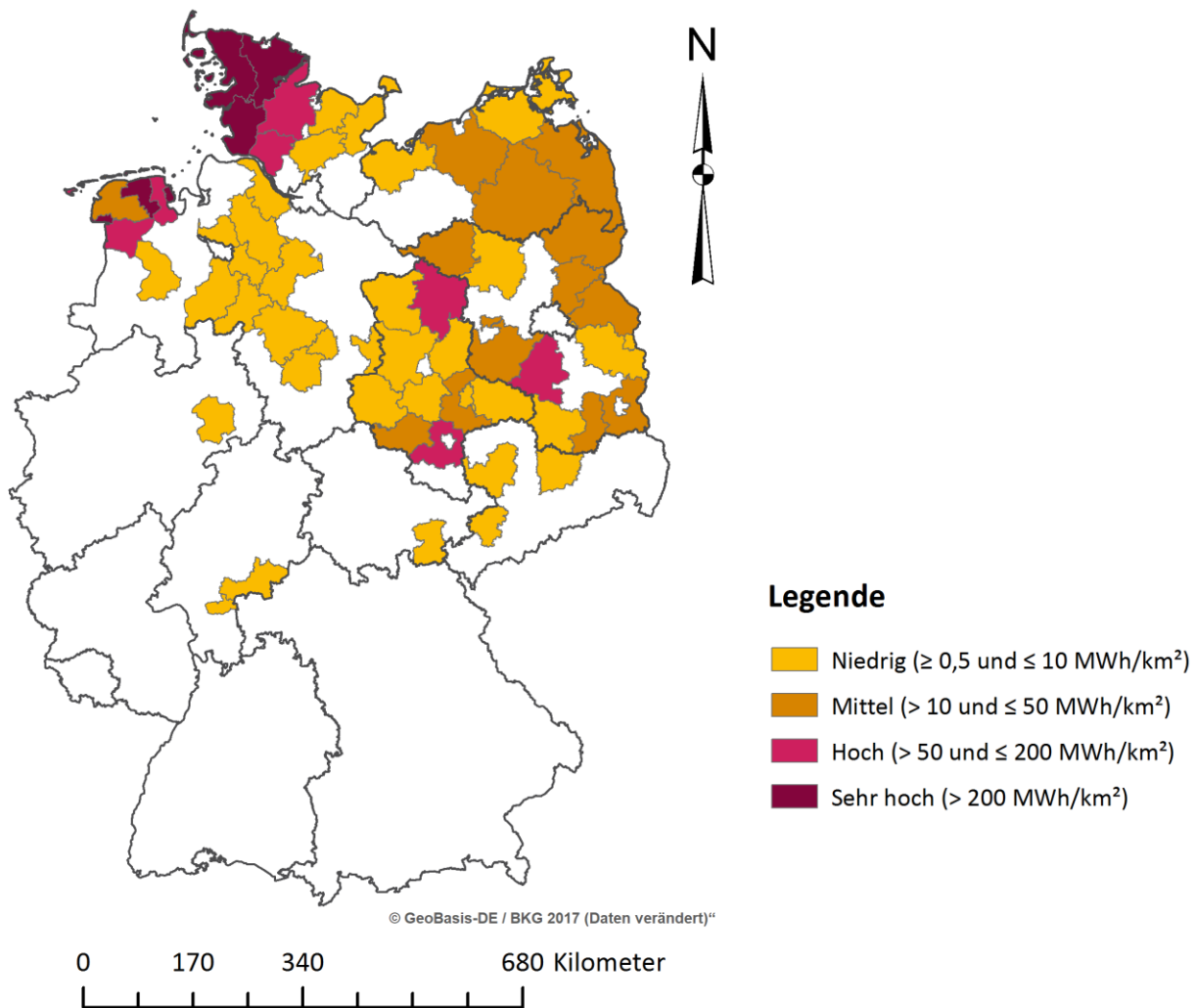
Eine regionale Zuordnung der in den Datensätzen gelisteten Abrufe erfolgt über das überlastete Netzelement, welches ursächlich für die Durchführung der EinsMan-Maßnahmen war. Die entstandene Ausfallarbeit wird demnach verursachungsgerecht der Region zugeordnet, in der der Netzengpass auftrat, mit der Annahme, dass für eine effiziente Entlastung des Netzelements bevorzugt auf Anlagen in der Nähe zurückgegriffen wird. Als räumliche Auflösung wurde die Kreisebene gewählt. Diese erlaubt eine ausreichend genaue räumliche Auflösung stark von EinsMan-Maßnahmen belasteter Gebiete sowie eine hinreichende Genauigkeit bei der Verortung der EinsMan-Maßnahmen zu Regionen. Bei der Zuordnung der Ausfallarbeit auf Kreisebene verbleiben jedoch Unsicherheiten durch Grenzeffekte (Leitungsende nahe einer Kreisgrenze) und die Verfügbarkeit, Einspeisung und Wirkung der Windenergieanlagen auf den Engpass im Einzelfall.

Bei öffentlich verfügbaren Datensätzen konnte nicht auf explizite Angaben zu der entstandenen Ausfallarbeit durch einen EinsMan-Abruf zurückgegriffen werden. Daher wurde die Ausfallarbeit mit Hilfe der maximalen Leistungsreduzierung und angegebener Abregelungsstufen bestimmt. Zum anderen ist davon auszugehen, dass in den Fällen, in denen ein Netzbetreiber einen nachgelagerten Netzbetreiber anweist, eine entsprechende Energiemenge abzuregeln, die tatsächlich abgeregelte Menge von der angewiesenen Menge abweichen kann, da die Netztopologie die Wirksamkeit der Anlagen auf den Netzengpass bestimmt. Um die Reduzierung einer bestimmten Energiemenge an einem überlasteten Netzelement zu erreichen, muss in der Regel eine höhere Menge an einspeisender Leistung abgeregelt werden. In diesen Fällen liegt die abgeschätzte abgeregelte Energiemenge voraussichtlich unter der tatsächlich angefallenen Ausfallarbeit.

Abbildung 46 stellt die Ergebnisse der Abschätzung der Verteilung von Ausfallarbeit in 2017 grafisch dar. Die Abbildung zeigt, dass EinsMan-Maßnahmen insbesondere an den Nordseeküsten von Niedersachsen und Schleswig-Holstein konzentriert sind. Dementsprechend sind besonders stark betroffene Netzbetreiber SH Netz und EWE. Die restlichen Kreise in Schleswig-Holstein und Niedersachsen sind hingegen relativ gering von EinsMan-Maßnahmen betroffen. Da fast 80 % der EinsMan-Mengen auf Schleswig-Holstein und Niedersachsen entfallen und die Mengen mit den Daten der ausgewählten Netzbetreiber weitgehend abgedeckt werden, ist die Betroffenheit in den Landkreisen an der Küste extrem hoch.

In Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern und Sachsen-Anhalt zeigt sich eine weniger konzentrierte Betroffenheit von EinsMan-Maßnahmen. Die Belastung mehrerer Kreise ist als „mittel“ einzuordnen. Lediglich drei vereinzelte Kreise (Saalekreis, Stendal und Teltow-Fläming) weisen eine besonders hohe Konzentration an EinsMan-Maßnahmen auf. Weitere Kreise in den genannten Bundesländern weisen eine niedrige Belastung auf.

Abbildung 46: Abschätzung der Verteilung von Ausfallarbeit von erneuerbaren Energien in 2017 nach Landkreisen



Berücksichtigte Netzbetreiber: 50Hertz, Avacon, E.DIS, EWE, MITNETZ, SH Netz

NAVIGANT

Quelle: Eigene Darstellung Navigant auf Basis Navigant-EinsMan-Datenbank sowie öffentliche Daten ausgewählter Netzbetreiber

8.3 Abschätzung der Entwicklung von Netzengpässen

Bei der Betrachtung zukünftiger Engpässe ist eine gemeinsame Betrachtung von EinsMan und Redispatch erforderlich. Da die Bundesregierung das Ziel gesetzt hat, dass bis 2030 65 % der Nettostromerzeugung von EE bereitgestellt wird, ist zu erwarten, dass EE auch für einen höheren Anteil an netzbedingten Abregelungen in Anspruch genommen werden. Gemäß dem Entwurf des Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus werden zum 1. Oktober 2020 die Prozesse für EinsMan und Redispatch als Planungsprozesse zusammengeführt und nachfolgend allgemein als „Abregelung“ bezeichnet. Der Einspeisevorrang von EE wird relativiert, sodass diese abgeregelt werden, wenn sie aufgrund ihrer räumlichen Nähe zum Engpass eine deutlich höhere Auswirkung auf den Engpass haben als für die Maßnahme zur Verfügung stehende konventionelle Kraftwerke. EE werden mit einem fiktiven Einsatzpreis in der Merit Order des Redispatch-Prozesses berücksichtigt. Der fiktive Einsatzpreis wird von den ÜNB so festgelegt, dass EE im Durchschnitt nur dann abgeregelt werden, wenn dadurch

die Abregelung von mindestens 5 bis 15 Mal so viel konventioneller Energie vermieden werden kann. Der genaue Faktor wird von der BNetzA festgelegt.

Bei der Abschätzung der zukünftigen Abregelungen ist einerseits zwischen Engpässen im Übertragungsnetz und Engpässen im Verteilnetz zu differenzieren. Abregelungen aufgrund von Engpässen im **Verteilnetz** sind schwieriger abzuschätzen als solche, die auf das Übertragungsnetz zurückzuführen sind. Der Einfluss der Verortung des EE-Zubaus auf die bedarfsgerechte Netzplanung nimmt bei den unteren Netzebenen zu. Deswegen wird im Verteilnetz in der Regel erst dann ausgebaut, wenn Anschlussbegehren vorliegen. Laut §14 Abs. 1b EnWG sind Netzbetreiber der Hochspannungsebene verpflichtet, Netzkarten mit Engpassregionen ihres Hochspannungsnetzes zu veröffentlichen. Da bei den Veröffentlichungen der Netzbetreiber in der Regel nicht zwischen bestehenden und zukünftigen Engpässen unterschieden wird, kann die Informationspflicht der Verteilnetzbetreiber nicht genutzt werden, um Prognosen über zukünftige Engpässe abzugeben. Auch die durchgeführten Verteilernetzstudien beinhalten keine quantitativen Angaben über zukünftige Abregelungen. Deswegen ist eine Prognose im Rahmen dieser Studie nicht machbar.

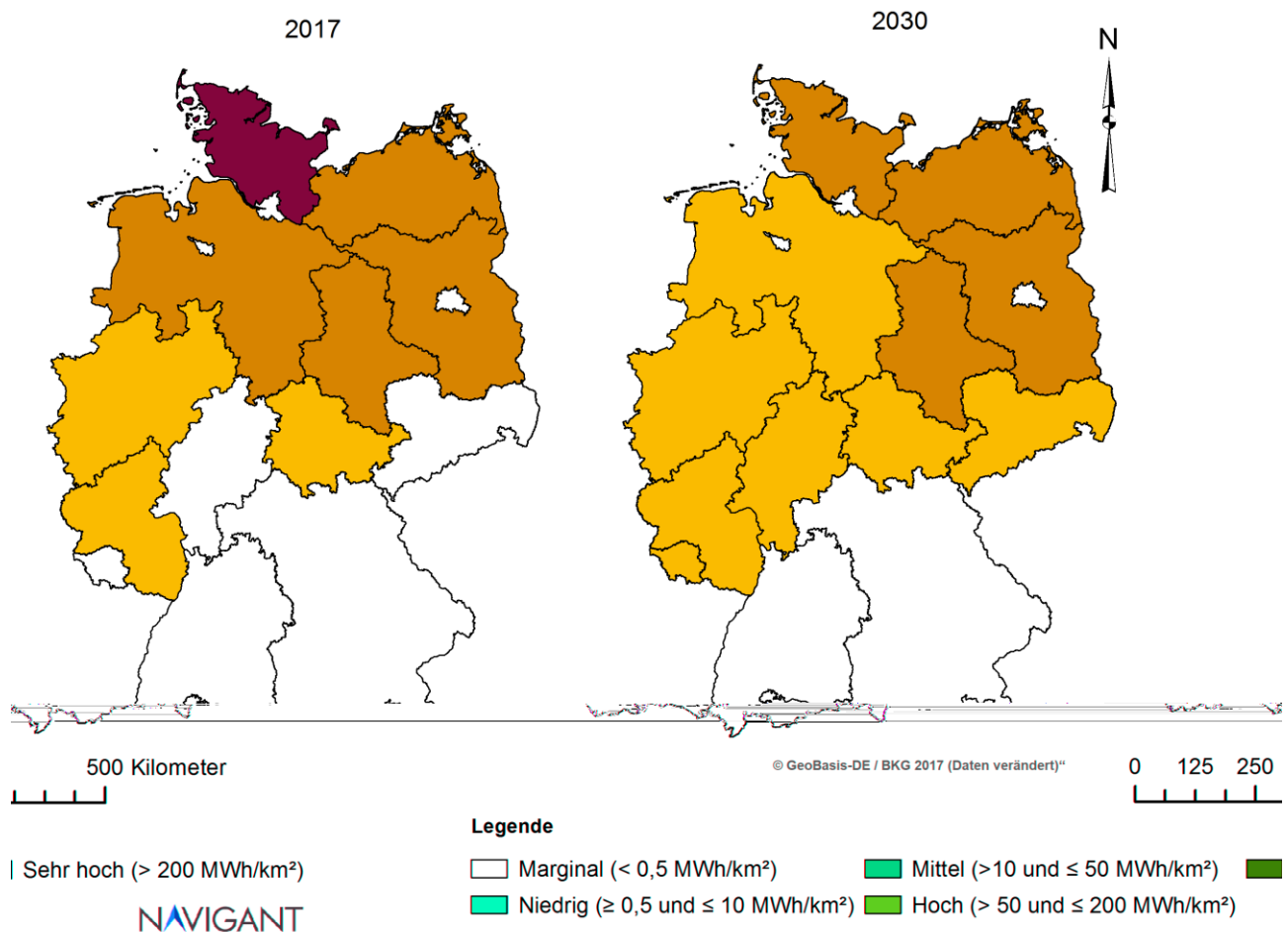
Abregelungen im **Übertragungsnetz** können basierend auf dem Netzentwicklungsplan (NEP) von 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2017) abgeschätzt werden. Hier wird zwischen den Maßnahmen unterschieden, die aufgrund von in der Netzplanung kalkulierten Engpässen im Rahmen der Spitzenkappung³⁵ nach § 11 Abs. 2 EnWG durchgeführt werden, und denen, die aufgrund eines temporären Engpasses durchgeführt werden. Die in der Netzausbauplanung ermittelten temporären Engpässe der Zukunft sind stärkeren Unsicherheiten unterworfen, da diese entweder auftreten, da ungeplante Verzögerungen beim Netzausbau entstehen, oder da die tatsächliche regionale Verteilung von EE-Anlagen von der Planung der Netzbetreiber abweicht.

Die **Spitzenkappung** aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz wird im NEP 2030 (2017) für 2030 nach Bundesländern abgeschätzt. Demnach werden 2030 im Szenario B Energiemengen in Höhe von 2,2 TWh bei Windenergieanlagen an Land sowie 0,8 TWh bei Photovoltaik abgeregelt. Abbildung 47 zeigt die Verteilung der in der Netzplanung kalkulierten Spitzenkappung für 2030 für Windenergie an Land und stellt diese den EE-EinsMan-Mengen aus dem Jahr 2017 gegenüber, wobei die Daten für 2017 vornehmlich Abregelungen aufgrund von temporären Engpässen beinhalten. Zu sehen ist, dass die Abregelungen in Schleswig-Holstein und Niedersachsen durch den Netzausbau bis 2030 erfolgreich reduziert werden. In Thüringen und Hessen ist ein leichter Anstieg der Abregelungen festzustellen. In den anderen Bundesländern sind die Zahlen eher konstant.

Für die Spitzenkappung aufgrund von Engpässen im Verteilnetz gibt es keine Abschätzungen über die regionale Verteilung von zukünftigen Engpässen. Auch Abschätzungen über die erwartete tatsächlich reduzierte Energiemenge, und wie stark sich diese mit der reduzierten Menge aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz überschneidet, liegen nicht vor.

³⁵ Spitzenkappung: Ein Instrument der Netzplanung, nach dem ein Netzengpass nicht durch Netzausbau behoben werden muss, wenn aufgrund des Engpasses nicht mehr als 3 % der Jahresenergie der betroffenen Anlagen abgeregelt werden muss. Das Instrument basiert auf der Annahme, dass ein Netzausbau für die letzte kWh ökonomisch ineffizient ist.

Abbildung 47: Gegenüberstellung der regionalen Verteilung von EinsMan für das Jahr 2017 (links) und kalkulierte Spitzenkappung aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz für das Jahr 2030 (rechts)



Quelle: Eigene Darstellung Navigant auf Basis von BNetzA 2018, 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2017)

Die aufgrund von **temporären Engpässen** im Übertragungsnetz verursachten Abregelungen werden im NEP abgeschätzt. Das Zielnetz des Szenario B wird so ausgelegt, dass Engpässe (über die Planung im Rahmen der Spitzenkappung hinaus) durch den Netzausbau weitgehend vermieden werden (es verbleiben ca. 50 GWh/a Abregelung von EE). Allerdings entstehen Engpässe, wenn das Netz nicht komplett ausgebaut wird. Im NEP 2030 (2017) werden für zwei reduzierte Netzausbauszenarien Abregelungen ermittelt: ein Ausbau des Netzes gemäß Bundesbedarfsplan (BBP)³⁶ sowie ein alleiniger Ausbau der bisher konkret in Planung befindlichen Projekte (Startnetz).

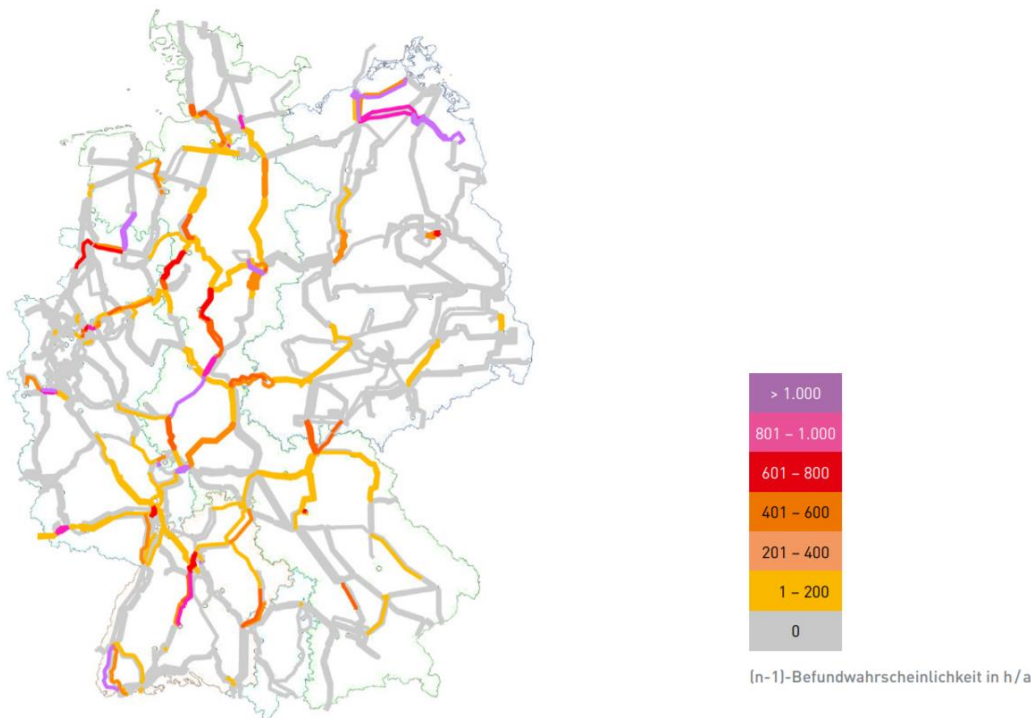
Für den Ausbau nach BBP weist der NEP in 2030 ca. 8 TWh an Abregelungen aus. Falls es Verzögerungen bei der Umsetzung des BBP gibt, werden größere Mengen an Abregelungen notwendig. Für das sogenannte Startnetz weist der NEP Abregelungen in Höhe von 44 TWh aus.

Ein Indikator für die regionale Verteilung dieser möglichen Abregelungen ist in Abbildung 48 gegeben. Diese zeigt die Häufigkeit von unzulässig hohen Leitungsauslastungen bei Ausfall eines Netzelementes

³⁶ Im Bundesbedarfsplangesetz hält der Gesetzgeber mindestens alle 4 Jahre verbindlich fest, welche Netzausbaumaßnahmen zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs notwendig sind. Hierfür übermittelt die BNetzA die bestätigten NEPs. Das Bundesbedarfsplangesetz vom 31.12.2015 enthält 62 der 63 Maßnahmen des von der BNetzA bestätigten NEP beziehungsweise der 92 Maßnahmen des NEP 2024 für das Zieljahr 2024.

für das Jahr 2030 im BBP-Netz. Hier ist zu sehen, dass Engpässe in allen Regionen Deutschlands auftreten können. Auch in Süddeutschland können erhebliche Engpässe entstehen. Lediglich im Osten Deutschlands sind nur geringfügige Engpässe prognostiziert, mit Ausnahme von Mecklenburg-Vorpommern, wo einzelne Leitungen stark betroffen sind.

Abbildung 48: Häufigkeit von unzulässig hohen Leitungsauslastungen bei Ausfall eines Netzelements im BBP-Netz für das Jahr 2030



Quelle: 50 Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2017)

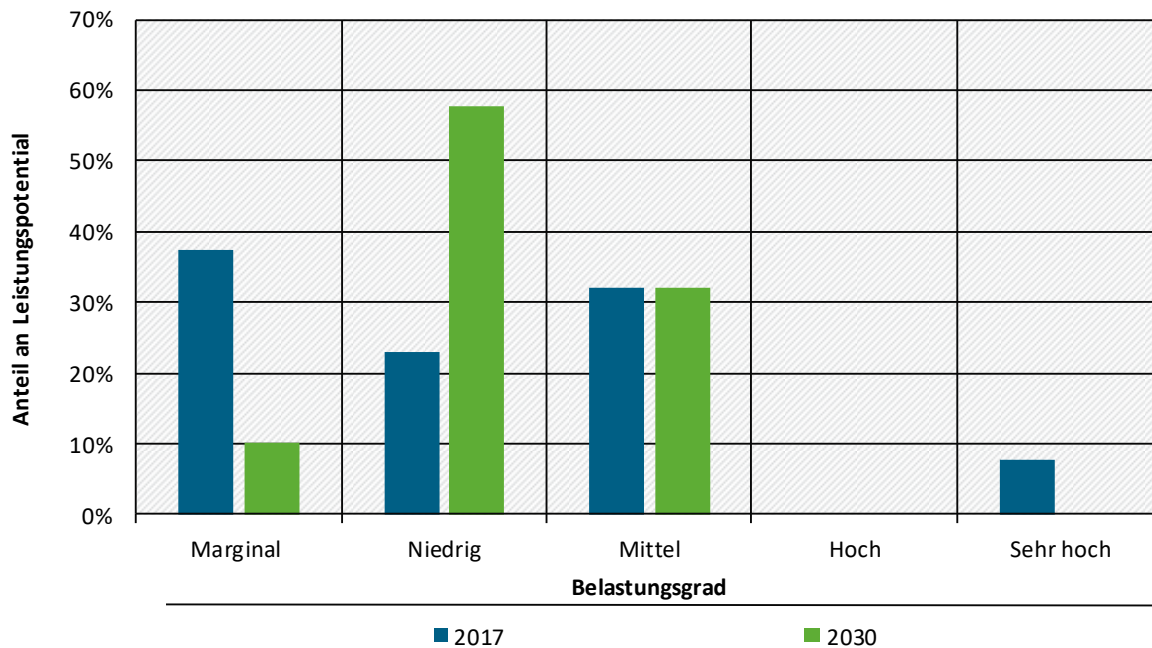
8.4 Abschätzung der Verteilung des ermittelten Leistungspotenzials auf von Abregelungen betroffene Regionen

In diesem Abschnitt wird das ermittelte Leistungspotenzial der Ende 2017 und Ende 2030 freien Flächen mit der Betroffenheit der Bundesländer von Abregelungen im Status Quo und durch Spitzenkapung gemäß NEP im Jahr 2030 gegenübergestellt. Von einer Gegenüberstellung auf Landkreisebene für den Status Quo wird abgesehen, da die Unsicherheiten der Zuordnung der Abregelungen auf Landkreise zu hoch ist. Die Darstellung der aktuellen Betroffenheit nach Landkreisen (s. Abbildung 46) dient zur Einschätzung der Konzentration der Flächen. Sie ist jedoch nicht geeignet, um mit angemessener Sicherheit Aussagen über die Betroffenheit der ausgewiesenen Flächen innerhalb eines einzelnen Landkreises zu treffen.

Bei der Analyse der Ende 2017 und Ende 2030 freien Flächen werden die rechtskräftigen Flächen und die Entwurfsflächen der Regionalplanung und die Windflächen der Bauleitplanung herangezogen. Die Entwurfsflächen sind Ende 2017 noch nicht verfügbar und unterliegen Unsicherheiten. Für die Gegenüberstellung der Ende 2017 freien Flächen mit den Ende 2030 freien Windflächen ist die Einbeziehung aller ermittelten Windflächen notwendig, um eine konsistente Betrachtung der Flächenkulisse für beide Zeitpunkte zu gewährleisten. Zum Beispiel wären die Flächen in Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern bei einem Ausschluss der freien Entwurfsflächen im Jahr 2017 vollständig nicht in der Analyse enthalten, da hier ausschließlich Entwurfsflächen vorliegen.

Abbildung 49 zeigt die Verteilung der ermittelten Leistungspotenziale der Ende 2017 freien Flächen auf die Betroffenheit der Region von Abregelungen im Status Quo. Dem gegenübergestellt ist die Verteilung der ermittelten Leistungspotenziale der Ende 2030 freien Flächen auf die Betroffenheit der Region von Abregelungen im Jahr 2030.

Abbildung 49: Verteilung des Leistungspotenzials der Ende 2017 und Ende 2030 freien Flächen nach der Betroffenheit von Abregelungen im Status Quo und im Jahr 2030



Quelle: Eigene Darstellung Navigant auf Basis von BNetzA 2018, 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2017)

Die **Ende 2017** freien Flächen entfallen zu mehr als einem Drittel auf Bundesländer, in denen Windenergieanlagen an Land im Status Quo nur **marginal** von Abregelungen betroffen sind. Im Status Quo sind im Vergleich der Betroffenheit der Bundesländer nur die Windenergieanlagen an Land in Schleswig-Holstein **sehr stark** von Abregelungen betroffen. Das ermittelte Leistungspotenzial der ausgewiesenen Windflächen in Schleswig-Holstein beträgt hierbei 8 % der ermittelten Leistungspotenziale Deutschlands. Etwa ein Viertel der Ende 2017 freien Windflächen liegt in Bundesländern, welche **gering**, ein Drittel in Bundesländern welche **mittel** betroffen sind.

Ein Großteil des Leistungspotenzials der **Ende 2030** freien Flächen ist von Abregelungen betroffen. Nur noch ein Zehntel des Potenzials steht in Bundesländern, in denen Windenergieanlagen nur **marginal** von Abregelungen betroffen sein werden. Der Anteil der Leistungspotenziale in **niedrig** betroffenen Regionen steigt auf fast 60 %. Dies ist einerseits auf den Anstieg der Betroffenheit einzelner in 2017 nur marginal betroffener Bundesländer zurückzuführen (Hessen, Sachsen, Saarland), andererseits sinkt die Betroffenheit von Abregelungen in Niedersachsen ab (vgl. Abbildung 47). Das Leistungspotenzial der Flächen in Regionen, die **mittel** stark von Abregelungen betroffen sein werden, bleibt dennoch weitgehend konstant, da Windenergieanlagen an Land in Schleswig-Holstein in 2030 nicht mehr sehr hoch sondern nur mittel stark betroffen sein werden. In 2030 werden Bundesländer nicht mehr stark oder sehr stark von Abregelungen betroffen sein.

Der Anstieg des Anteils der Potenziale, die in Bundesländern liegen, die mindestens niedrig betroffen sind, ist damit zu begründen, dass bis 2030 vermehrt das Instrument der Spitzenkappung eingesetzt wird und zu Abregelungen führt. Die Zahl der Flächen in hoch und sehr hoch belasteten Bundesländern sinkt auf null, da durch den Netzausbau temporäre Engpässe behoben werden.

9 Auswirkungen niedriger spezifischer Flächenleistungen in Norddeutschland auf das Einspeiseverhalten des Zubaus der Windenergie an Land

Ein derzeit diskutierter Ansatz zur Vermeidung von Netzengpässen und damit EE-Abregelungen ist die angepasste Auslegung von Windenergieanlagen. Der Ansatz baut auf der Hypothese auf, dass eine konstantere Einspeisung mit geringeren Einspeisespitzen durch niedrigere spezifische Flächenleistungen von Anlagen den Netzausbaubedarf reduziert beziehungsweise EE-Abregelungen senkt.

Mit dieser Untersuchung soll ein erster Beitrag zur Beantwortung der Fragestellung geleistet werden, ob eine Förderung von Schwachwindanlagen in den am stärksten von EinsMan betroffenen Regionen Norddeutschlands EE-Abregelungen vermeidet. Diese erfolgt über eine erste Abschätzung der Größenordnung der Auswirkungen eines Zubaus an Windenergieanlagen in Norddeutschland mit einer niedrigeren spezifischen Flächenleistung als der erwarteten Flächenleistung auf das EE-Einspeiseverhalten. Die spezifische Flächenleistung ergibt sich aus dem Quotienten der installierten Leistung in W und der vom Rotor überstrichenen Fläche in m^2 . Darüber hinaus werden die damit verbundenen Rückwirkungen auf das Leistungspotenzial in Norddeutschland (installierbare Leistung und jährliche Strommengen) untersucht.

9.1 Methodisches Vorgehen und Abgrenzung des Untersuchungsraums

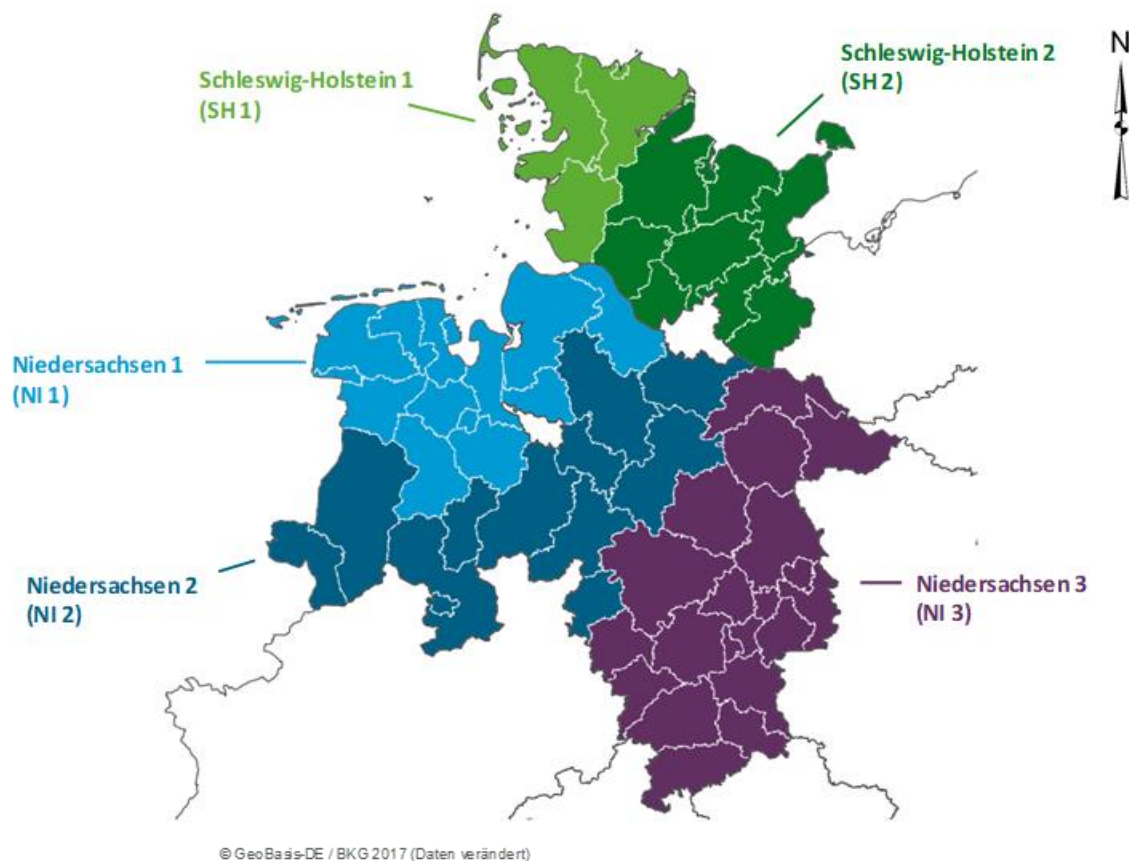
9.1.1 Abgrenzung der Region Norddeutschland

Die Analyse erfolgt für Schleswig-Holstein und Niedersachsen. Die Auswahl der untersuchten Bundesländer beruht auf der Belastung durch EinsMan und der (zukünftigen) durchschnittlichen Anlagenkonfiguration auf Bundeslandebene. Wie in Kapitel 8.2 dezidiert untersucht, entfielen 2017 ca. 80 % der Ausfallarbeit auf Schleswig-Holstein und Niedersachsen. Darüber hinaus hebt sich die spezifische Flächenleistung neu installierter Anlagen in Niedersachsens und Schleswig-Holsteins von anderen Bundesländern ab, wie im folgenden Abschnitt erläutert.

Die Analyse für Schleswig-Holstein und Niedersachsen erfolgt über eine Betrachtung von 5 Regionen gemäß Abbildung 50. Die Regionen sind landkreisscharf abgegrenzt und wurden auf Basis der folgenden drei Einflussfaktoren definiert:

- ▶ die durchschnittlichen Windbedingungen nach Deutsche WindGuard 2017,
- ▶ die Betroffenheit von Ausfallarbeit (s. Abbildung 46) und
- ▶ die aktuelle Flächenkulisse der jeweiligen Region.

Abbildung 50: Unterteilung des Untersuchungsgebietes in 5 Regionen



Quelle: Eigene Darstellung Navigant

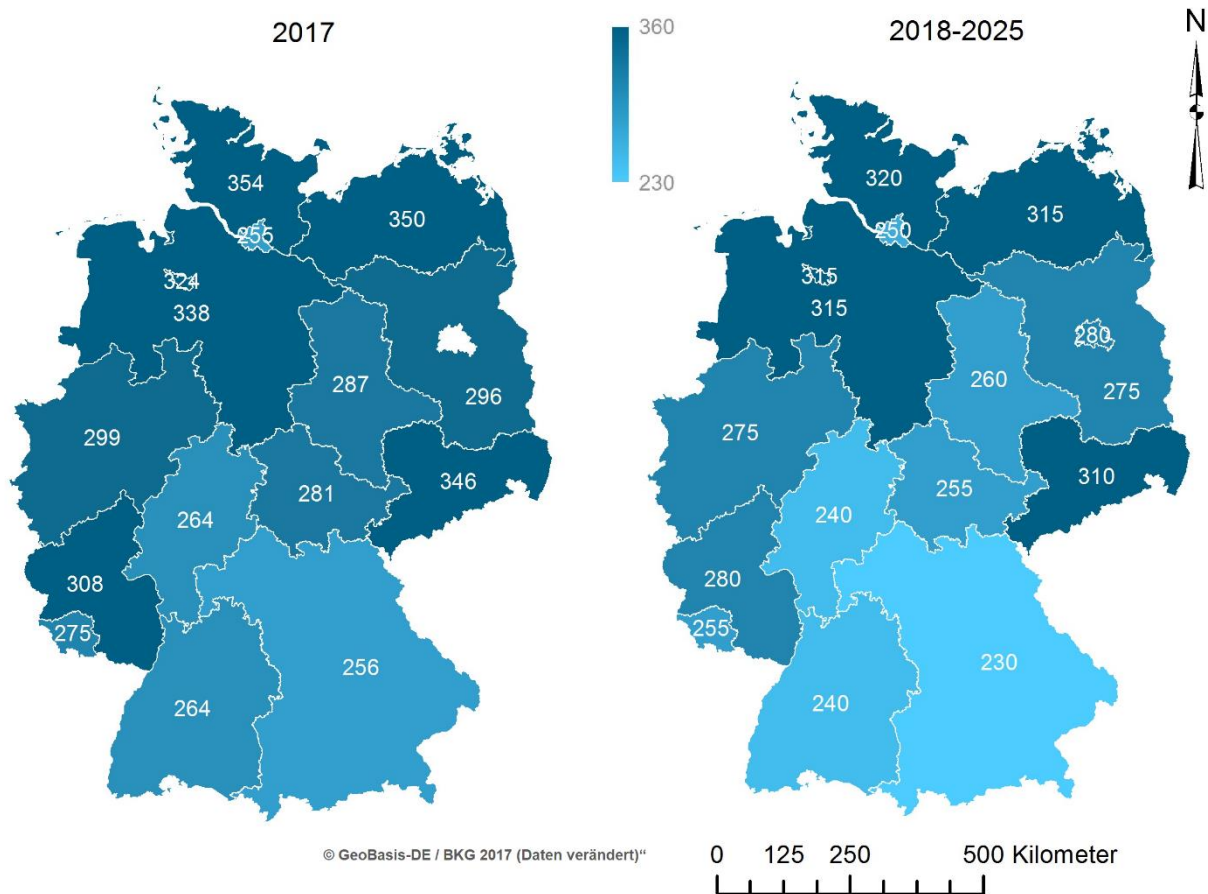
9.1.2 Anlagenkonfiguration

Abbildung 51 stellt die durchschnittliche spezifische Flächenleistung in W/m^2 des Zubaus im Jahr 2017 und die im Rahmen dieser Studie erwarteten Anlagenkonfiguration für den Zeitraum 2018–2025 (s. Abschnitt 3.4) je Bundesland gegenüber.

Insgesamt ist eine klare Abgrenzung der durchschnittlichen spezifischen Flächenleistung der Bundesländer gemäß der durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten in Nord-, Mittel- und Süddeutschland zu erkennen. Lediglich Sachsen und einzelne Stadtstaaten fallen aus dem Muster.

Für die Bundesländer Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern wird für den Zeitraum 2018–2025 eine durchschnittliche spezifische Flächenleistung von $315\text{--}320 \text{ W/m}^2$ erwartet, was unter Annahme einer Anlagenleistung von 3.500 kW einem Rotordurchmesser von ca. 120 m entspricht.

Abbildung 51: Durchschnittliche spezifische Flächenleistung in W/m^2 nach Bundesländern im Basisszenario für 2017 (links) und für den Zeitraum 2018–2025 (rechts)



Quelle: Eigene Darstellung Navigant auf Basis Deutsche WindGuard 2018 sowie eigener Analyse für 2018–2025

Eine geringere spezifische Flächenleistung der Anlagen in Norddeutschland im Vergleich zum Basisszenario kann somit entweder über die Erhöhung des Rotordurchmessers und/oder die Reduzierung der Nennleistung erfolgen.

Das alternative Anlagendesign mit geringerer spezifischer Flächenleistung in Norddeutschland wird entsprechend dem erwarteten Anlagendesign in Süddeutschland gewählt. Dies entspricht der Beibehaltung der installierten Leistung des Basisszenarios von 3.500 kW und einer Erhöhung des Rotordurchmessers von ca. 120 m auf 140 m. Somit ergibt sich eine spezifische Flächenleistung von 227 W/m^2 , welche ungefähr der erwarteten durchschnittlichen Flächenleistung in Bayern entspricht.

Es gibt keine klare Tendenz, ob eine Festlegung einer maximalen spezifischen Flächenleistung zu einer Erhöhung des Rotordurchmessers oder einer Reduzierung der Generatorgröße führen würde. Die Auswirkungen sind projektspezifisch sehr unterschiedlich. Die Entwicklung der letzten Jahre zu geringeren spezifischen Flächenleistungen ist auf den Anstieg der Rotordurchmesser trotz steigender durchschnittlicher Generatorleistungen zurückzuführen.

Die Ermittlung der Einspeisezeitreihen erfolgt auf Basis der Annahme einer Nabenhöhe von 120 m für beide Szenarien. Dies entspricht der Nabenhöhe aktuell installierter Anlagen. In Norddeutschland sind die Energieertragsvorteile bei einer Erhöhung der Nabenhöhe im Vergleich zu Süddeutschland gering. Demgegenüber stehen steigende Investitionskosten. In beiden Szenarien ergibt sich bei 120 m Naben-

höhe eine Gesamtbauhöhe unterhalb von 200 m. In Schleswig-Holstein wurden bisher meist Nabhöhen bis zu 100 m und Gesamtbauhöhen bis 150 m realisiert. Die aktuell im Entwurfsstadium befindlichen Flächen basieren jedoch auf einer Gesamtbauhöhe von 200 m.

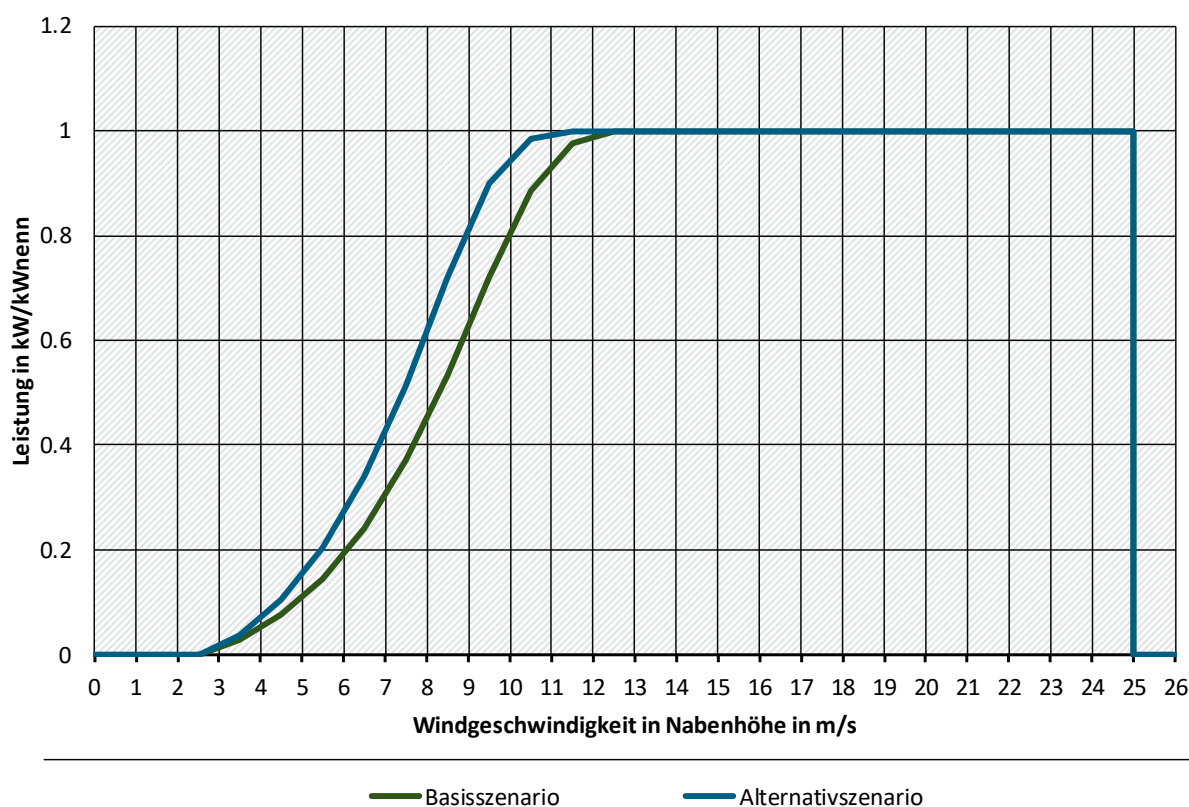
Tabelle 22 fasst die Anlagenkonfiguration des Basisszenarios und des Alternativszenarios für Schleswig-Holstein und Niedersachsen zusammen.

Tabelle 22: Durchschnittliche Anlagenkonfiguration für Schleswig-Holstein und Niedersachsen im Basisszenario und im Alternativszenario

	Spezifische Flächenleistung [W/m^2]	Installierte Leistung [kW]	Rotordurchmesser [m]	Nabhöhe [m]
Basisszenario	315-320	3.500	118-119	120
Alternativszenario	227	3.500	140	120

Abbildung 52 zeigt die Leistungskennlinien für die Anlagenkonfiguration im Basisszenario und im Alternativszenario. Die Leistungskennlinien wurden je Szenario über einen Vergleich der Leistungskennlinien aktuell am Markt verfügbarer Anlagen der neusten Anlagengeneration mit nahezu identischen Anlagenkonfigurationen (installierte Leistung, Rotordurchmesser) bestimmt.

Abbildung 52: Leistungskennlinien der Beispielanlagen im Basisszenario mit 120 m Rotordurchmesser und im Alternativszenario mit 140 m Rotordurchmesser



Quelle: Eigene Darstellung Navigant

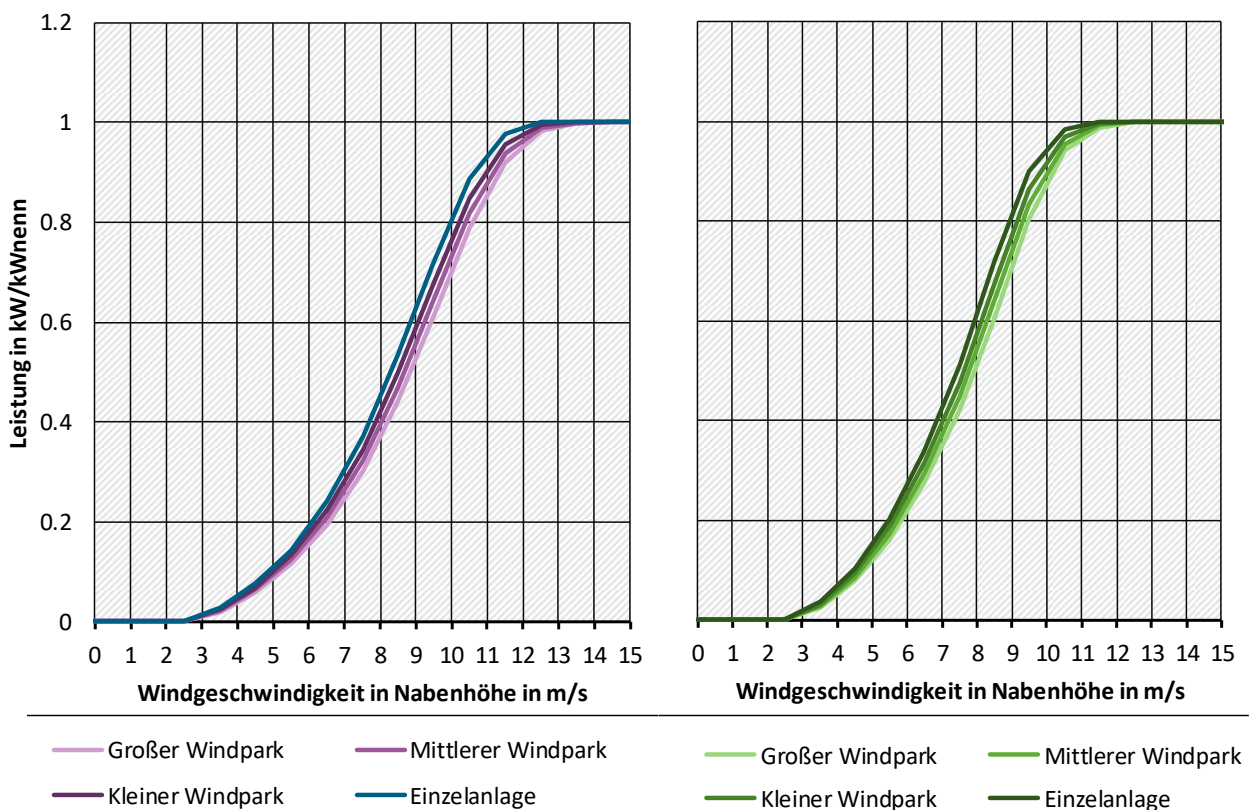
Die Vergrößerung des Rotordurchmessers führt zu einer Verschiebung der Leistungskennlinie nach links. Bei Windgeschwindigkeiten im Teillastbereich (ca. 3 bis 12 m/s) wird bei größeren Rotordurchmessern eine erhöhte Einspeisung der Einzelanlage erzielt.

9.1.3 Ertragsminderung durch Verluste

Die theoretischen Leistungskennlinien einzelner Anlagen unterliegen in der Realität Verlusten. Den größten Einfluss auf die Energieerträge haben Abschattungsverluste der Windenergieanlagen in einem Windpark untereinander. Zur Vereinfachung wird hier für 3 verschiedene Parkgrößen (Klein: 1-6 WEA; Mittel: 7-14 WEA; Groß: über 14 Anlagen) der Einfluss der Abschattungsverluste im Basis- und im Alternativszenario unter Berücksichtigung der Anlagenabstände in Abhängigkeit des jeweiligen Rotordurchmessers beispielhaft untersucht. Die Verluste fallen je nach Windgeschwindigkeit unterschiedlich hoch aus. Mit steigender Windgeschwindigkeit sinken die Verluste.

Abbildung 53 stellt die Parkleistungskennlinien für die 3 Parkgrößen je Szenario den Leistungskennlinien einer Einzelanlage gegenüber. Mit steigender Leistung steigen die absoluten Verluste, wobei die relativen Verluste sinken. Bei ausreichend hohen Windgeschwindigkeiten ab 13-14 m/s im Basisszenario beziehungsweise 11-12 m/s im Alternativszenario sinken die Verluste auf 0. Die Abschattungsverluste im Basisszenario (5,0-12,8 % am Beispielstandort) liegen leicht oberhalb der Verluste im Alternativszenario (4,6-11,2 %).

Abbildung 53: Parkleistungskennlinien unter Berücksichtigung von Abschattungsverlusten am Beispielstandort für die Beispielanlagen mit 120 m Rotordurchmesser (links) und 140 m Rotordurchmesser (rechts)



Quelle: Eigene Darstellung Navigant

Des Weiteren werden bei der Ermittlung der Einspeisung elektrische Verluste in Abhängigkeit der Parkgröße (1,5-3,5 %) und Verschmutzungs- und Abnutzungsverluste (1 %) berücksichtigt. Zeitlich abhängige Verluste (z. B. Witterungsverluste durch Eis) wurden nicht berücksichtigt.

9.1.4 Modellierung der Einspeisezeitreihen für ausgewiesene Flächen

Die Ermittlung der Einspeisezeitreihen für den Zubau erfolgt für die ausgewiesenen Flächen für Windenergie an Land in Schleswig-Holstein und Niedersachsen. Betrachtet werden die freien Windflächen

2025 unter Berücksichtigung des Anlagenbestands für das Basisszenario und das Alternativszenario gemäß der Methodik aus Kapitel 3.

Die stündliche Einspeisung des Zubaus wird je ausgewiesener Fläche für den Windpark über die jeweilige Parkleistungskennlinie entsprechend der Anlagenkonfiguration und der Parkgröße und die stündliche mittlere Windgeschwindigkeit am Standort auf Nabenhöhe unter Berücksichtigung der elektrischen Verluste und der Verschmutzungs- und Abnutzungsverluste ermittelt. Für die Analyse werden die Einspeiselinien der Standorte aggregiert.

Die Betrachtung erfolgt für zwei Jahre mit unterschiedlichen Windverhältnissen. Für die Modellierung der Einspeisezeitreihen werden die historischen Wetterdaten der Jahre 2015 und 2016 herangezogen. 2015 war ein vergleichsweise windstarkes Jahr, während 2016 ein windschwaches Jahr war.

Tabelle 23: IWR-Windertragsindex jeweils im Vergleich zum vorherigen 10-Jahreszeitraum

Jahr	Küstengebiete	Binnenland
2011	+3,5	+2,3
2012	-5,8	-0,4
2013	-10,9	-5,5
2014	-12,9	-3,3
2015	+2,7	+12,0
2016	-18,3	-15,1
2017	-7,9	-9,0

Quelle: IWR (2018), <http://www.iwr.de/wind/wind/windindex/index.html>

9.2 Auswirkungen auf das Leistungspotenzial

Tabelle 24 fasst die Auswirkungen des im Alternativszenario abgebildeten Zubaus mit WEA mit niedriger spezifischer Flächenleistung auf das Leistungspotenzial bis 2025 gegenüber dem Basisszenario zusammen. Die Anzahl installierbarer WEA auf den ausgewiesenen Flächen sinkt durch den größeren Rotordurchmesser und die dadurch höheren Abstände der WEA untereinander um 25 %. Über die höheren Volllaststunden der Einzelanlagen von im Durchschnitt 20 % für das Wetterjahr 2015 reduziert sich der Effekt auf die Energiemengen. Im Alternativszenario liegen die Energiemengen um 10 % unterhalb der erreichbaren Energiemengen im Basisszenario.

Tabelle 24: Auswirkung einer geänderten Anlagenkonfiguration im Alternativszenario auf das Leistungspotenzial bis 2025 gegenüber dem Basisszenario

	Anzahl Anlagen	Installierbare Leistung [GW]	Volllaststunden* [h/a]	Energiemengen* [TWh]
Basisszenario	2.880	10,1	3.550	35,9
Alternativszenario	2.170	7,6	4.250	32,3
Veränderung in Prozent	-25 %	-25 %	+20 %	-10 %

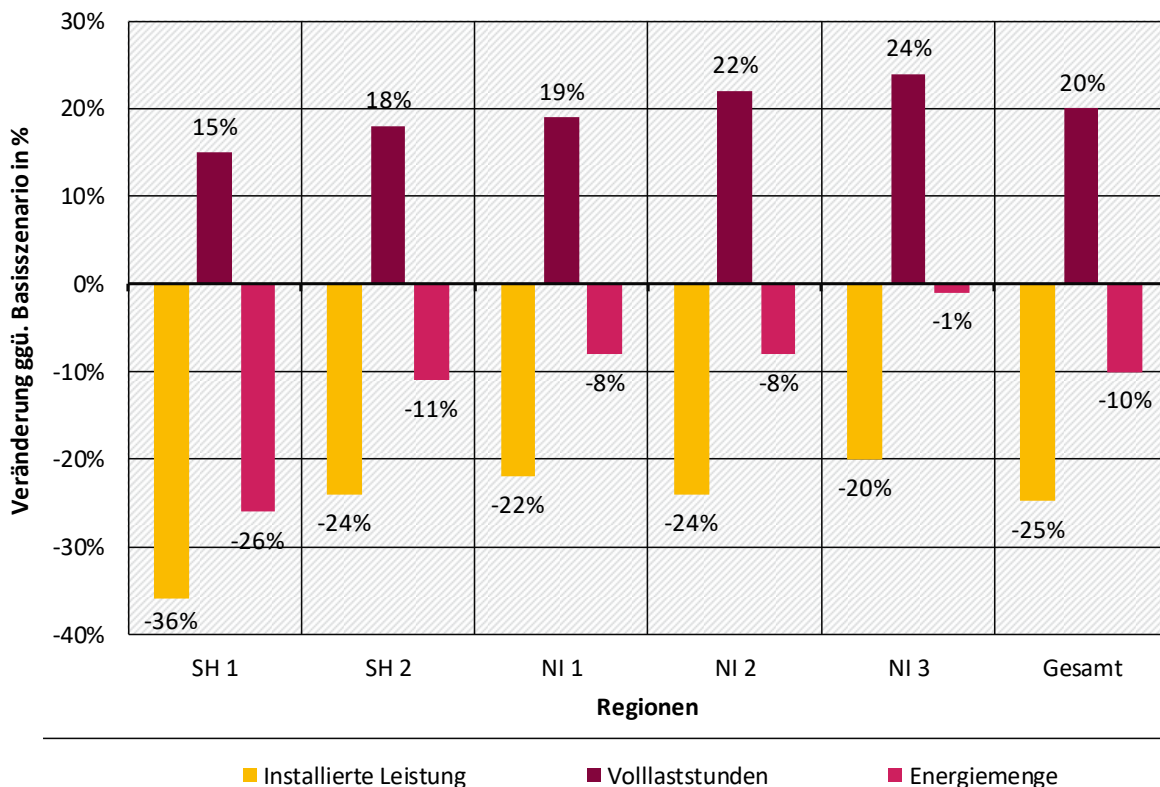
* Volllaststunden und Energiemengen basieren auf dem Wetterjahr 2015

Sollen in der betrachteten Region dieselben Energiemengen durch Windenergie an Land umgesetzt werden wie im Basisszenario, müssen weitere Flächen der Windenergie an Land zur Verfügung gestellt werden. Der Flächenbedarf im Alternativszenario liegt um 11 % höher als im Basisszenario. Die Anzahl der benötigten WEA beziehungsweise der installierbaren Leistung liegt hierbei aufgrund der

höheren durchschnittlichen Volllaststunden weiterhin 16 % unterhalb des Basisszenarios. Für den hypothetischen Fall nicht bebauter Flächen („Grüne Wiese“) liegt die installierbare Leistung im Alternativszenario 20 % unterhalb des Basisszenarios.

Abbildung 54 fasst die Abweichungen bei der installierten Leistung, den Volllaststunden und den Energiemengen des Alternativszenarios gegenüber dem Basisszenario für die 5 Regionen in Schleswig-Holstein und Niedersachsen zusammen. In allen Regionen liegt im Alternativszenario die installierbare Leistung unterhalb, die Volllaststunden oberhalb und die Energiemengen unterhalb des Basisszenarios. Die Abweichungen zwischen den Regionen sind jedoch beträchtlich.

Abbildung 54: Prozentuale Veränderung der installierbaren Leistung, der Volllaststunden und der Energiemengen der einzelnen Regionen und Gesamt (Wetterjahr 2015)



Quelle: Eigene Darstellung Navigant; Volllaststunden und Energiemengen basieren auf dem Wetterjahr 2015

In der Region Schleswig-Holstein 1 (windstärkste Region, Nordseeküste) wirkt sich die Verringerung der spezifischen Flächenleistung des Zubaus mit -36 % am stärksten auf die installierbare Leistung aus. In den anderen vier Regionen liegt die installierbare Leistung im Alternativszenario hingegen zwischen 20 und 24 % unterhalb des Basisszenarios. Die Region Schleswig-Holstein 1 ist von großen Vorrangflächen geprägt. Mit steigender Flächengröße steigt aufgrund des Randeffects (s. Abschnitt 3.5) der Bedarf an Bodenfläche je MW Nennleistung. Bei steigendem Rotordurchmesser führt der Effekt zu einer stärkeren Reduzierung der installierbaren Leistung.

Die Volllaststunden im Alternativszenario liegen zwischen 15 und 24 % oberhalb des Basisszenarios. Entscheidend ist die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit je Standort. Bei Windgeschwindigkeiten unterhalb von 3 m/s und oberhalb von 12 m/s zeigt der größere Rotordurchmesser keine Wirkung (s. Abbildung 52). Entscheidend ist der Anteil der Stunden mit Windgeschwindigkeiten im Teillastbereich. In den küstennahen, windstarken Standorten werden WEA häufiger unter Volllast betrieben. An weniger windstarken Standorten wirkt sich hingegen die höhere Häufigkeit des Teillastbe-

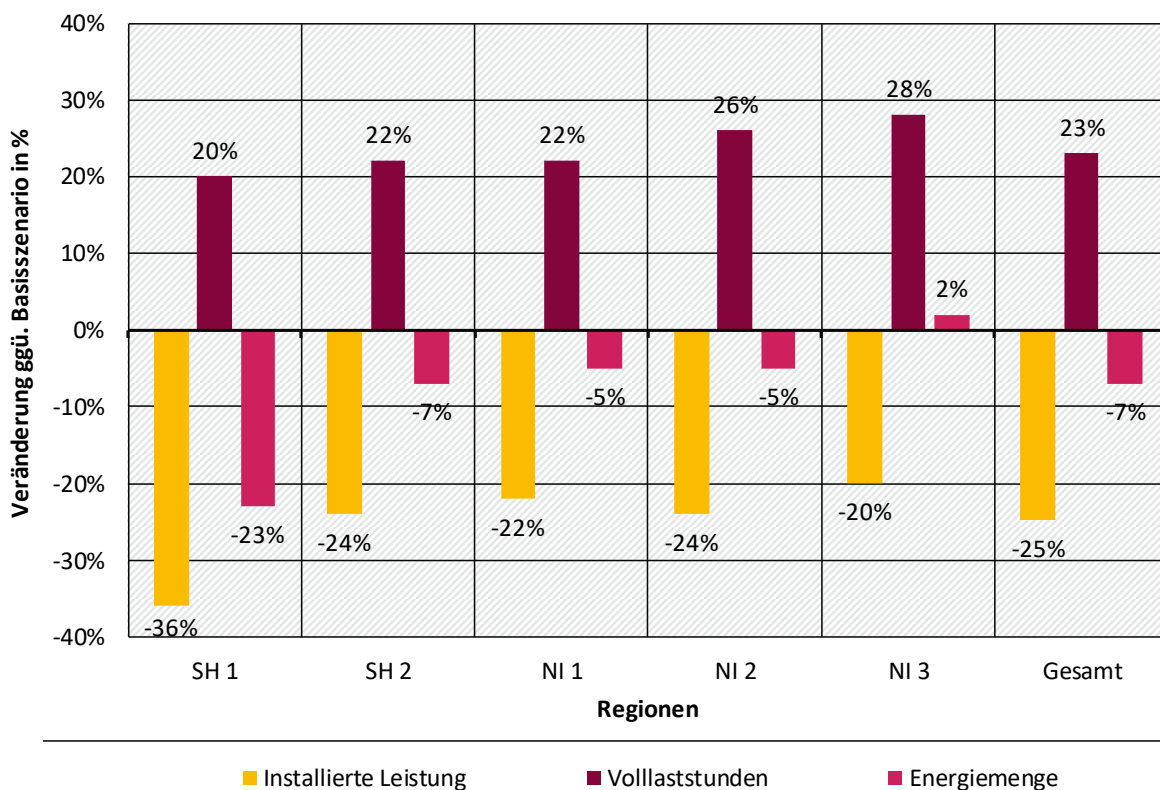
triebs übermäßig positiv auf die Steigerung der Volllaststunden im Alternativszenario aus. Der Spitzenwert von +24 % gegenüber dem Alternativszenario wird demnach in der Region Niedersachsen 3 erreicht.

Das Produkt aus installierbarer Leistung und Volllaststunden ergibt die Energiemengen je Region. So liegen die Verluste der Energiemengen im Alternativszenario in den von stärkeren Einbußen bei der installierbaren Leistung und verhältnismäßig geringeren Effekten auf die Volllaststunden geprägten Regionen in Schleswig-Holstein über dem Durchschnitt. In Niedersachsen hingegen wirkt sich der stärkere Anstieg der Volllaststunden positiv aus und die Verluste der Energiemengen im Alternativszenario liegen unter dem Durchschnitt. In der Region Niedersachsen 3 liegen die Energiemengen sogar fast auf dem Niveau des Basisszenarios.

Die Auswirkung der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit auf die Volllaststunden und Energiemengen zeigt sich ebenfalls über den Vergleich der Einspeisungen im windstarken Wetterjahr 2015 mit dem windschwachen Wetterjahr 2016. Die schlechteren Windverhältnisse führen sowohl im Basisszenario als auch im Alternativszenario zu insgesamt geringeren Volllaststunden und Energiemengen als im windstarken Wetterjahr. Aufgrund der höheren Häufigkeit der Windgeschwindigkeiten im Intervall von 3 bis 12 m/s wirkt sich die Anlagenkonfiguration mit 140 m Rotordurchmesser im Alternativszenario jedoch stärker auf die Volllaststunden und Energiemengen im Vergleich zum Anlagendesign im Basisszenario aus.

Abbildung 55 zeigt die Abweichungen der Volllaststunden und Energiemengen im Alternativszenario gegenüber dem Basisszenario basierend auf dem windschwachen Wetterjahr 2016.

Abbildung 55: Prozentuale Veränderung der installierbaren Leistung, der Volllaststunden und der Energiemengen der einzelnen Regionen und Gesamt (Wetterjahr 2016)



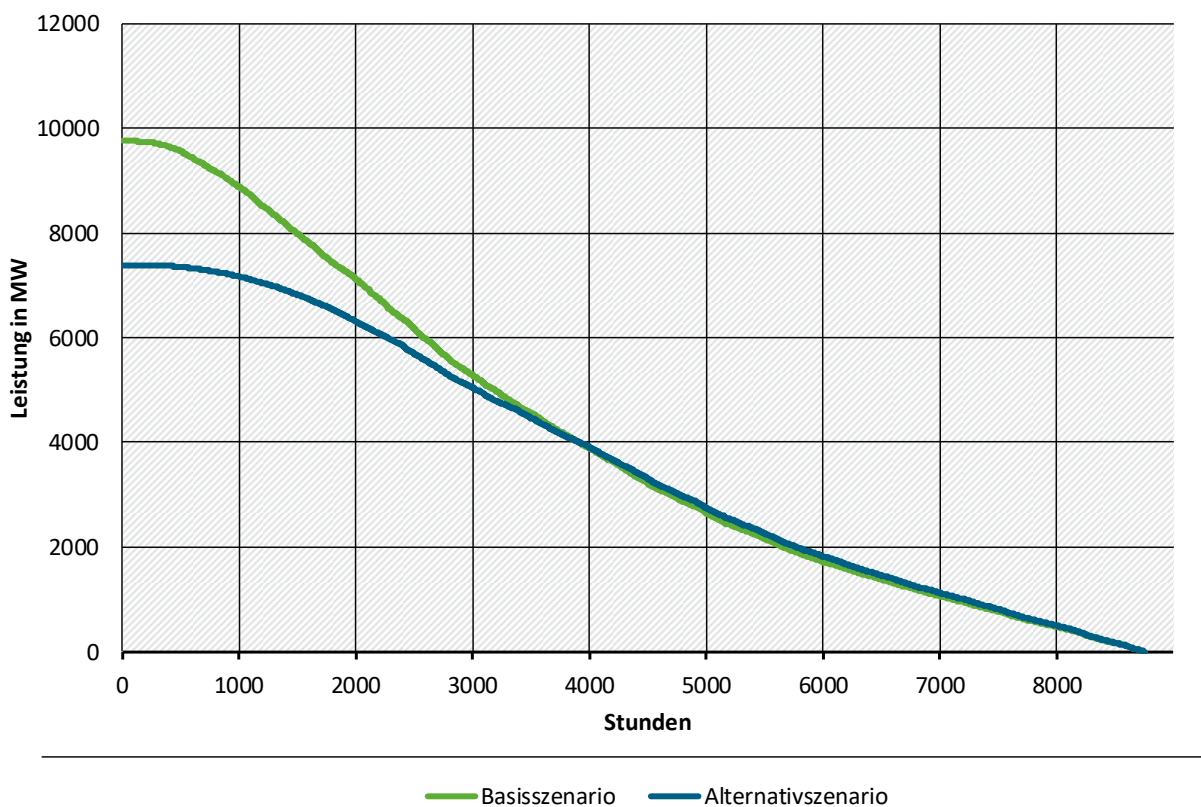
Quelle: Eigene Darstellung Navigant; Volllaststunden und Energiemengen basieren auf dem Wetterjahr 2016

Die Volllaststunden liegen je nach Region 20 bis 28 % über den Volllaststunden im Basisszenario. Die Energiemengen liegen in den Regionen SH 2, NI 1 und NI 2 zwischen 5 und 7 % unterhalb der Energiemengen im Basisszenario. In der Region NI 3 liegen die Energiemengen sogar leicht oberhalb der Energiemengen im Basisszenario. Die steigenden Volllaststunden führen hier zu einer Überkompensation der geringeren installierbaren Leistung. In der windstarken Region SH 1 wirkt sich große Differenz bei der installierbaren Leistung weiterhin stark auf die Energiemengen aus, die 23 % unterhalb des Basisszenarios liegen.

9.3 Auswirkungen auf das Einspeiseverhalten

Abbildung 56 zeigt die Jahresdauerlinie der Energieerzeugung im Basisszenario und im Alternativszenario auf den ausgewiesenen Flächen für die Windenergie an Land für die gesamte Region. Aufgrund der geringeren installierbaren Leistung im Alternativszenario liegen auch die Einspeisespitzen 25 % unterhalb der Spitzen im Basisszenario. Die höhere Leistungsabgabe der Einzelanlagen mit größerem Rotordurchmesser kompensiert bei Windgeschwindigkeiten im Teillastbereich weitgehend den Leistungsverlust aufgrund der geringeren Anlagenanzahl. Insgesamt zeigt sich die 10 % geringere Energiemenge im Alternativszenario über die kleinere Fläche unterhalb der Kurve des Alternativszenarios.

Abbildung 56: Jahresdauerlinie der Energieerzeugung im Basisszenario (120 m RD) und im Alternativszenario (140 m RD)



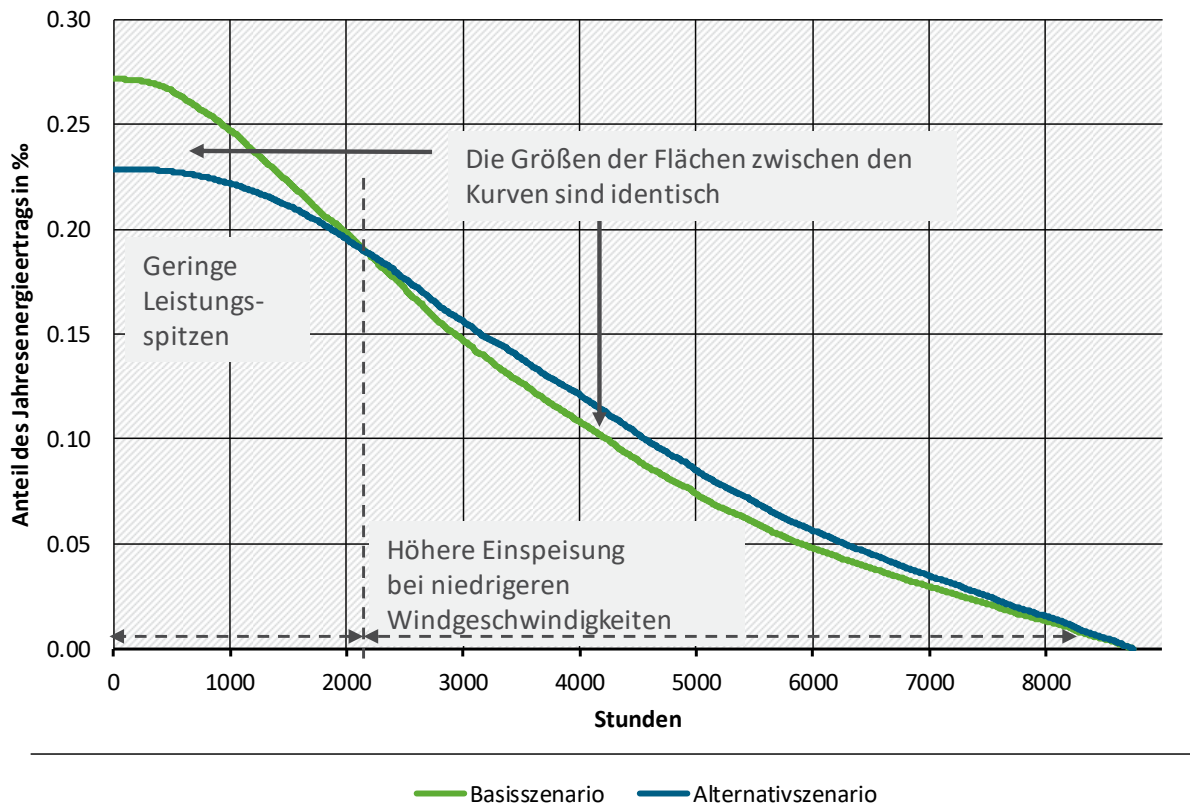
Quelle: Eigene Darstellung Navigant; Mengen basieren auf dem Wetterjahr 2015

Die Betrachtung der Auswirkungen bei weiterer Flächenausweisungen zur Kompensation der reduzierten Energiemengen im Alternativszenario erfolgt über die Skalierung der Einspeisung. Dies entspricht einer proportionalen Erhöhung der installierten Leistung an einzelnen Standorten.

Abbildung 57 zeigt die Jahresdauerlinie der Energieerzeugung im Basisszenario und im Alternativszenario bei Skalierung der Energiemengen auf das Niveau des Basisszenarios für die gesamte Region. Dies führt zu geringeren, aber dennoch weiterhin deutlichen Unterschieden der Einspeisespitzen von

16 % (19 % im windschwachen Wetterjahr 2016). In Teillastzeiten sticht nun jedoch der Effekt der höheren Leistungswerte hervor, sodass die Einspeisung im Alternativszenario in ca. 75 % der Stunden die Leistung im Basisszenario übersteigt. Das geänderte Anlagendesign führt somit zu einer Verlagerung der Einspeisung zu Zeiten geringerer Einspeisung.

Abbildung 57: Jahresdauerlinie der Energieerzeugung im Basisszenario (120 m RD) und im Alternativszenario (140 m RD) bei identischen Energiemengen



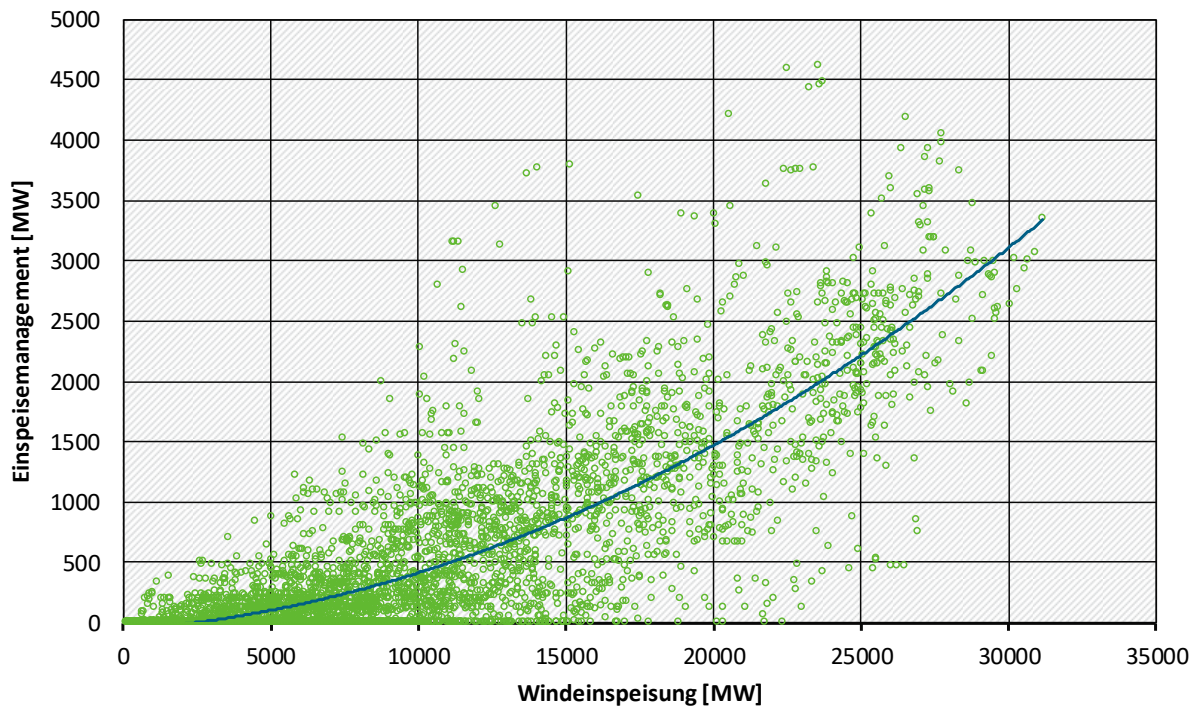
Quelle: Eigene Darstellung Navigant; Mengen basieren auf dem Wetterjahr 2015; die Jahresdauerlinie sind als Anteil des Jahresenergieertrags in Promille dargestellt, sodass die Flächen unter den Linien identisch sind.

Zur ersten Einordnung, inwieweit sich die geringeren Einspeisespitzen und steigenden Energiemengen im Teillastbereich im Alternativszenario im Vergleich zum Basisszenario auf Engpässe und damit Abregelungen auswirken, folgt eine Betrachtung des Zusammenhangs der Einspeisung der Windenergie und der Abregelungen anhand historischer Werte.

Abbildung 58 zeigt den Zusammenhang der EinsMan-Mengen und der Einspeisung der Windenergie an Land auf Basis stündlicher Werte für Deutschland für das Jahr 2015. Die Abbildung zeigt, dass die Abregelungen mit steigender Windeinspeisung ansteigen. Die Trendlinie verdeutlicht, dass Abregelungen hierbei leicht exponentiell mit der Windeinspeisung ansteigen.

Der Trend zeigt, dass in Zeiten von Einspeisespitzen verhältnismäßig stark abgeregelt werden muss. Demgegenüber liegt die Höhe der Abregelungen in Zeiten geringerer Einspeisung verhältnismäßig niedrig.

Abbildung 58: Einspeisemanagement in Abhängigkeit von der Windeinspeisung 2015



Quelle: Eigene Darstellung Navigant auf Basis Navigant-EinsMan-Datenbank sowie öffentliche Daten der Übertragungsnetzbetreiber; Jeder abgebildete Punkt steht für einen Stunde des Jahres

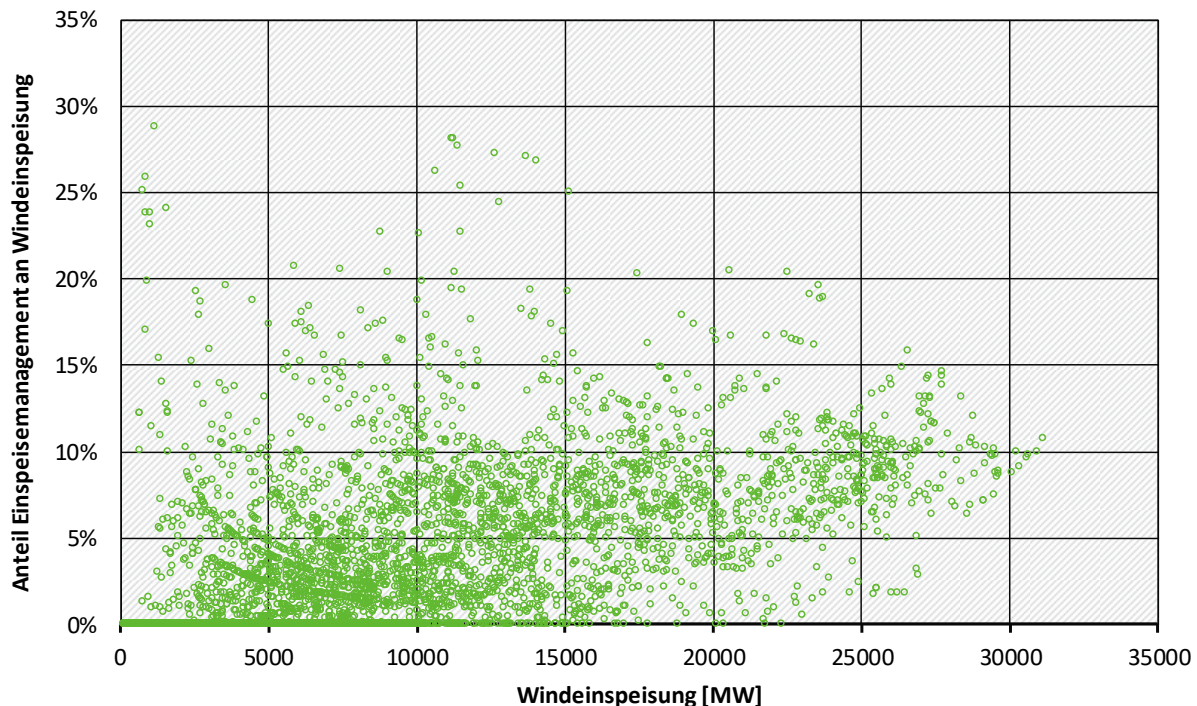
Abbildung 59 bildet für denselben Datensatz den Zusammenhang zwischen dem Anteil der Abregelungen an der Windeinspeisung und der Windeinspeisung selbst ab. Mit steigender Windeinspeisung wird ein höherer Anteil der erzeugten Energie abgeregelt. In Zeiten hoher Windeinspeisung muss nur in einzelnen Stunden gar nicht abgeregelt werden.

Die Abbildung zeigt jedoch auch, dass in Zeiten geringer Windeinspeisung der Anteil der Abregelungen an der Einspeisung teilweise hoch ist und in Einzelfällen ebenfalls fast die 30 %-Marke erreicht wird. Dies bedeutet, dass nicht nur in Spitzenlastzeiten, sondern auch in Zeiten geringerer Einspeisung teilweise hohe Abregelungen bei den einspeisenden Anlagen zu beobachten sind. Es bleibt jedoch festzuhalten, dass im Allgemeinen bei geringerer Einspeisung anteilig weniger Energie abgeregelt wird als in Zeiten hoher Einspeisung.

Der Einordnung, inwieweit sich die geringeren Einspeisespitzen und steigenden Energiemengen im Alternativszenario auf Abregelungen auswirken, sind bei der Betrachtung der Daten auf Bundesebene Grenzen gesetzt. Lokale Effekte (z. B. Verteilnetzengpässe) können bei einer lokal hohen Einspeisung zu hohen Abregelungen führen. Ebenfalls kann sich die (lokale) Last- und Erzeugungssituation auf die Abregelungen auswirken.

Belastbare Aussagen benötigen eine räumlich aufgelöste Betrachtung der Energiesystemsituation (Last, Windeinspeisung, Erzeugung anderer Energieträger, Netzsituation) unter Berücksichtigung der Topologie des Übertragungs- und Verteilnetzes.

Abbildung 59: Anteil des Einspeisemanagements an der Windeinspeisung in Prozent in Abhängigkeit der Windeinspeisung 2015 in MW



Quelle: Eigene Darstellung Navigant auf Basis Navigant-EinsMan-Datenbank sowie öffentliche Daten der Übertragungsnetzbetreiber

9.4 Schlussfolgerungen und weiterer Analysebedarf

Die vorliegende Untersuchung zeigt die Auswirkungen eines Zubaus von WEA mit niedriger spezifischer Flächenleistung in Norddeutschland auf das Leistungspotenzial und den daraus resultierenden weiteren Flächenbedarf auf. Darüber hinaus zeigt sie die Auswirkungen auf das Einspeiseverhalten zur ersten Einordnung der Fragestellung, ob die geänderte Anlagenkonfiguration in den am stärksten von EinsMan betroffenen Regionen Norddeutschlands EE-Abregelungen verringern könnte.

Die Untersuchung führt zu der folgenden **Kernfrage**:

Kompensiert der positive Nutzen des netzdienlicheren Einspeiseverhaltens eines Zubaus von Anlagen mit niedrigerer spezifischer Flächenleistung den resultierenden höheren Flächenbedarf und die voraussichtlich höheren Systemkosten?

Im Folgenden werden die relevanten Aspekte kurz zusammengefasst.

Geringere spezifische Flächenleistung führt zu steigendem Flächenbedarf

Die Anlagenkonfiguration mit niedrigerer spezifischen Flächenleistung führt zu einer um 25 % geringeren installierbaren Leistung, steigenden Volllaststunden und daraus resultierenden 7-10 % geringeren Energiemengen. Dies bedeutet, dass auf den ausgewiesenen Flächen weniger Potenzial in MWh zur Erreichung der **EE-Mengenziele** zur Verfügung steht.

Daraus folgt ein steigender Flächenbedarf von 7-11 % zur Erreichung derselben Energiemengen im Vergleich zum Basisszenario. Bei der Ausweisung von 7-11 % mehr Flächen in den Regionen zur Erreichung derselben Energiemengen liegt die Anzahl der insgesamt benötigten WEA aufgrund der höheren durchschnittlichen Volllaststunden weiterhin 16-19 % unterhalb des Basisszenarios.

Aufgrund des geringeren Leistungspotenzials der ausgewiesenen Flächen steht somit auch weniger Leistungspotenzial in MW für die **Ausschreibungen** und zur Sicherung des Wettbewerbs zur Verfügung.

Weitere Flächenausweisungen sind je nach Region schwer umsetzbar

Des Weiteren liegt der Anteil der ausgewiesenen Fläche an der Gesamtfläche einzelner Regionen bereits auf einem hohen Niveau. Schleswig-Holstein weist beispielsweise bereits knapp 2 % der Landesfläche aus. Weitere Flächenausweisungen sind in diesen Regionen schwer umsetzbar. Sind keine weiteren Flächenausweisungen möglich, führt die niedrigere spezifische Flächenleistung zu einer erheblichen Reduzierung des Leistungspotenzials in der Region.

Das Einspeiseverhalten wird netzdienlicher

Im Alternativszenario sinken die Höhe der Einspeisespitzen bei Annahme gleicher Energiemengen um 16-19 %. Die Erzeugung in Zeiten geringerer Windgeschwindigkeiten nimmt zu. Insgesamt verstetigt sich die Einspeisekurve leicht. Die Auswirkungen auf Engpässe hängen von der jeweiligen Last-, Erzeugungs- und Netzsituation ab. Insgesamt ist das Einspeiseverhalten als netzdienlicher zu bewerten.

Steigenden Stromgestehungskosten stehen sinkende Systemintegrationskosten gegenüber

Windparks mit WEA mit niedrigerer spezifischer Flächenleistung weisen in der Regel höhere Stromgestehungskosten auf, bedingt durch die höheren Materialkosten und die geringere installierbare Leistung auf den ausgewiesenen Flächen. Den steigenden Stromgestehungskosten stehen tendenziell höhere Erlöse aufgrund steigender Marktwerte bei sinkender Höhe und Häufigkeit der EE-Einspeisespitzen gegenüber. Darüber hinaus führt das netzdienlichere Einspeiseverhalten tendenziell zu geringeren Systemintegrationskosten durch vermiedene Engpässe und vermiedenen Netzausbau.

Auswirkungen sind abhängig von den Windbedingungen und den Flächen

Die Auswirkungen eines Zubaus mit niedrigerer spezifischer Flächenleistung auf das Leistungspotenzial und das Einspeiseverhalten können regional unterschiedlich ausfallen. Die stärksten Auswirkungen sind in Regionen zu sehen, in denen die Häufigkeit der Windgeschwindigkeiten im Teillastbereich der Anlage hoch ist. Die Flächencharakteristik (Größe und Form) beeinflusst zudem die installierbare Leistung.

Grenzen der Betrachtung und weiterer Analysebedarf

Die Untersuchung stellt eine erste Einordnung des Einspeiseverhaltens der hier modifizierten Anlagenauslegung auf die Netzdienlichkeit und die potenzielle Vermeidung von Netzengpässen dar. Der alleinigen Betrachtung der Windeinspeisung sind deutliche Grenzen in der Abschätzung der Auswirkungen auf das Stromsystem gesetzt.

Die Untersuchung zeigt erste Tendenzen zur Beantwortung der Kernfrage auf. Zur weiteren Einordnung und Quantifizierung der verschiedenen Aspekte ist eine vertiefte Systemanalyse unter Betrachtung der Last- und Erzeugungssituation anderer Energieträger und Regionen sowie die Abbildung des Netzes notwendig. Erst mit dieser entsprechenden Analyse können konkrete Aussagen zur Wirkung eines geänderten Anlagendesigns in Norddeutschland auf Engpässe und damit EinsMan- und Redispatchmengen, die damit verbundenen Systemintegrationskosten sowie die Steigerung des Marktwertes der Windenergie an Land getätigt werden.

Darüber hinaus verbleibt die Frage, wie effiziente Anreize gesetzt werden können, um einen entsprechend angepassten Zubau hervorzurufen.

10 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

In diesem Kapitel werden die zentralen Ergebnisse des Vorhabens zusammengefasst und der sich im Verlauf des Vorhabens identifizierte Handlungsbedarf aufgezeigt. Demgegenüber werden Handlungsoptionen präsentiert und einzelne, soweit im Rahmen des Vorhabens möglich, konkrete Handlungsempfehlungen ausgesprochen.

Ziel des Vorhabens ist die Erfassung der kurz- bis mittelfristig verfügbaren Flächenkulisse für die Windenergie an Land und die Untersuchung des Leistungspotenzials dieser Flächen. Die Ergebnisse dienen der Einordnung, ob mit der Flächenkulisse das festgelegte Ausschreibungsvolumen bedient und ein ausreichendes Wettbewerbsniveau gewährleistet werden kann.

Die Untersuchung zeigt, dass das ermittelte Leistungspotenzial³⁷ der aktuellen Flächenkulisse rechnerisch die Ausschreibungsvolumina nach dem EEG bis 2025 und 2030 übersteigt, jedoch erheblichen Unsicherheiten unterliegt. Während das ermittelte Leistungspotenzial die Ausschreibungsvolumina bis 2025 noch übersteigt, gibt es bis 2030 nur einen geringen Überhang, der aufgrund der in Abschnitt 7.2 aufgezeigten Unsicherheiten deutlich die Gefahr eines zu geringen Wettbewerbsniveaus oder sogar einer Unterzeichnung birgt. Des Weiteren bestehen erhebliche Unsicherheiten, ob die Zielwerte des Netzentwicklungsplans für Windenergie an Land bis 2030 zur Erreichung des 65-%-Ziels mit der aktuellen Flächenkulisse erreicht werden können.

10.1 Zentrale Ergebnisse des Vorhabens

Die ermittelte Flächenkulisse umfasst unter Berücksichtigung der 10H-Regelung in Bayern 3.132 km². Dies entspricht 0,9 % der Fläche der Bundesrepublik Deutschland. Mit 1.322 km² entfallen ca. 42 % der Flächenkulisse auf Flächen im Entwurfsstadium der Regionalpläne. Das ermittelte Leistungspotenzial der gesamten Fläche ohne Berücksichtigung von Bestandsanlagen beträgt unter den im Vorhaben gesetzten Annahmen 80,7 GW.

Zur Berücksichtigung der zeitlichen Verfügbarkeit der Flächenkulisse wurden die Bestandsanlagen betrachtet. Denn Bestandsanlagen innerhalb und in räumlicher Nähe der Windflächen schränken die zeitliche Verfügbarkeit der Flächen ein. 51,2 % der Bestandsanlagen liegen innerhalb der erfassten Flächenkulisse, weitere 14,6 % innerhalb eines 300 m Puffers. Die verbleibenden 34,2 % Bestandsanlagen außerhalb der im Vorhaben erfassten Flächenkulisse können auf Flächen nicht erfasster und älterer, nicht mehr rechtskräftiger Regionalpläne stehen oder nach § 35 BauGB im Außenbereich genehmigt worden sein.

Unter Berücksichtigung des Anlagenbestandes ergeben sich folgende kurz- und mittelfristigen Leistungspotenziale für die Windenergie an Land:

- ▶ **2017:** Das Leistungspotenzial auf Ende 2017 freier Fläche³⁸ beträgt 22,4 GW. Entwurfsflächen der Regionalplanung wurden hierbei nicht berücksichtigt.
- ▶ **2025:** Das Leistungspotenzial auf Ende 2025 freier Fläche beträgt 48,5 GW. Hiervon entfallen 20,8 GW (43 %) auf Entwurfsflächen der Regionalplanung.
- ▶ **2030:** Das Leistungspotenzial auf Ende 2030 freier Fläche beträgt 55,4 GW. Hiervon entfallen 23,9 GW (43 %) auf Entwurfsflächen der Regionalplanung.

³⁷ Der Begriff „Leistungspotenzial“ gibt an, welche Leistung an Windenergieanlagen sich unter den in dieser Studie getroffenen Annahmen auf den untersuchten freien Flächen installieren ließe. Der Wert ergibt sich aus der Multiplikation der ermittelten Anzahl auf den Flächen installierbarer Windenergieanlagen mit der angenommenen Leistung je Windenergieanlage.

³⁸ Mit dem Begriff „freie Fläche“ werden alle im Rahmen der Analysen untersuchten und in dem Betrachtungsjahr nicht durch Bestandsanlagen in der Bebaubarkeit eingeschränkten Flächen zusammengefasst (s. Kapitel 3).

- **Langfristig:** Das Leistungspotenzial auf vollständig freier Fläche beträgt 80,7 GW. Hiervon entfallen 34,4 GW (43 %) auf Entwurfsflächen der Regionalplanung. 25,3 GW (31 %) der Leistungspotenziale sind somit, unter der Annahme einer Betriebsdauer der Bestandsanlagen von 20 Jahren, erst nach 2030 verfügbar.

Es ist unbedingt erforderlich, die Ergebnisse unter Berücksichtigung einer Vielzahl an Einflussfaktoren (s. Abschnitt 7.2) einzuordnen. Das ermittelte Leistungspotenzial unterliegt insbesondere folgenden Einschränkungen:

- **Datenlage:** Die Studie bietet ein nahezu vollständiges Bild der aktuellen Flächenkulisse auf Ebene der Regionalplanung. In einigen Bundesländern ist die Flächenausweisung auf Ebene der Regionalplanung nicht abschließend, sodass weitere Flächen auf Ebene der Bauleitplanung ausgewiesen werden können. Für Baden-Württemberg, Rheinland-Pfalz und Teile Nordrhein-Westfalens liegen Daten auf Ebene der Bauleitplanung vor. Für Niedersachsen war eine Einbeziehung der Daten der Ebene der Bauleitplanung im Rahmen des Vorhabens nicht möglich. Für Bayern wurde von einer Erfassung aufgrund der 10H-Regelung abgesehen. Für die erfassten Windflächen auf Ebene der Bauleitplanung liegen keine vollständigen Informationen zum Planstand vor. Somit können die genutzten Datensätze sowohl ältere und nicht nutzbare als auch Entwurfsflächen beinhalten.
- **Entwurfsflächen:** Im Rahmen der Datenerfassung wurde die möglichst aktuelle Flächenkulisse auf Ebene der Regionalplanung erfasst. Aktuelle Entwürfe von (Teil-)Fortschreibungen und Neuaufstellungen der Regionalpläne wurden berücksichtigt. 43 % des Leistungspotenzials der Windflächen entfällt auf Flächen im Entwurf. Zukünftige Planverfahren über die aktuellen Entwurfsflächen hinaus wurden nicht berücksichtigt.
- **Nutzbarkeit:** Ein Teil der ausgewiesenen Flächen ist aufgrund genehmigungsrechtlicher, wirtschaftlicher und privatrechtlicher Hemmnisse nicht nutzbar. Eine Untersuchung der Nutzbarkeit der erfassten zwischen 2000 und Ende 2014 rechtsgültig ausgewiesenen Flächen hat gezeigt, dass im Mittel 23 % des ermittelten Leistungspotenzials der Flächen nicht genutzt wurde. Eine Befragung der Träger der Regionalplanung hat gezeigt, dass die Nutzbarkeit der Flächen besonders häufig durch den Arten- und Naturschutz eingeschränkt ist. Weitere häufig genannte Gründe sind die Flugsicherung, Radaranlagen, die Eigentumsverhältnisse der Flächen sowie deren Windhöffigkeit.
- **Methodisches Vorgehen:** Die Ermittlung des Leistungspotenzials unterliegt Unsicherheiten bei den Annahmen zur Entwicklung der Anlagenkonfiguration und bei der Anlagenplatzierung. Darüber hinaus besteht in mehreren Bundesländern die Anforderung, dass die Rotorblattspitze nicht über die Windfläche hinausragen darf. Nach einer Studie von DEWI³⁹ reduziert dies die auf den Flächen installierbare Leistung um etwa 20 %. Dies wurde bei der Anlagenplatzierung nicht berücksichtigt.
- **Repowering:** Im Rahmen der Studie wurde grundsätzlich eine Betriebsdauer der Bestandsanlagen innerhalb der ausgewiesenen Windflächen von 20 Jahren angenommen. WEA mit 20 Jahren Betriebsdauer werden zurückgebaut und Windflächen frei. Werden die Anlagen länger als hier unterstellt betrieben, stehen die Flächen dann nicht zum angenommenen Zeitpunkt zur Verfügung. Der genutzte Datensatz der Bestandsanlagen umfasst ca. 97 % der Bestands-WEA. Sind Bestandsanlagen nicht erfasst, wird die freie Flächenkulisse überschätzt.

Die Gegenüberstellung der ermittelten Leistungspotenziale mit dem im EEG 2017 vorgesehenem Ausbaupfad zeigt, dass die Ausschreibungsmengen bis 2025 aus Sicht der Flächenbereitstellung voraussichtlich bedient werden können. Den aggregierten Ausschreibungsmengen von 29,8 GW nach dem

³⁹ DEWI, Klimaschutzagentur Region Hannover (2015)

EEG 2017, unter Berücksichtigung der 4,0 GW Sonderausschreibungsmengen in den Jahren 2019–2021, stehen 48,5 GW Leistungspotenzial gegenüber.

Die Gegenüberstellung der ermittelten Leistungspotenziale mit den Ausschreibungsmengen bis 2030 zeigt, dass bei einer langfristigen Fortschreibung der Ausbaupfade und dem entsprechenden jährlichen Ausschreibungsvolumen nach dem EEG 2017 weitere 14,5 GW in den Jahren 2026 bis 2030 über Ausschreibungen vergeben werden. Demgegenüber steht ein Anstieg des Leistungspotenzials zwischen 2025 und 2030 durch den Rückbau von Bestandsanlagen von nur 6,9 GW. Die Deckung der Ausschreibungsmengen bis 2030 ist mit der aktuellen Flächenkulisse demnach weniger wahrscheinlich, beziehungsweise unter Berücksichtigung der oben genannten Unsicherheiten voraussichtlich nicht gegeben.

Zur Erreichung des im Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD vereinbarten Ziels, den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 auf 65 % zu erhöhen, ist voraussichtlich ein stärkerer Zubau der Windenergie an Land erforderlich. Der Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019) zeigt drei Szenarien zur Zielerreichung auf. Die installierte Leistung der Windenergieanlagen an Land beträgt in den drei Szenarien zwischen 74,3 und 85,5 GW. Das Szenario B weist für 2030 81,5 GW Windenergie aus. Unter Berücksichtigung der Unsicherheiten des ermittelten Leistungspotenzials, insbesondere der Nicht-Nutzbarkeit der ausgewiesenen Flächen sowie den Unsicherheiten bei der Umsetzung der Entwurfsflächen, bestehen erhebliche Unsicherheiten, ob selbst die Leistung des Szenario A 2030 mit der aktuellen Flächenkulisse tatsächlich erreicht werden kann.

Ein Vergleich mit der UBA-Studie zum Potenzial der Windenergie an Land⁴⁰ aus dem Jahr 2013 zeigt, dass jedoch ausreichend Flächenpotenziale vorhanden sind, um einen weiteren ambitionierten Ausbau der Windenergie an Land zu ermöglichen. Das technisch-ökologische Potenzial ist mit rund 49.400 km² (13,8 % der Bundesfläche) um ein Vielfaches höher als der Umfang der aktuellen Flächenkulisse. Auch bei stärkeren Restriktionen, z. B. bezüglich Siedlungsabständen und Mindestauslastung der Anlagen, übersteigt das Flächenpotenzial die erfasste aktuelle Flächenkulisse deutlich.

⁴⁰ UBA (2013)

10.2 Handlungsempfehlungen

Im Folgenden werden Handlungsoptionen aufgezeigt, die zu einer Erhöhung der verfügbaren Flächenkulisse beitragen können. Es stellt sich die Frage, wie die Zielsetzungen für den Ausbau der Windenergie an Land erreicht werden können.

Vor dem Hintergrund der aktuellen Unterzeichnungen der technologiespezifischen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und die Erhöhung der Ausschreibungsmengen durch die Sonderausschreibungen in den Jahren 2019 bis 2021 wird am Ende des Kapitels kurz auf Handlungsoptionen zur kurzfristigen Stärkung des Wettbewerbs in den Ausschreibungen eingegangen.

Verbindliche Zielvorgaben auf Bundesebene für landesweite Flächenausweisungen existieren bislang nicht. Die Aufstellungsprozesse von Plänen zur Flächenausweisung dauern mehrere Jahre, sodass diese zeitliche Verzögerung zwischen einer Zielfestlegung und der tatsächlichen Flächenausweisung sowie der weitere Zeitbedarf bis zur Genehmigung, Teilnahme an den Ausschreibungen und Inbetriebnahme berücksichtigt werden sollte.

Auf Bundesebene erfolgt die Festlegung energiepolitischer Zielsetzung und die Anpassung der Ausschreibungsvolumen zur Erreichung der Zubaupfade erneuerbarer Energien. Durch die langwierigen Planungsprozesse für die Ausweisung neuer Flächen können Regional- und Bauleitplanung jedoch nur mit erheblichem zeitlichen Versatz auf eine Erhöhung von Zielvorgaben zur Flächenbereitstellung reagieren.

Es besteht eine Diskrepanz der für die Ausschreibung beziehungsweise EE-Zielerreichung benötigten Flächen und der tatsächlichen Flächenausweisung durch die Träger der Regional- und Bauleitplanung.

Auf Bundesebene existiert bislang keine verbindliche Zielvorgabe für landesweite Flächenausweisungen. Gemäß Rechtsprechung muss der Windenergie „in substantieller Weise Raum verschafft werden“⁴¹. Konkrete Vorgaben zur auszuweisenden Fläche für die Windenergie an Land lassen sich daraus nicht ableiten. Bei steigenden Ausbauzielen für erneuerbare Energien steigt entsprechend der Flächenbedarf. Die Formulierung „substanzieller Raum“ ist jedoch nicht dynamisch.

Handlungsempfehlungen zur Ausweitung der Flächenkulisse

Zur Gewährleistung von Flächenausweisungen in ausreichender Höhe zur Erreichung der Zielsetzungen des Bundes sind die **Prozesse besser aufeinander abzustimmen**. Die Bundesebene sollte bei der Festlegung der Zubaupfade für die Windenergie an Land die langen Zeiträume der Prozesse zur Flächenausweisung berücksichtigen. Um die für den Ausbau notwendige Flächenverfügbarkeit auf langfristige Sicht sicherzustellen, müssen entsprechende Ziele frühzeitig gesetzt werden, auf welche die Planung dann entsprechend zeitnah reagieren sollte. Die dazu erforderlichen Impulse können bspw. in Form verbindlicher Flächenziele von den Bundesländern ausgehen. Es wäre zu diskutieren, ob hierzu übergeordnete bundesweite Ziele hilfreich sein könnten, welche in einem Diskurs zwischen Bund und Ländern festgelegt werden könnten.

Pauschale Abstandsregeln schränken die Flächenkulisse massiv ein und führen nicht zwingend zu einer Erhöhung der Akzeptanz. Empfohlen wird die Umsetzung anderer akzeptanzfördernder Maßnahmen anstelle pauschaler Siedlungsabstände über die gängigen Abstandsvorgaben hinaus.

Pauschale Abstandsregeln reduzieren die Flächenkulisse und das Leistungspotenzial stark. Bereits bei Siedlungsabständen von 1.000 m reduziert sich das bundesweite Leistungspotenzial um 20–50 %. In einzelnen Bundesländern sinkt das Leistungspotenzial um bis zu 70–90 %.

⁴¹ Beschluss vom 18.01.2011 – BVerwG 7 B 19.10

Die 10H-Regelung in Bayern zeigt den Effekt hoher Siedlungsabstände. Bei 2.000 m Siedlungsabständen entsprechend gängiger Gesamtbauhöhen wird die Flächenkulisse in Bayern massiv eingeschränkt. Der Anteil der Landesfläche für die Windenergienutzung sinkt von 0,5 % auf unter 0,1 % und damit das ermittelte langfristig verfügbare Leistungspotenzial von 8.630 MW auf 150–1.240 MW. Bei einer Aufhebung der 10H-Regelung könnte die Flächenkulisse somit langfristig um 7.390–8.480 MW und bereits kurzfristig um 3.290–5.840 MW gesteigert werden. Das zeigt, dass gerade die nachträgliche Anwendung von Abstandsregeln durch Veränderung des Planungs- oder Baurechts auf bereits ausgewiesene oder im Entwurf vorliegende Flächen die Flächenkulisse in der Praxis sehr stark einschränken können. Die aktuellen Genehmigungs- und Zubauzahlen in Bayern zeigen, dass Kommunen von der Möglichkeit zur Abweichung von der 10H-Regelung nur selten Gebrauch machen.

Handlungsoptionen zum Umgang mit Siedlungsabständen

Pauschale Siedlungsabstände sind generell nicht zu empfehlen. Insbesondere eine Einführung für bestehende Pläne und Pläne im Entwurf ist nicht zu empfehlen, da dies das Leistungspotenzial stark einschränken und die laufenden Prozesse für Flächenausweisungen verzögern würde. Die Erfahrungen mit der 10H-Regelung in Bayern zeigen, dass die Möglichkeit der Abweichung von pauschalen Abständen auf kommunaler Ebene nur selten genutzt wird und kein geeignetes Instrument darstellt, um Flächen innerhalb von pauschalen Abständen zu entwickeln.

Aufgrund der starken Einschränkungen der Flächenkulisse durch pauschale Siedlungsabstände über die gängigen Abstandsvorgaben hinaus wird die **Umsetzung von anderen akzeptanzfördernden Maßnahmen** anstelle pauschaler Abstandsregelungen empfohlen. Hierbei sind denkbar:

- ▶ Frühe und transparente Beteiligung der Betroffenen am Planungs- und Ausweisungsprozess;
- ▶ Stärkung der lokalen und regionalen Wertschöpfung bei Errichtung und Betrieb von Windenergieanlagen;
- ▶ Instrumente wie eine bedarfsgerechte Befeuern der Anlagen können ebenfalls zur Erhöhung der Akzeptanz beitragen.

Ungefähr die Hälfte des ermittelten Leistungspotenzials entfällt auf Flächen im Entwurfsstadium. Eine Erhöhung der Rechtssicherheit von (Teil-)Fortschreibungen und Neuaufstellungen sollte eine weitgehende Umsetzung der Entwurfsflächen gewährleisten und zum Planerhalt und damit zum Erhalt der Flächen beitragen.

42 % der erfassten Flächenkulisse ist Plänen im Entwurfsstadium zuzuordnen. Bezogen auf die erfasste Flächenkulisse auf Ebene der Regionalplanung (für die Ebene der Bauleitplanung liegen keine Informationen zum Planstand vor) liegt der Anteil bei über 50 %.

Darüber hinaus besteht das Risiko, dass Pläne gerichtlich gekippt werden. Dies hat zur Folge, dass alle in dem Plan enthaltenen Flächen bei einzelnen Rechtsfehlern ihre Rechtsgültigkeit verlieren können. Ist die Planung auf Ebene der Regionalplanung abschließend, erfolgt keine Ausweisung auf Ebene der Bauleitplanung, sodass alle Windflächen in der Region ihre Rechtsgültigkeit verlieren.

Handlungsempfehlungen zur Erhöhung der Rechtssicherheit der Pläne

Das vorliegende Vorhaben ist keine rechtswissenschaftliche Analyse. Konkrete Handlungsempfehlungen im Hinblick auf die Erhöhung der Rechtssicherheit der Pläne können nicht getroffen werden. Folgende Ansätze sind denkbar, bedürfen jedoch einer rechtlich fundierten Diskussion:

- ▶ Einschränkung der vollständigen Aufhebung der Pläne bei einzelnen Rechtsfehlern: Bei Einzelfehlern im Verfahren sollte abgewogen werden, inwieweit die vollständige Flächenkulisse betroffen ist. Möglichkeiten der Aufhebung der Rechtsgültigkeit für einzelne Flächen sowie die Heilung von Verfahrensfehlern sollten vorrangig genutzt werden.

- Höhere Rechtssicherheit durch verstärkte Unterstützung bei der Fortschreibung oder Neuaufstellung von Plänen: Eine zentrale Stelle auf Bundesebene zur juristischen und fachlichen Unterstützung der Träger der Regionalplanung und Bauleitplanung bei der Ausweisung von Windflächen könnte zur Verbesserung der Rechtssicherheit der Pläne beitragen. Zusätzliche Einrichtungen auf Länderebene könnten je nach Bedarf unterstützend tätig werden.

Ein hoher Anteil in der Praxis nicht oder nur teilweise nutzbarer Windflächen reduziert das Leistungspotenzial erheblich und erfordert eine verstärkte Ausweisung von Flächen. Die Verbesserung der Nutzbarkeit der Flächenkulisse ist zur Abrufung des Leistungspotenzials erstrebenswert.

Die Untersuchung der Nutzbarkeit der erfassten zwischen 2000 und Ende 2014 rechtsgültig ausgewiesenen Flächen auf Ebene der Regionalplanung hat gezeigt, dass im Mittel 23 % des ermittelten Leistungspotenzials der Flächen nicht genutzt wurde. Unter Herausnahme der Ausreißer Bayern und Baden-Württemberg mit weit über 50 % nicht genutzten Leistungspotenzials beträgt der gewichtete Mittelwert der anderen Bundesländer 14 %.

Gründe für die Nicht-Nutzbarkeit sind genehmigungsrechtliche, wirtschaftliche oder privatrechtliche Restriktionen. Gründe für genehmigungsrechtliche Einschränkungen können z. B. Belange des Artenschutzes oder der Flugsicherheit sein. Wirtschaftliche Einschränkungen ergeben sich über die Projektgüte am Standort. Schlechte Windverhältnisse werden durch das Referenzertragsmodell nur teilweise kompensiert. Genehmigungsrechtliche Auflagen können die Betriebszeiten einschränken und wirken sich damit auf die Energieerträge und die Wirtschaftlichkeit aus. Auch das Risiko der nicht kompensierten Vorentwicklungskosten bei nicht erteilten BImSchG-Genehmigungen können aus finanzieller Sicht abschreckend wirken. Privatrechtliche Einschränkungen sind meist auf fehlende Nutzungs-, Wege-, oder Leitungsrechte zurückzuführen.

Die Unterzeichnungen der Ausschreibungsrunden 2018 und 2019, trotz eines ermittelten Leistungspotenzials der rechtskräftigen Flächenkulisse von 13,4 GW sowie weiterer auf Ebene der Bauleitplanung ausgewiesener Flächen, unterstreichen die Bedeutung der Nutzbarkeit der Windflächen.

Handlungsempfehlungen zur Verbesserung der Nutzbarkeit ausgewiesener Flächen

Grundsätzlich werden weitere Untersuchungen zu den Gründen der Nicht-Nutzbarkeit von Windflächen empfohlen. Im Folgenden werden Handlungsempfehlungen zu wirtschaftlichen, genehmigungsrechtlichen und privatrechtlichen Restriktionen ausgesprochen.

Handlungsempfehlungen in Bezug auf wirtschaftliche Restriktionen:

- Die Träger der Regional- und Bauleitplanung sollten sicherstellen, dass die ausgewiesenen Flächen eine für den wirtschaftlichen Betrieb von WEA ausreichende Windhöffigkeit aufweisen. Auch wenn ein Windatlas keine detaillierte Windmessung ersetzen kann, sollte bei allen neu ausgewiesenen Flächen eine **Mindest-Windhöffigkeit** gegeben sein. Hierbei würde es helfen, die Windressource am Standort auf Basis der verfügbaren Daten auszuweisen. Dies würde dazu beitragen eine Verhinderungsplanung durch gezielte Ausweisung von Flächen mit unzureichender Windressource zu vermeiden.
- Durch den Einsatz moderner Binnenlandanlagen können auch Standorte mit vergleichsweise geringer Windhöffigkeit wirtschaftlich erschlossen werden. Die Voraussetzung dafür ist jedoch, dass die technischen Möglichkeiten (hohe Türme und große Rotordurchmesser) optimal ausgenutzt werden können. Daher ist eine Einschränkung der Nutzbarkeit von Windflächen durch **Bauhöhenbeschränkungen zu vermeiden**.

- Über eine **Anpassung des Ausschreibungsdesigns** kann die Wirtschaftlichkeit schlechter Standorte verbessert werden. Empfohlen werden weitere **Untersuchungen zur Abschätzung der Standortgüte der ausgewiesenen Windflächen**. Liegt die Standortgüte einer Vielzahl an Windflächen unterhalb von 70 %, kann über die Herabsetzung der Untergrenze des Referenzertragsmodell von 70 % auf beispielsweise 60 % das wirtschaftliche Leistungspotenzial erhöht werden. Die Einschränkung der Herabsetzung auf süddeutsche Standorte ist hierbei denkbar, sofern ausreichend Standorte mit höherer Standortgüte im Rest Deutschlands ausgewiesen sind. Alternativ wäre eine Anhebung des Höchstpreises in den Ausschreibungen möglich. Hierdurch erhöht sich jedoch das Risiko steigender Förderkosten durch Mitnahmeeffekte bei Projekten an windstärkeren Standorten.

Handlungsempfehlungen in Bezug auf genehmigungsrechtliche Restriktionen:

- Über die Berücksichtigung natur- und artenschutzfachlicher Restriktionen sowie der Windverhältnisse im Rahmen der Flächenausweisung können grundsätzlich genehmigungsrechtliche und wirtschaftliche Hemmnisse reduziert werden. Insbesondere beim Artenschutz lassen sich jedoch keinesfalls alle Aspekte rechtssicher auf Ebene der Regionalplanung erfassen. Daher wird die Durchführung weiterführender Untersuchungen zum Einfluss möglicher **Ausnahmeverfahren für die Genehmigung von Windenergieprojekten** auf die Nutzbarkeit ausgewiesener Flächen, unter Berücksichtigung der Auswirkungen auf den Artenschutz, empfohlen.

Handlungsempfehlungen in Bezug auf privatrechtliche Restriktionen:

- Pauschale Empfehlungen zum Abbau privatrechtlicher Restriktionen können nicht ausgesprochen werden. Die Hemmnisse sind meist einzelfallabhängig.

Die Erfassung der aktuellen Flächenkulisse erfordert einen kontinuierlichen hohen Aufwand. Die Datenverfügbarkeit sollte verbessert werden, insbesondere für die Ebene der Bauleitplanung.

Die Studie bietet ein nahezu vollständiges Bild der auf Ebene der Regionalplanung ausgewiesenen und im Entwurf befindlichen Flächen für die Windenergie an Land zum Stand Ende 2017. Dennoch konnten im Rahmen des Vorhabens nicht alle aktuellen Flächenausweisungen erfasst werden, das gilt insbesondere für Windflächen auf Ebene der Bauleitplanung. Nahezu vollständig liegen die Daten der Bauleitplanung für die Bundesländer Baden-Württemberg und Rheinland-Pfalz vor. Für Nordrhein-Westfalen liegen Datensätze für zwei der fünf nicht abschließend planenden Regionen vor. Ebenso fehlen Daten zu Ausweisungen auf Ebene der Bauleitplanung für Niedersachsen. Darüber hinaus liegen für die Ebene der Bauleitplanung nur im Einzelfall Informationen über das Alter der Pläne beziehungsweise einen möglichen Entwurfsstand vor.

Es existiert keine zentrale Datenbank der aktuellen Flächenkulisse auf Bundesebene und in der Regel auch nicht auf Landesebene. Zur Erfassung der aktuellen Flächenkulisse müssen die Bundesländer, die Träger der Regionalplanung oder die Träger der Bauleitplanung direkt angefragt werden. Die Bereitstellung online verfügbarer Daten erfolgt auf freiwilliger Basis und nicht flächendeckend. Eine Meldung der Zugangspfade online verfügbarer Daten oder der verantwortlichen Ansprechpartner an eine zentrale Stelle erfolgt ebenfalls nicht.

Für die Steuerung der Ausschreibungen, aber auch in Bezug auf die Realisierbarkeit bundespolitischer Ziele, ist es jedoch dringend erforderlich, den aktuellen Status sowie möglichst die mittelfristige Entwicklung der Flächenverfügbarkeit bewerten zu können.

Handlungsempfehlungen zur Verbesserung der Datenverfügbarkeit

Die aktuelle Flächenkulisse sollte zentral und kontinuierlich erfasst werden. Neue Flächenausweisungen und Entwurfsflächen sollten einer Meldepflicht unterliegen. Eine **Erfassung der Daten durch eine zentrale Stelle auf Bundesebene** wird empfohlen. Alternativ könnten die Datenmeldungen an die jeweils nächst höhere an der räumlichen Planung beteiligte Ebene erfolgen. Die Erfassung der Daten auf Ebene der Bauleitplanung könnte an die Träger der Regionalplanung oder die Bundesländer erfolgen. In Baden-Württemberg erfolgt die Erfassung der ausgewiesenen Windflächen der Regional- und Bauleitplanung beispielsweise bereits zentral durch das Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Wohnungsbau. Die Daten sind darüber hinaus über das Geoportal Raumordnung Baden-Württemberg⁴² für die Öffentlichkeit einsehbar.

Zur Verbesserung der Güte der Informationen zur Flächenkulisse der Regional- und Bauleitplanung (Planstand, Datum der Ausweisung) sollten einheitliche Vorgaben für Format und Informationsgehalt der Daten festgelegt werden.

Längere Betriebsdauern von Bestandsanlagen außerhalb der ausgewiesenen Flächen erhöhen die jährlichen Energiemengen und tragen damit zur Erreichung des 65 %-Ziels in 2030 bei. Aus Sicht der Zielerreichung sind Anreize, die einen Rückbau von Bestandsanlagen außerhalb der ausgewiesenen Flächen begünstigen, nicht zu empfehlen.

Die Betriebsdauer der Bestandsanlagen wirkt sich auf die Verfügbarkeit der Flächen für den Zubau, sowie auf den gesamten Anlagenbestand und die gesamte Stromerzeugung durch Windenergieanlagen an Land aus. Ein über die EEG-Vergütung hinausgehender Betrieb der Anlagen **innerhalb** der ausgewiesenen Flächen wirkt sich negativ auf die zeitliche Verfügbarkeit der Leistungspotenziale und der potentiellen Energieerträge aus. Längere Laufzeiten von Bestandsanlagen **außerhalb** der ausgewiesenen Flächen erhöhen hingegen die Einspeisung aus erneuerbaren Energien und tragen zur Erreichung des Ziels, den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 auf 65 % zu steigern, bei.

Im Rahmen der Steuerung der Windenergie wird der Aspekt „Aufräumen der Landschaft“ diskutiert. Hierbei können Anreize für einen Rückbau der Bestandsanlagen außerhalb der ausgewiesenen Windflächen gesetzt werden. In Schleswig-Holstein sind laut Entwurf der Teilaufstellung der drei Regionalpläne sogenannte Repoweringflächen vorgesehen, welche nur genutzt werden können, wenn anderswo in der Region WEA außerhalb der ausgewiesenen Windflächen zurückgebaut werden. Der Rückbau von zwei WEA außerhalb der ausgewiesenen Windflächen berechtigt dann zur Errichtung einer WEA innerhalb der Repoweringflächen.

Steigende Börsenstrompreise setzen verstärkt Anreize für den Weiterbetrieb von Bestandsanlagen über die EEG-Vergütung hinaus. Darüber hinaus existieren neue Konzepte zum Weiterbetrieb der Anlagen nach dem Auslaufen der EEG-Vergütung (z. B. Power Purchase Agreements⁴³). Angebotsknappheit führt demgegenüber zu steigenden Preisen in den Ausschreibungen und setzt marktliche Anreize für ein gegebenenfalls frühzeitiges Repowering der Bestandsanlagen innerhalb ausgewiesener Flächen.

⁴² <https://www.geoportal-raumordnung-bw.de>

⁴³ Power Purchase Agreements, kurz PPAs, sind langfristige Stromlieferverträge, die direkt zwischen Verkäufer (Anlagenbetreiber) und Käufer (Stromverbraucher, z. B. industrieller Großkunde oder Energieversorger) geschlossen werden.

Handlungsempfehlungen zum Umgang mit Bestandsanlagen

Aus Zielerreichungssicht sollten **keine Anreize für den Rückbau von Bestandsanlagen außerhalb der ausgewiesenen Flächen** gesetzt werden. Demgegenüber stehen jedoch Aspekte der Landschaftsplanung (Stichwort „Aufräumen der Landschaft“), die in diesem Vorhaben nicht weiter untersucht wurden und eine differenzierte Betrachtung erfordern.

Um einen Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen außerhalb der Windflächen zu ermöglichen, sollten gegebenenfalls wirtschaftliche Anreize gesetzt werden, um einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb zu ermöglichen. Da die mögliche Differenz zwischen Betriebskosten der Anlagen und den Erlösen aus der Vermarktung des erzeugten Stroms gering ausfallen dürfte, stellt eine solche finanzielle Unterstützung des Weiterbetriebs eine kosteneffiziente Möglichkeit dar, den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch zu erhöhen.

Auf der anderen Seite sollte aber der Rückbau von WEA innerhalb der Windflächen nicht verzögert werden, sodass ein Repowering mit effizienteren, ertragreicheren Anlagen erfolgen kann.

Trotz ausreichender Leistungspotenziale auf der aktuellen Flächenkulisse sind die Ausschreibungen für Windenergie an Land derzeit teilweise deutlich unterzeichnet. Zur Klärung der Ursachen wird eine tiefergehende Untersuchung empfohlen. Eine Anpassung des aktuellen Ausschreibungsdesigns zur Reaktion auf eine kurzzeitige Angebotsknappheit ist zu prüfen.

Die Untersuchung zeigt, dass 13,4 GW Leistung auf den Ende 2017 freien Teilen der rechtskräftigen Windflächen der Regionalplanung theoretisch errichtet werden können. Hinzu kommen weitere Flächen auf Ebene der Bauleitplanung. Wie hoch der Anteil der Ende 2017 freien, rechtskräftigen Windflächen am ermittelten Leistungspotenzial auf Ebene der Bauleitplanung von 9,0 GW ist, konnte aufgrund fehlender Informationen zu den Planständen nicht ermittelt werden.

Die aktuelle vorhandene Flächenkulisse unterliegt hierbei erheblichen Unsicherheiten, insbesondere in Bezug auf die Nutzbarkeit der Windflächen. Rückmeldungen aus der Branche zeigen, dass vermehrt BImSchG-Genehmigungen beklagt werden, was die Teilnahme an den Ausschreibungen und die Realisierung von Projekten zumindest zeitweise verstärkt einschränkt und eine zusätzliche finanzielle Unsicherheit darstellt.

Handlungsempfehlungen zum Umgang mit kurzzeitiger Angebotsknappheit

Die kontinuierliche Flächen- und Projektentwicklung ist ein zentraler Punkt für ein ausreichendes Wettbewerbsniveau in den Ausschreibungen. Der eingeschränkten Nutzbarkeit der Windflächen stehen aktuell weitere Hemmnisse gegenüber. Deshalb wird eine **tiefergehende Analyse der Ursachen der aktuellen Angebotsknappheit** empfohlen. Diese könnte eine Betrachtung der Nutzung aller rechtsgültigen Windflächen, eine Abschätzung des Anteils beklagter Genehmigungen sowie eine Umfrage zu den Auswirkungen wirtschaftlicher Unsicherheiten auf die Projektierung beinhalten.

Darüber hinaus wird empfohlen, eine **Anpassung des aktuellen Ausschreibungsdesigns zur Reaktion auf eine kurzzeitige Angebotsknappheit** zu prüfen. Es existieren verschiedene Maßnahmen, die einer kurzfristigen Angebotsknappheit entgegenwirken können. Dies setzt jedoch ein mittelfristig in ausreichender Höhe verfügbares Angebot und somit eine entsprechend ausreichend hohe Flächenkulisse voraus.

- Über eine zeitliche Anpassung der Ausschreibungsmengen, mit vorübergehender Absenkung und verlässlich ansteigenden Mengen, kann auf ein gesunkenes Wettbewerbsniveau reagiert werden. Hierbei ist von hoher Bedeutung, dass das reduzierte Ausschreibungsvolumen über eine klar vorgegebene, administrative Mengenerhöhung über die nachfolgenden Ausschreibungsrunden kompensiert wird, um eine langfristige Planbarkeit für die Branche zu gewährleisten. Bei längerem Aufschub der Ausschreibungsmengen sind wirtschaftliche Folgen für die Branche aufgrund einer geringen Auftragslage zu erwarten. Kurzzeitige Unterzeichnungen sind jedoch auch ein Signal zur Erhöhung beziehungsweise Beschleunigung der Projektierung, sodass regulatorische Eingriffe bei ausreichender Flächenkulisse abzuwägen sind.

- Ein Wechsel zu „frühen Ausschreibungen“ mit niedrigeren Teilnahmehürden (z. B. geringere materielle Präqualifikationsbedingungen) ermöglicht die Teilnahme von Projekten mit früherem Planungsstand. Aufgrund des Risikos sinkender Realisierungsraten ist ein Wechsel auf frühe Ausschreibungen jedoch eher nicht zu empfehlen.

Zur Gewährleistung eines ausreichend hohen Wettbewerbsniveaus in den Ausschreibungen und zur Erreichung der EE-Ausbaupfade ist eine kontinuierlich freie und nutzbare Flächenkulisse erforderlich. Die Untersuchung zeigt, dass **die Verlässlichkeit der Flächenausweisungen sowie deren Nutzbarkeit** erhöht werden muss, um ausreichend nutzbare Flächen zur Steuerung des Angebots sicherzustellen.

Des Weiteren sollte das **Ausschreibungsverfahren** unabhängig von der genauen Ausgestaltung **Kontinuität, Verlässlichkeit und Vertrauen** vermitteln, um nachhaltig Investoren anzuziehen sowie die Bemühungen von Ländern, Regionen und Kommunen bei der Flächenausweisung zu unterstützen.

11 Quellenverzeichnis

- 50 Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2017): Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.
- 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2019): Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017, Zweiter Entwurf.
- Agentur für Erneuerbare Energien (2018): Installierte Leistung Wind onshore. https://www.foederal-erneuerbar.de/landes-info/bundesland/D/kategorie/wind/auswahl/180-installierte_leistun/#goto_180 [zuletzt abgerufen am 17.4.2019]
- AG Energiebilanzen (2018): Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern. Stand: 02.02.2018.
- Agora Energiewende (2018): Stromnetze für 65 Prozent Erneuerbare bis 2030 – Zwölf Maßnahmen für den synchronen Ausbau von Netzen und Erneuerbaren Energien.
- Baldauf et al. 2016: Kurze Beschreibung des Lokal-Modells Kürzestfrist COSMO-DE (LMK) und seiner Datenbanken auf dem Datenserver des DWD. Version 2.4 vom 24.11.2016. Deutscher Wetterdienst. https://www.dwd.de/SharedDocs/downloads/DE/modell-dokumentationen/nwv/cosmo_eu/cosmo_eu_dbbeschr_201406.html [zuletzt abgerufen am 17.4.2019]
- Becker & Thrän 2017: Completion of wind turbine datasets for wind integration studies applying random forests and k-nearest neighbors. Appl. Energy 2017, 208, 252–262.
- BNetzA (2009-2017): Monitoringberichte aus den Jahren 2009 bis 2017
- BNetzA und Bundeskartellamt (2017): Monitoringbericht 2017. Bonn.
- BNetzA (2017): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Viertes Quartal und Gesamtjahr 2016.
- BNetzA (2018): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen - Gesamtjahr und Viertes Quartal 2017.
- Deutsche WindGuard (2017): Ausgestaltung von Höchstwertregionen in der technologieübergreifenden Ausschreibung.
- Deutsche WindGuard (2018): Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland 2017
- Deutsche WindGuard (2019): Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland – Jahr 2018
- DEWI, Klimaschutzagentur Region Hannover (2015): Rotorblattspitze innerhalb oder außerhalb der Konzentrationszone: Welchen Einfluss hat dies auf den Flächenbedarf einer Windenergieanlage?
- Ecofys, Consentec, BBH (2018) – Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz. Berlin
- Ecofys, Fraunhofer IWES (2017): Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen – Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap.
- Eichhorn et al. 2019: Spatial Distribution of Wind Turbines, Photovoltaic Field Systems, Bioenergy and River Hydro Power Plants in Germany. Data 2019, 4, 29; doi:10.3390/data4010029.
- Fachagentur Windenergie an Land (2016): Dauer und Kosten des Planungs- und Genehmigungsprozesses von Windenergieanlagen an Land.
- UBA (2013): Potenzial der Windenergie an Land - Studie zur Ermittlung des bundesweiten Flächen- und Leistungspotenzials der Windenergienutzung an Land. Studie des Umweltbundesamts mit Berechnungen des Fraunhofer IWES.

12 Anhang

Tabelle 25: Stand Datenbeschaffung Windflächen für Baden-Württemberg

Planungsregionen Baden-Württemberg	Flächenkategorie	Aktueller Stand der Windflächenausweisungen RP		vorhandene Datengrundlage	
		rechtskräftiger Plan	Entwurf	rechtskräftiger Plan	Entwurf
Verband Region Rhein-Neckar (Teile in Rheinland-Pfalz und Hessen)	VRG	2005	2015,2	2005	2015,2
Heilbronn-Franken	VRG	2015	nein	2015	Nein
Mittlerer Oberrhein	VRG	2017	nein	2017	nein
VR Stuttgart	VRG	nein	2015,3	nein	2015,3
Ostwürttemberg	VRG	2014	nein	2014	nein
Südlicher Oberrhein	VRG	nein	2017,2	nein	2017,2
Nordschwarzwald	VRG	2015	2017,1	nein	2017,1
Neckar-Alb	VRG	2013	2017,2	nein	2017,2
Donau-Iller (Teil in Bayern)	VRG mit Ausschlusswirkung	2015	nein	2015	nein
Schwarzwald-Baar-Heuberg	VRG	2017	nein	2017	nein
Bodensee-Oberschwaben	-	nein	2017	nein	nein
Hochrhein-Bodensee	VRG	2014	2017,2	nein	2017,2

Tabelle 26: Stand Datenbeschaffung Windflächen für Bayern

Planungsregionen Bayern	Flächenkategorie	Aktueller Stand der Windflächenausweisungen RP		vorhandene Datengrundlage	
		rechtskräftiger Plan	Entwurf	rechtskräftiger Plan	Entwurf
Bayerischer Untermain	VRG, VBG	2016	nein	2016	nein
Würzburg	VRG, VBG	2016	nein	2016	nein
Main-Rhön	VRG, VBG	2014	nein	2014	nein
Oberfranken-West	VRG, VBG	2014	nein	2014	nein
Oberfranken-Ost	VRG, VBG	2014	nein	2014	nein
Westmittelfranken	VRG, VBG	2016	nein	2016	nein
Industrieregion Mittelfranken	VRG, VBG	2017	nein	2017	nein
Oberpfalz-Nord	-	nein	2016,1	nein	nein
Regensburg	-	nein	2013,1	nein	nein
Augsburg	VRG, VBG	2007	2017,1	2007	2017,1
Ingolstadt	-	1989	nein	nein	nein

Planungsregionen Bayern	Flächenkategorie	Aktueller Stand der Windflächenausweisungen RP		vorhandene Datengrundlage	
		rechtskräftiger Plan	Entwurf	rechtskräftiger Plan	Entwurf
Landshut	VRG, VBG	2014	nein	2014	nein
Donau-Wald	VRG, VBG	2014	nein	2014	nein
Donau-Iller (Teil in Baden-Württemberg)	VRG mit Ausschlusswirkung	2015	nein	2015	nein
München	-	1987	nein	nein	nein
Allgäu	VRG, VBG	2007	nein	2007	nein
Oberland	VRG	2015	nein	2015	nein
Südostoberbayern	VRG, VBG	2015	nein	2015	nein

Tabelle 27: Stand Datenbeschaffung Windflächen für Brandenburg

Planungsregionen Brandenburg	Flächenkategorie	Aktueller Stand der Windflächenausweisungen RP		vorhandene Datengrundlage	
		rechtskräftiger Plan	Entwurf	rechtskräftiger Plan	Entwurf
Havelland-Fläming	EG	2015	nein	2015	nein
Lausitz-Spreewald	EG	2016	nein	2016	nein
Oderland-Spree	EG	2004	2017,3	2004	2017,3
Prignitz-Oberhavel	EG	2003	2017,2	2003	2017,2
Uckermark-Barnim	EG	2016	nein	2016	nein

Tabelle 28: Stand Datenbeschaffung Windflächen für Hessen

Planungsregionen Hessen	Flächenkategorie	Aktueller Stand der Windflächenausweisungen RP		vorhandene Datengrundlage	
		rechtskräftiger Plan	Entwurf	rechtskräftiger Plan	Entwurf
Nordhessen	EG	2017	nein	2017	nein
Mittelhessen	EG	2017	nein	2017	nein
Südhessen	VRG mit Ausschlusswirkung	2010	2016,2	nein	2016,2
Metropolregion Frankfurt ⁴⁴	VRG	-	2016,2	nein	2016,2

⁴⁴ Der „Regionale Flächennutzungsplan“ der Metropolregion FrankfurtRheinMain ist Teil des Regionalplans Südhessen.

Tabelle 29: Stand Datenbeschaffung Windflächen für Mecklenburg-Vorpommern

Planungsregionen Mecklenburg-Vorpommern	Flächenkategorie	Aktueller Stand der Windflächenausweisungen RP		vorhandene Datengrundlage	
		rechtskräftiger Plan	Entwurf	rechtskräftiger Plan	Entwurf
Westmecklenburg	EG	2011	2017,1	2011	2017,1
Region Rostock	EG	1999	2016,1	nein	2016,1
Vorpommern	EG	2010	2017,3	nein	2017,3
Mecklenburgische Seenplatte	EG	2011	2017,2	nein	2017,2

Tabelle 30: Stand Datenbeschaffung Windflächen für Niedersachsen

Planungsregionen Niedersachsen	Flächenkategorie	Aktueller Stand der Windflächenausweisungen RP		vorhandene Datengrundlage	
		rechtskräftiger Plan	Entwurf	rechtskräftiger Plan	Entwurf
Aurich	VRG	nein	2017,2	nein	2017,2
Wittmund	VRG	2006	nein	2006	nein
Friesland	VRG	2003	nein	2003	nein
Wesermarsch	VRG	2010	nein	2010	nein
Cuxhaven	VRG mit Ausschlusswirkung	2017	nein	2017	nein
Osterholz	VRG mit Ausschlusswirkung	2011	nein	2011	nein
Stade	-	2015 ⁴⁵	nein	(2015)	nein
Rotenburg (Wümme)	VRG mit Ausschlusswirkung	2007	2017,2	2007	2017,2
Harburg	VRG mit Ausschlusswirkung	2009	2016,3	2009	2016,3
Lüneburg	VRG mit Ausschlusswirkung	2016	nein	2016	nein
Leer	VRG mit Ausschlusswirkung	nein	2016,2	nein	2016,2
Ammerland	-	1996	nein	nein	nein
Emsland	VRG mit Ausschlusswirkung	2016	nein	2016	nein
Cloppenburg	VRG	2005	nein	2005	nein
Kreisfreie Stadt Oldenburg	-	nein	nein	nein	nein

⁴⁵ Der RROP für Stade wurde am 19.10.2017 für ungültig erklärt.

Planungsregionen Niedersachsen	Flächenkategorie	Aktueller Stand der Wind- flächenausweisungen RP		vorhandene Datengrund- lage	
		rechtskräfti- ger Plan	Entwurf	rechtskräfti- ger Plan	Entwurf
Landkreis Oldenburg	-	nein	nein	nein	nein
Verden	VRG mit Aus- schlusswirkung	2016	nein	2016	nein
Heidekreis	VRG mit Aus- schlusswirkung	2011	nein	2011	nein
Uelzen	VRG mit Aus- schlusswirkung	2000	2016,2	2000	2016,2
Lüchow-Dannenberg	VRG, EG	2004	2016,1	2004	2016,1
Celle	VRG mit Aus- schlusswirkung	2005	2017,1	nein	nein
Nienburg (Weser)	VRG, EG	2015	nein	2015	nein
Diepholz	VRG, Aus- schlussgebiete	2016	nein	2016	nein
Vechta	-	nein	nein	nein	nein
Osnabrück	VRG mit Aus- schlusswirkung	2013	nein	2013	nein
Grafschaft Bentheim	-	2002	nein	nein	nein
Region Hannover	VRG mit Aus- schlusswirkung	2017	nein	2017	nein
Schaumburg	VRG	2003	nein	2003	nein
Hameln-Pyrmont	VRG	2001	nein	2001	nein
Hildesheim	VRG	2016	nein	2016	nein
Zweckverband Groß- raum Braunschweig	VRG mit Aus- schlusswirkung	2008	2016,2	2008	2016
Holzminde	VRG	2001	nein	2001	nein
Kreisfreie Stadt Wil- helmshaven	-	nein	nein	nein	nein
Northeim	-	2006	nein	nein	nein
Altkreis Osterode am Harz	-	1999	Nein	1999	nein
Göttingen	VRG mit Aus- schlusswirkung	1998, 2012	nein	1998	nein

Tabelle 31: Stand Datenbeschaffung Windflächen für Nordrhein-Westfalen

Planungsregionen Nordrhein-Westfalen	Flächenkategorie	Aktueller Stand der Windflächenausweisungen RP		vorhandene Datengrundlage	
		rechtskräftiger Plan	Entwurf	rechtskräftiger Plan	Entwurf
Arnsberg	-	nein	nein	nein	nein
Detmold	-	2000	nein	nein	nein
Düsseldorf	VRG, VBG	nein	2017,3	nein	2017,3
Köln	-	nein	nein	nein	nein
Münster	VRG	2016	nein	2016	nein
Regionalverband Ruhr	VRG	5 Teilpläne	nein	2016	nein

Tabelle 32: Stand Datenbeschaffung Windflächen für Rheinland-Pfalz

Planungsregionen Rheinland-Pfalz	Flächenkategorie	Aktueller Stand der Windflächenausweisungen RP		vorhandene Datengrundlage	
		rechtskräftiger Plan	Entwurf	rechtskräftiger Plan	Entwurf
Mittelrhein-Westerwald	VRG	2017	nein	2017	nein
Rheinhessen-Nahe	VRG	2015	nein	2015	nein
Region Trier	VRG	2004	2014,1	nein	2014,1
Westpfalz	VRG	2015	nein	2015	nein
Verband Region Rhein-Neckar (Teile in Baden-Württemberg und Hessen)	VRG	nein	2015,2	nein	2015,2

Tabelle 33: Stand Datenbeschaffung Windflächen für Sachsen

Planungsregionen Sachsen	Flächenkategorie	Aktueller Stand der Windflächenausweisungen RP		vorhandene Datengrundlage	
		rechtskräftiger Plan	Entwurf	rechtskräftiger Plan	Entwurf
Leipzig-West Sachsen	VRG, EG	2008	nein	2008	nein
Oberes-Elbtal/ Osterzgebirge	VRG, VRG mit Ausschlusswirkung	2003	2017,1	2003	2017,1
Oberlausitz-Niederschlesien	VRG mit Ausschlusswirkung	2010	nein	2010	nein
Region Chemnitz	VRG mit Ausschlusswirkung	2000, 2005, 2008	2015,1	2005, 2000	2015,1

Tabelle 34: Stand Datenbeschaffung Windflächen für Sachsen-Anhalt

Planungsregionen Sachsen-Anhalt	Flächenkategorie	Aktueller Stand der Windflächenausweisungen RP		vorhandene Datengrundlage	
		rechtskräftiger Plan	Entwurf	rechtskräftiger Plan	Entwurf
Altmark	VRG mit Ausschlusswirkung	2013	nein	2013	nein
Halle	VRG, EG	2010	nein	2010	nein
Magdeburg	VRG, EG	nein	2016,1	nein	2016,1 ⁴⁶
Harz	VRG, EG	2009	nein	2009	nein
Anhalt-Bitterfeld-Wittenberg	EG	nein	2016,2	nein	2016,2

Tabelle 35: Stand Datenbeschaffung Windflächen für Schleswig-Holstein

Planungsregionen Schleswig-Holstein	Flächenkategorie	Aktueller Stand der Windflächenausweisungen RP		vorhandene Datengrundlage	
		rechtskräftiger Plan	Entwurf	rechtskräftiger Plan	Entwurf
Planungsraum I	VRG mit Ausschlusswirkung	nein	2018,2	nein	2018,2
Planungsraum II	VRG mit Ausschlusswirkung	nein	2018,2	nein	2018,2
Planungsraum III	VRG mit Ausschlusswirkung	nein	2018,2	nein	2018,2

Tabelle 36: Stand Datenbeschaffung Windflächen für Thüringen

Planungsregionen Thüringen	Flächenkategorie	Aktueller Stand der Windflächenausweisungen RP		vorhandene Datengrundlage	
		rechtskräftiger Plan	Entwurf	rechtskräftiger Plan	Entwurf
Nordthüringen	VRG mit Ausschlusswirkung	2012	nein	2012	nein
Mittelthüringen	VRG mit Ausschlusswirkung	nein	2017,2	nein	2017,2
Südwestthüringen	VRG mit Ausschlusswirkung	2012	nein	2012	nein
Ostthüringen	VRG mit Ausschlusswirkung	nein	2016,1	nein	2016,1

⁴⁶ 1. Entwurf mit Änderungen Beschluss Regionalversammlung 14.03.2018

Tabelle 37: Anteil der WEA-Standorte in Bezug auf die ausgewiesenen Windflächen je Bundesland (Tabelle zu Abbildung 13)

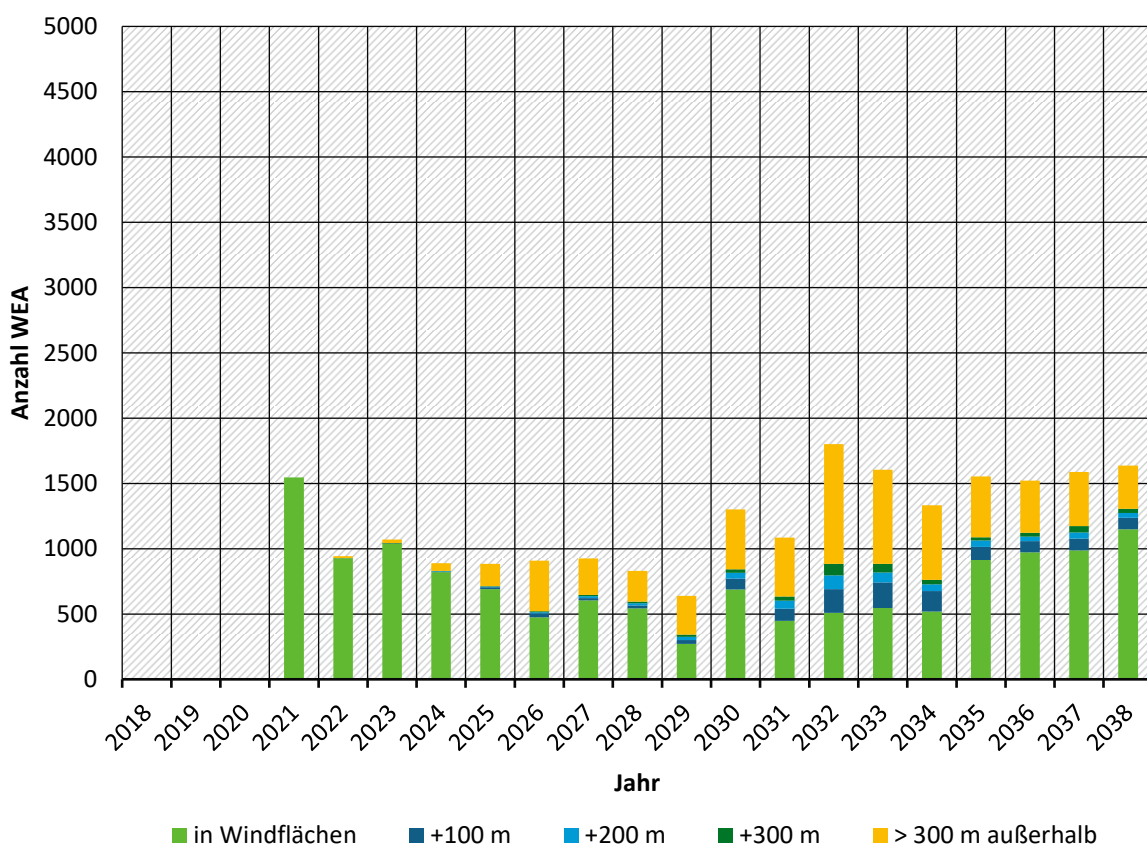
Bundesland	Innerhalb der Windflächen [%]	Innerhalb 100 m-Puffer um Windflächen [%]	Innerhalb 200 m-Puffer um Windflächen [%]	Innerhalb 300 m-Puffer um Windflächen [%]	Außerhalb der Windflächen [%]
BB	57,9	9,6	4,6	3,0	24,9
BE	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0
BW	51,6	6,5	2,7	1,0	38,3
BY	43,7	11,8	4,1	1,8	38,6
HB	48,2	3,5	2,4	1,2	44,7
HE	46,4	11,0	4,9	3,6	34,1
HH	63,5	1,6	3,2	3,2	28,6
MV	26,6	10,0	4,8	3,6	54,9
NI	39,3	7,0	2,3	1,7	49,7
NW	19,1	2,6	0,9	0,6	76,7
RP	43,6	8,1	3,0	1,4	44,0
SH	64,5	9,9	4,0	2,8	18,9
SL	80,1	5,7	2,3	0,0	11,9
SN	49,0	10,4	8,7	3,2	28,7
ST	53,3	13,3	4,4	3,7	25,3
TH	53,9	14,5	6,4	3,3	21,9
DEU	47,8	8,9	3,8	2,5	37,0

Tabelle 38: Anteil der WEA-Leistung in Bezug auf die ausgewiesenen Windflächen je Bundesland (Tabelle zu Abbildung 14)

Bundesland	Innerhalb der Windflächen [%]	Innerhalb 100 m-Puffer um Windflächen [%]	Innerhalb 200 m-Puffer um Windflächen [%]	Innerhalb 300 m-Puffer um Windflächen [%]	Außerhalb der Windflächen [%]
BB	61,8	10,2	4,3	2,8	20,8
BE	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0
BW	55,4	6,3	2,8	1,2	34,3
BY	47,6	12,9	3,8	1,7	33,9
HB	45,6	1,7	0,3	1,3	51,0
HE	55,8	11,7	4,8	3,1	24,5
HH	55,7	0,5	1,1	1,1	41,6
MV	33,8	13,5	4,9	3,7	44,1
NI	43,7	6,9	2,1	1,6	45,6
NW	20,0	2,8	1,0	0,7	75,5
RP	44,3	8,3	2,8	1,4	43,2

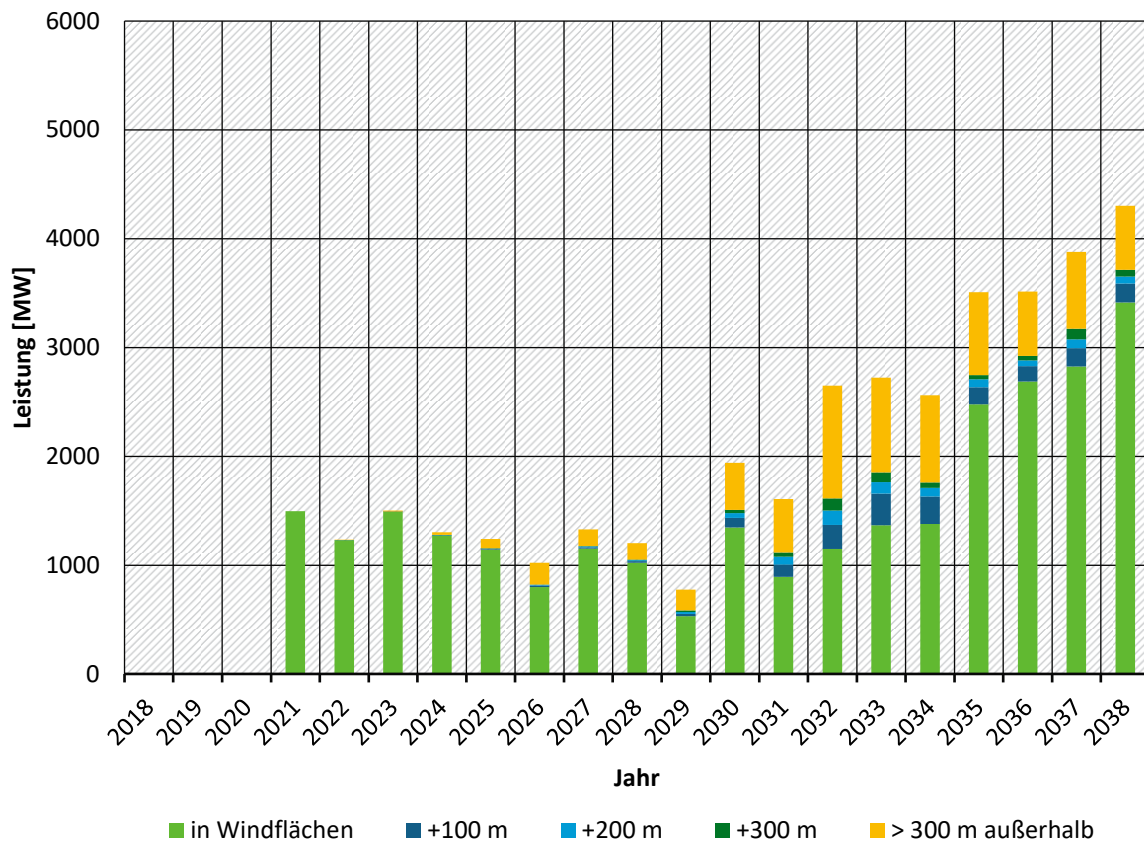
Bundesland	Innerhalb der Windflächen [%]	Innerhalb 100 m-Puffer um Windflächen [%]	Innerhalb 200 m-Puffer um Windflächen [%]	Innerhalb 300 m-Puffer um Windflächen [%]	Außerhalb der Windflächen [%]
SH	72,3	8,7	3,4	2,2	13,4
SL	84,5	4,4	2,3	0,0	8,8
SN	54,1	12,5	8,2	3,2	22,0
ST	56,9	15,1	3,9	3,3	20,8
TH	57,0	17,1	7,3	3,3	15,3
DEU	52,7	9,5	3,6	2,3	31,9

Abbildung 60: Erwarteter Rückbau bei einer Nutzungsdauer von 30 Jahren von WEA außerhalb der untersuchten Windflächen (WEA innerhalb: 20 Jahre)



Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE

Abbildung 61: Erwartete Rückbauleistung bei einer Nutzungsdauer von 30 Jahren von WEA außerhalb der untersuchten Windflächen (WEA innerhalb: 20 Jahre)



Quelle: Eigene Darstellung Fraunhofer IEE

Tabelle 39: Ausgewiesene Windfläche in km² je Windgeschwindigkeitsklasse (Mittelwert der Jahre 2007 bis 2015, COSMO-DE-Modell, 100 m Höhe) (Tabelle zu Abbildung 24)

Bundes- land	4,5-5 m/s	5-5,5 m/s	5,5-6 m/s	6-6,5 m/s	6,5-7 m/s	7-7,5 m/s	7,5-8 m/s	8-8,5 m/s	8,5-9 m/s	9-9,5 m/s
BB	0,0	0,0	0,0	138,8	229,8	171,7	16,2	0,0	0,0	0,0
BE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BW	7,4	43,0	63,9	57,4	37,1	4,9	0,0	0,0	0,0	0,0
BY	18,1	62,1	150,9	85,9	22,5	1,8	2,1	0,0	0,0	0,0
HB	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,7	0,2	0,1	0,1	0,0
HE	1,6	19,8	78,7	173,5	117,9	36,1	14,0	3,3	0,0	0,0
HH	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0
MV	0,0	0,0	0,0	0,0	10,0	75,6	67,9	4,8	0,0	0,0
NI	0,0	0,6	4,1	4,2	94,1	157,3	76,4	35,4	18,1	0,0
NW	0,0	0,0	1,4	15,8	92,1	94,1	48,3	3,4	0,0	0,0
RP	0,0	9,0	52,4	135,9	103,2	39,6	3,9	0,0	0,0	0,0
SH	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,5	69,7	118,1	84,5	31,9
SL	0,0	1,0	14,3	21,9	12,8	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0
SN	0,0	0,0	0,0	8,6	15,7	15,0	5,8	0,2	0,0	0,0
ST	0,0	0,0	2,5	55,1	128,6	29,1	0,0	0,0	0,0	0,0
TH	0,0	0,0	2,9	20,0	41,7	20,1	6,6	0,0	0,0	0,0