



Überblick Windenergie an Land

Anlagenhöhen | Flächenbedarf | Turbinenanzahl



Anlagenhöhen im Spannungsfeld von Flächenbedarf und Turbinenanzahl

Die Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, 65 Prozent des Stromverbrauchs bis zum Jahr 2030 mit Erneuerbare Energien zu decken.¹ Dies erfordert eine zusätzliche Strommenge von 150 Terawattstunden (TWh) zum bereits heute erzeugten »Ökostrom«.² Davon sind gemäß des im ersten Entwurf vorliegenden Netzentwicklungsplans Strom 2030 (Version 2019), Szenario B, rund 84 TWh durch die Windenergienutzung an Land bereitzustellen.³ Die Fachagentur Windenergie an Land (FA Wind) erläutert im Folgenden, wie sich die Bauhöhe von künftigen Windenergieanlagen auf diese Zielsetzung auswirken kann.

Die Berechnungen anhand von Modell-Windparks (siehe Anhang) zeigen, dass für die Erzeugung der zusätzlichen 84 TWh Windstrom rund 7.000 neue Windenergieanlagen der 4 Megawatt (MW)-Klasse bis 2030 erforderlich sind, sofern diese mit Bauhöhen bis 230 Meter (m) errichtet werden. Sollte die Bauhöhe der Anlagen zukünftig flächendeckend auf 200 m begrenzt werden, wären zwischen 8.000 Anlagen (4 MW-Klasse) und 11.000 Anlagen (3 MW-Klasse) erforderlich. Eine Höhenbegrenzung auf 180 m würde nahezu 12.000 Neuanlagen der 3 MW-Klasse erfordern. Sollten Windturbinen künftig einem Höhenlimit von 150 m unterliegen, würde dies nicht nur das Angebotspektrum einschränken, da ein großer Teil der heutigen Anlagen in dieser Dimension gar nicht mehr angeboten wird. Es wären zudem fast doppelt so viele Neuanlagen erforderlich (13.500 WEA, 3 MW-Klasse) als aktuelle Anlagentypen ohne Höhenbeschränkung.

Nachstehende Abbildung¹ veranschaulicht, dass auch die zusätzlich zu installierende Anlagenleistung bei einer Begrenzung der Anlagenhöhe deutlich zunehmen müsste, um die prognostizierte zusätzliche Strommenge von 84 TWh im Jahr 2030 erzeugen zu können.⁴

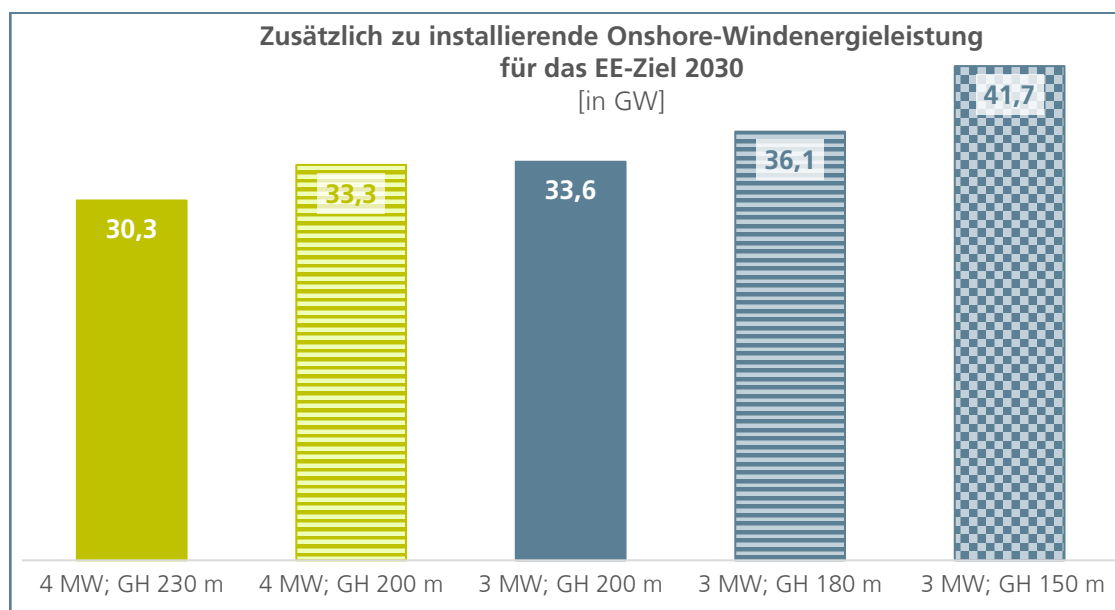


Abbildung 1: Bis 2030 zusätzlich zu installierende Netto-Leistung Wind an Land zur Erreichung der erforderlichen Windstrommenge für den Erneuerbare-Energien-Anteil von 65% am Bruttostromverbrauch; Grafik: FA Wind

Nicht nur die Zahl der Anlagen und die zu installierende elektrische Leistung müssten infolge einer flächendeckenden Bauhöhenbegrenzung deutlich steigen, um das 65-Prozent-Ziel bis 2030 erreichen zu können. Auch die für den Bau der Windparks erforderliche Fläche würde erheblich ansteigen. Bei einer Anlagen(gesamt)höhe von maximal 150 m müssten dafür 18 Prozent mehr Fläche in Anspruch genommen werden. Der Mehrbedarf läge bei rund 300 Quadratkilometern - was etwa der Fläche Bremens entspricht. Abbildung 2 zeigt den prozentualen Flächenmehrbedarf in Abhängigkeit von der eingesetzten Anlagentypenklasse. Der Flächenbedarf eines Modell-Windparks in der 4 MW-Leistungsklasse mit

¹ Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD für die 19. Legislaturperiode, S. 71.

² 2018 wurden 228 TWh Strom in Erneuerbaren-Energien-Anlagen erzeugt. Der Bruttostromverbrauch wird im ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans für 2030 auf 582 TWh prognostiziert. Ein Anteil von 65% entspricht 379 TWh. Abzüglich des heute bereits erzeugten »Ökostroms« ergibt sich eine zusätzlich zu erzeugende Strommenge aus Erneuerbaren Energien von rund 150 TWh.

³ Der 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2030 (Version 2019) prognostiziert 173,8 TWh Onshore-Windstrom für das Jahr 2030. 2017 und 2018 wurden in Schnitt 90 TWh pro Jahr erzeugt; woraus sich eine zusätzlich zu erzeugende Strommenge von 84 TWh ableitet.

⁴ Die Windenergieausbeute wird wesentlich beeinflusst von der überstrichenen Rotorfläche der Anlage, dem Verhältnis von Rotorfläche zu installierter Leistung und von der Luftströmung, die mit steigender Höhe über Grund zunimmt und sich verstetigt.

230 m Anlagenhöhe entspricht beim Vergleich der Anlagentypenklassen nahezu der Fläche, die für einen Modell-Windpark der Kategorie 3 MW mit 200 m Gesamthöhe benötigt wird, erfordert aber zur Erzeugung derselben Strommenge etwa 3.500 Anlagen mehr.

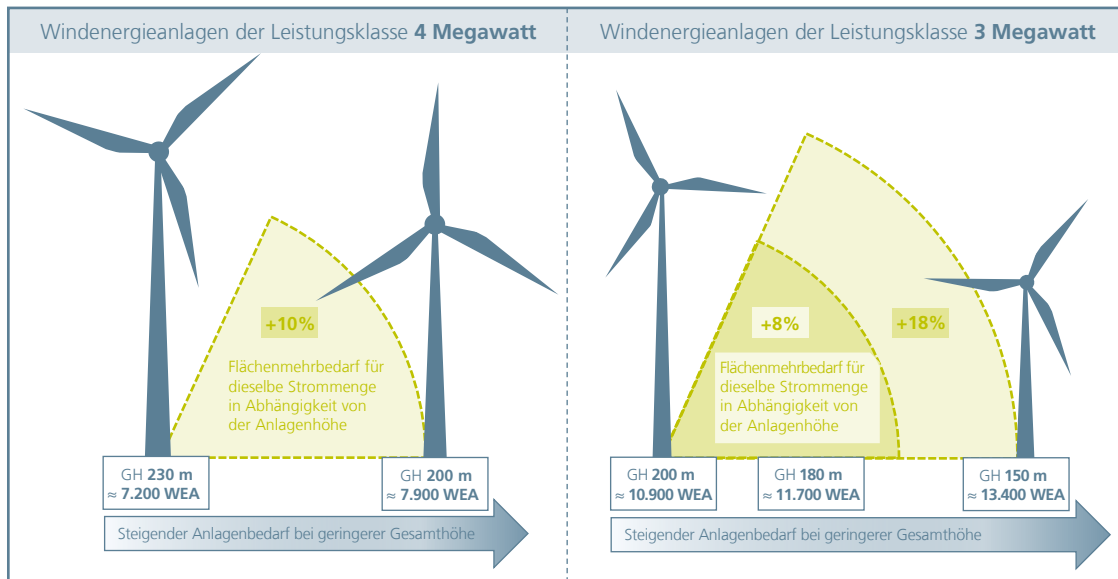


Abbildung 2: Anstieg des Flächen- und Anlagenbedarfs in Abhängigkeit von der Gesamthöhe und Leistungsklasse der Windturbinen zur Erzeugung der bis 2030 zusätzlich erforderlichen Strommengen; Grafik: FA Wind

Die Berechnungen des Anlagenbedarfs erfolgten modellhaft entsprechend den im Anhang getroffenen Annahmen anhand des Strombedarfs gemäß dem ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2030.⁵ Nicht einbezogen wurde, dass in einzelnen Regionen mangels ausreichender Netzkapazitäten das Stromlieferungspotential der Windturbinen, zumindest temporär, nicht voll genutzt werden könnte. In diesen Fällen würde der Neuanlagenbedarf zur Deckung der Strommengen bis 2030 noch steigen.

Laut Marktstammdatenregister wurden zwischen August 2014 und Dezember 2018 bundesweit 6.600 Windenergieanlagen in Betrieb genommen.⁶ 1.800 der Anlagen (28%) weisen Gesamthöhen bis 150 m auf; davon wurden drei Viertel in Norddeutschland (MV, NI, SH) errichtet. In den südlichen Bundesländern (BW, BY, HE, RP, SL) waren es lediglich 27 von 1.700 Windturbinen (1,6%) mit Gesamthöhen bis 150 m. Insbesondere die für Süddeutschland geeigneten sog. Schwachwindanlagen weisen größere Rotordurchmesser und damit größere Gesamthöhen auf.⁷ Diese wären von den negativen Auswirkungen einer pauschalen Bauhöhenbegrenzung deshalb besonders betroffen.

Im Ergebnis würde eine »pauschale« Höhenbegrenzung bundesweit zu einem deutlichen Anstieg des Flächenbedarfs, der Anlagenzahl sowie der zu installierenden Kapazität führen, um den erforderlichen Mehrbedarf an Windstrom zur Erreichung des 65-Prozent-Ziels bereit zu stellen. Hinzu kommt, dass nach Berechnungen von WindGuard⁸ Anlagen mit größeren Gesamthöhen in der Regel geringere Stromgestehungskosten aufweisen. Dies dürfte sich bei den Anlagentypen der neuesten Generation noch verstärken, die aufgrund des Kostendrucks in der Ausschreibung noch stärker hinsichtlich der Stromgestehungskosten optimiert worden sind. Zudem könnte eine pauschale Höhenbegrenzung die Technologieentwicklung auf dem deutschen Leitmarkt gefährden und Wettbewerbsnachteile im internationalen Kontext nach sich ziehen.⁹

Eine planerische Begrenzung von Anlagenhöhen, insbesondere durch die Festsetzung des Maßes der baulichen Nutzung im Rahmen der Bauleitplanung, ist grundsätzlich möglich, wenn der Schutz hinreichend gewichtiger Rechtsgüter dies rechtfertigt.¹⁰

⁵ [Genehmigung des Szenariorahmens 2019 - 2030](#) zum Netzentwicklungsplan Strom vom 16.06.2018.

⁶ BNetzA, [Veröffentlichung](#) der EEG-Registerdaten (Zeitraum 08/2014 bis 01/2019) vom 28.02.2019.

⁷ Die Verfügbarkeit von Anlagen mit einer geringen spezifischen Flächenleistung unterhalb von 150 m Gesamthöhe ist laut [WindGuard](#) stark eingeschränkt, »da maximierte Rotordurchmesser in der Regel mit steigenden Nabenhöhen einhergehen«.

⁸ Vgl. WindGuard, [Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Nabenhöhen von Windenergieanlagen](#), Juni 2017.

⁹ Vgl. hierzu: VDMA, Akzeptanz und Effizienz der Energiewende mit Windenergie in Deutschland erreichen, Positionspapier, März 2019, S. 7.

¹⁰ Ausführlich dazu, Grigoleit in FA Wind (Hrsg.), [Rechtliche Bewertung der Höhenbegrenzung von Windenergieanlagen](#), Mai 2018.

Anhang: Vorgehensweise bei der Berechnung des erforderlichen Flächenpotenzials für die Windenergienutzung an Land im Jahr 2030

Im Folgenden werden die von der FA Wind getroffenen Annahmen und durchgeführten Berechnungen dargelegt, mit denen der Flächenbedarf für die Windenergienutzung im Jahr 2030 ermittelt wurde. Zum einen werden die erforderlichen Strommengen ermittelt, die im Jahr 2030 durch Windenergieanlagen an Land erzeugt werden müssen. Zum anderen werden der Flächenbedarf und die Turbinenanzahl zur Erzeugung dieser Strommengen anhand eines modellhaften Windparkdesigns ermittelt.

1. Annahmen zur Stromversorgungssituation im Jahr 2030

Grundlagen sind der von der Bundesnetzagentur im Juni 2018 genehmigte Szenariorahmen 2019-2030 für den Netzentwicklungsplan sowie der im ersten Entwurf vorliegende Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019).

Der Szenariorahmen beschreibt anhand verschiedener Szenarien die wahrscheinliche Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten und des Stromverbrauchs in den Zieljahren 2030 und 2035. Die Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich der Dimensionen der Sektorenkopplung und der Ausgestaltung der Stromerzeugungsstrukturen und berücksichtigen dabei auch die im Koalitionsvertrag der aktuellen Bundesregierung vereinbarten energiepolitischen Ziele.

Die Prognosewerte für die Höhe des Bruttostromverbrauchs für das Jahr 2030 in den Szenarien reichen von 556,8 Terawattstunden (TWh) im Szenario A 2030 bis 616,7 TWh (Szenario C 2030).¹¹ Für die Berechnungen wird der Wert gemäß Szenario B 2030 mit 582,7 TWh herangezogen. Das Szenario B gilt gemeinhin als Entwicklungspfad mit der größten Eintrittswahrscheinlichkeit.

Im ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2030 (Version 2019) wird für das Szenario B 2030 ein Zielwert von 173,8 TWh Onshore-Windstrom ausgewiesen. Bezogen auf den prognostizierten Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 entspricht dies einem Anteil von 29,8 Prozent.¹² Zu einem vergleichbaren Ergebnis kommt man, wenn man die durchschnittliche Entwicklung der jährlichen Onshore-Windstrommenge seit dem Energiewendejahr 2011 bis zum Jahr 2030 fortschreibt. Für die Berechnungen wird ein Anteil von 30 Prozent am Bruttostromverbrauch des Jahres 2030 (582,7 TWh) zugrunde gelegt. Zieht man davon die bereits heute erzeugten Windstrommengen ab (im Mittel der Jahre 2017 und 2018 waren dies 91 TWh), bleibt eine Differenz von 84 TWh, die bis 2030 von den zusätzlich zu realisierenden Windenergieanlagen erzeugt werden muss. Dabei wird unterstellt, dass die heute am Netz befindlichen Bestandsanlagen im Jahr 2030 noch vollumfänglich zur Verfügung stehen. Es wird also der erforderliche Netto-Zubau ermittelt. Sollte es bis dahin zu beträchtlichen Anlagenstilllegungen kommen, etwa infolge der auslaufenden EEG-Förderung, stiege der Bedarf an zusätzlich zu bauenden Windturbinen weiter an.

Berechnungen zu den Stromerträgen der verschiedenen Anlagentypen basieren auf veröffentlichten Referenzertragswerten (gemäß Anlage 2 EEG 2017).¹³ Dort wo für einzelne Anlagentypen keine Werte veröffentlicht sind, wurden diese direkt bei den Herstellern erfragt. Für die Annahme, welche mittlere Standortgüte den Modell-Windparks zugrunde gelegt werden sollte, wurden Erkenntnisse von WindGuard herangezogen.¹⁴ Nach deren Berechnungen wies ein Viertel aller Windenergieanlagenstandorte im Jahr 2013 eine Standortgüte von 70 Prozent auf. Kumuliert betrachtet erreichte über die Hälfte der seinerzeitigen Anlagenstandorte eine Standortgüte bis 70 Prozent. Für die Strommengenberechnungen der Modell-Windparks wird daher ein Gütefaktor von 70 Prozent angenommen.

¹¹ [Genehmigung des Szenariorahmens 2019 - 2030](#), S. 150, Tabelle 38.

¹² Der Netzentwicklungsplan Strom 2030 ([Version 2019](#)), 1. Entwurf, S. 94 (Abbildung 36).

¹³ Vgl. FGW, [Veröffentlichung](#) der Referenzerträge nach neuem Referenzstandort (EEG 2017 - Anlage 2).

¹⁴ Vgl. WindGuard, [Kostensituation der Windenergie an Land – Update](#), Abbildung 10, Dezember 2015.

2. Annahmen zur Berechnung des Flächenbedarfs

Der erforderliche Flächenbedarf wurde anhand von Modell-Windparks in zwei Leistungsklassen (3 bzw. 4 MW) ermittelt, wobei die Windparks aus jeweils fünf Anlagen eines Modell-Typs bestehen. Ein Modell-Typ entspricht jeweils einem Durchschnitt von vergleichbaren Anlagentypen. Die Anlagenauswahl für die Bildung des Modell-Typs erfolgte anhand vergleichbarer Charakteristika wie Nabenhöhe, Rotordurchmesser und Nennleistung. Zudem sollte nur ein Anlagentyp pro Hersteller in die Auswahl einbezogen werden, um eine möglichst breite Modellpalette zu berücksichtigen. Die Typenwahl für den Modell-Windpark B berücksichtigt die in den letzten Jahren in Deutschland häufig realisierten Modelle im Leistungsbereich 3,0 bis 3,3 MW.¹⁵ Die Anlagenzusammenstellung im Modell-Windpark A beinhaltet Windturbinen der neuesten Anlagengeneration in der Leistungsklasse 4,1 bis 4,5 MW mit Rotordurchmessern bis 150 m. Beide Modell-Windparks werden jeweils mit zwei unterschiedlichen Gesamthöhen betrachtet. Eine zusätzliche Betrachtung erfolgte für Anlagen mit bis zu bis 150 m Gesamthöhe. Nachdem aber nicht alle Typen im Modell-Windpark B in dieser Dimension angeboten werden, war eine Variation »Windpark B.1« erforderlich, in der ein Anlagentyp geändert wurde. Die in den beispielhaften Windparks berücksichtigten Anlagentypen und deren Kennwerte zeigt Tabelle 1.

Tabelle 1: Anlagentypen der modellhaften Windparks mit zwei Leistungsklassen

Modell-Windpark A (4 MW-Klasse)			Modell-Windpark B (3 MW-Klasse)			Modell-Windpark B.1 (3 MW-Klasse; GH ≤ 150 m)		
WEA-Typ	Leistung	Höhe	WEA-Typ	Leistung	Höhe	WEA-Typ	Leistung	Höhe
Enercon E-138	4,2 MW	200 m/ 230 m	Enercon E-115	3,0 MW	180 m/ 200 m	Enercon E-115	3,0 MW	150 m
Nordex N149	4,5 MW	200 m/ 230 m	Nordex N117	3,0 MW	180 m/ 200 m	Nordex N117	3,0 MW	150 m
Senvion 4.2M148	4,2 MW	200 m/ 230 m	Senvion 3.2M114	3,2 MW	180 m/ 200 m	Senvion 3.2M114	3,2 MW	150 m
Siemens DD-142	4,1 MW	200 m/ 230 m	Siemens 3.0-113	3,0 MW	180 m/ 200 m	Siemens 3.0-113	3,0 MW	150 m
Vestas V150-4.2	4,2 MW	200 m/ 230 m	Vestas V126-3.3	3,3 MW	180 m/ 200 m	Vestas V112-3.3	3,3 MW	150 m

Um den Flächenbedarf ermitteln zu können, der für den Nettozubau der Windenergieanlagen zur Erreichung des 65-Prozent-Ziels im Jahr 2030 erforderlich ist, waren auch Annahmen zur durchschnittlichen Windparkgröße zu treffen. Gemäß einer Marktanalyse des Leipziger Instituts für Energie (IE Leipzig) umfassten über die Hälfte (53%) der im Jahr 2014 in Deutschland betriebenen Windparks bis fünf Anlagen.¹⁶ Auf dieser Basis wurden für die Berechnungen des Flächenbedarfs den Modell-Windparks jeweils fünf Anlagen zugrunde gelegt. Zwischen den Windrädern wird, wie zur Vermeidung von Turbulenzeinflüssen empfohlen, ein Abstand des 5-fachen Rotordurchmessers in Hauptwindrichtung und des 3-fachen Rotordurchmessers in Nebenwindrichtung eingehalten. Der für die Energieerzeugung eines Modell-Windparks erforderliche Flächenbedarf bemisst sich, vereinfacht betrachtet, aus der Fläche innerhalb der außenstehenden Anlagen. Zugrunde gelegt wird dabei der Turm der Anlage; der Rotor ragt über die Bedarfsfläche hinaus. Flächenbedarf, der aus anderen Gründen entsteht, bleibt in der modellhaften Berechnung der Netto-Flächen unberücksichtigt. Abbildung 3 zeigt die schematische Flächenbeanspruchung, wobei der Netto-Flächenbedarf grün dargestellt ist.

¹⁵ Häufig realisierte Anlagentypen von 08/2014 bis 12/2018: Enercon E-115 (863 WEA); Vestas V112 (736 WEA), V126 (434 WEA); Nordex N117 (636 WEA); Senvion 3.2M114 (292 WEA) und Siemens SWT 3.0-113 (83 WEA).

¹⁶ Vgl. Leipziger Institut für Energie, [Marktanalyse – Windenergie an Land](#), Februar 2015, S. 24.

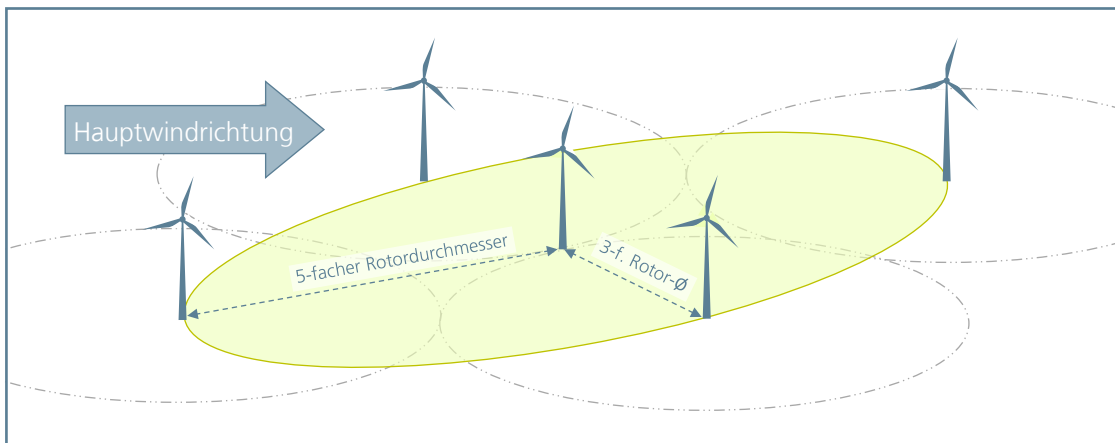


Abbildung 3: Anlagenanordnung innerhalb eines Modell-Windparks und die darin berücksichtigte Fläche; Grafik: FA Wind

Die rechnerische Ermittlung des Flächenbedarfs für den notwendigen Neuanlagenzubau bis zum Jahr 2030 erfolgt anhand folgender Schritte:

1. Flächenbedarf des einzelnen Anlagentyps im Modell-Windpark:

$$A_{\text{WEA}} = \pi * 5d * 3d \quad (A = \text{Fläche}; d = \text{Rotordurchmesser der Anlage})$$

2. Mittlerer Flächenbedarf der fünf Anlagen innerhalb des Modell-Windparks:

$$A_{\text{WEA}_x} = \frac{A_{\text{WEA}_1} + A_{\text{WEA}_2} + A_{\text{WEA}_3} + A_{\text{WEA}_4} + A_{\text{WEA}_5}}{5}$$

3. Neuanlagenbedarf für die zusätzliche Windstrommenge bis 2030 (30% vom Bruttostromverbrauch):

$$n_{\text{WEA}} = \frac{E_{\text{WEA_Zubau_2030}}}{E_{\text{WEA}_x} * 0,7} \quad (\text{Erforderliche zusätzliche Windstrommenge 2030} \div \text{mittlerer Stromertrag einer Anlage im Modell-Windpark mit 70\% Standortgüte})$$

4. Berechnung des Netto-Flächenbedarfs für die erforderlichen Neuanlagen bis 2030:

$$A_{\text{Zubau_2030}} = n_{\text{WEA}} * A_{\text{WEA}_x} \quad (\text{Neuanlagenbedarf} * \text{mittlerer Flächenbedarf der Einzelanlage})$$

Weiterführende Informationen

FA Wind: [Überblick zu den Abstandsempfehlungen in den Bundesländern zur Ausweisung von Windenergiegebieten](#), Stand Februar 2019

FA Wind: [Rechtliche Bewertung der Höhenbegrenzung von Windenergieanlagen vor dem Hintergrund der Ausschreibung](#), Stand Mai 2018

WindGuard: [Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Nabenhöhen von Windenergieanlagen](#), erstellt im Rahmen der Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 EEG 2014, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Juni 2017

Impressum

© FA Wind, März 2019

Herausgeber:

Fachagentur Windenergie an Land
Fanny-Zobel-Straße 11 | 12435 Berlin

V.i.S.d.P.: Dr. Antje Wagenknecht

Die Fachagentur zur Förderung eines natur- und umweltverträglichen Ausbaus der Windenergie an Land e.V. ist ein gemeinnütziger Verein. Er ist eingetragen beim Amtsgericht Charlottenburg, VR 32573 B

Autoren:

Jürgen Quentin
unter Mitarbeit von Jannik Thomsen

Zitiervorschlag:

FA Wind, Überblick Windenergie an Land: Wirkung von Höhenbegrenzungen auf den Flächenbedarf für Windenergieanlagen an Land, Berlin 2019

Haftungsausschluss:

Die in dieser Broschüre enthaltenen Angaben und Informationen sind nach bestem Wissen erhoben, geprüft und zusammengestellt. Eine Haftung für unvollständige oder unrichtige Angaben, Informationen und Empfehlungen ist ausgeschlossen, sofern diese nicht grob fahrlässig oder vorsätzlich verbreitet wurde.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Fachagentur Windenergie an Land e.V.

Fanny-Zobel-Straße 11 | 12435 Berlin
T +49 30 64 494 60-60 | F +49 30 64 494 60-61
post@fa-wind.de | www.fachagentur-windenergie.de