

REGIONALISIERUNG DES AUSBAUS DER ERNEUERBAREN ENERGIEEN

Februar 2023

Dr. Carsten Pape, David Geiger

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE
Joseph-Beuys-Straße 8
34117 Kassel
Tel: +49 561 7294-265
www.iee.fraunhofer.de

Zusammenfassung

Das vorliegende Dokument beschreibt die Regionalisierung der Technologien Windenergie an Land und Photovoltaik als Eingangsdaten für die Erstellung des Netzentwicklungsplans Strom 2037–2045. Die Leistungsvorgaben beider Technologien für die Szenariojahre 2037 und 2045 sowie für die Varianten A, B und C werden durch die Genehmigung des Szenariorahmens durch die Bundesnetzagentur [ÜNB 2022] vorgegeben.

Der Bestand an Windenergieanlagen an Land wird auf Basis verschiedener Datenquellen möglichst standortgenau erfasst, ebenso werden bereits genehmigte Anlagen sowie den Netzbetreibern vorliegende Anschlussgesuche berücksichtigt. Es wird eine Nutzungsdauer von 22 Jahren unterstellt, sodass für ältere Anlagen ein Rückbau angenommen wird. Die Modellierung des Ausbaus der Windenergie erfolgt auf Basis bekannter Flächen, die für die Nutzung durch Windenergie geeignet und noch verfügbar sind. Hierzu zählen Repowering-Flächen, raumplanerische Gebietsausweisungen für die Windenergienutzung sowie mithilfe einer Potenzialanalyse identifizierte Eignungsflächen. Dabei werden die Flächen unterschiedlicher Konkretisierung (Repowering > Windenergiegebiete > Potenzialflächen) im Modell sukzessive bebaut, bis die Leistungsvorgabe der Mantelzahl je Bundesland erreicht ist.

Bei der Photovoltaik wird nach einem analogen Verfahren vorgegangen, bei dem im ersten Schritt eine möglichst genaue Erfassung der Stammdaten durchgeführt wird. Diese werden im zweiten Schritt mit geplanten Anlagen und Anschlussgesuchen erweitert und im dritten Schritt wird dann die Differenz zu den Mantelzahlen auf Potenzialflächen zugebaut. Die Modellierung unterscheidet zwischen Aufdach- und Freiflächenanlagen, da bei der Zubausimulation unterschiedliche Modelle genutzt werden. Bei der Freiflächen-PV werden die Potenzialflächen mittels GIS-Analysen aus einer Vielzahl an Inputlayern bestimmt und anlagenscharf zugebaut. Bei den Dachflächen-PV-Anlagen ergeben sich die Potenziale auf Basis der Gebäudeumringe in Deutschland und der Zubau erfolgt gemeindescharf basierend auf dem Zubau der letzten 20 Jahre.

Abschließend werden die Ergebnisse der Regionalisierung als Kartendarstellung auf Ebene der Postleitzahlgebiete visualisiert. Dies ermöglicht den schnellen Vergleich unterschiedlicher Szenarien und Betrachtungsjahre. Die Bereitstellung der Regionalisierungsergebnisse für die Übertragungsnetzbetreiber erfolgt in tabellarischer Form mit Angaben je Postleitzahlgebiet für jede Technologie, zum Teil zusätzlich unterteilt in Unterklassen, um eine detaillierte Modellierung der Leistungszeitreihen zu ermöglichen.

Zusammenfassung	3
Abbildungsverzeichnis	5
Tabellenverzeichnis	6
Abkürzungsverzeichnis	7
1 Einleitung und Aufgabenstellung	8
2 Windenergie an Land	9
2.1 Anlagenbestand	11
2.2 Technologieentwicklung Windenergie	12
2.3 Flächenkulisse der Windenergiegebiete	14
2.4 Ermittlung von Repowering-Flächen	16
2.5 Potenzialanalyse	17
2.6 Ermittlung freier Flächen	22
2.7 Anlagenplatzierung	23
2.8 Ablauf der Zubaumodellierung	25
2.8.1 Verbleibender Bestand	25
2.8.2 Repowering	25
2.8.3 Zubauanlagen in Windenergiegebieten	26
2.8.4 Zubauanlagen auf Potenzialflächen	26
2.8.5 Ergebnisaufbereitung	27
2.9 Ergebnisdarstellung	27
3 Photovoltaik	28
3.1 Freiflächen-Photovoltaik	28
3.1.1 Anlagenbestand	29
3.1.2 Potenzialanalyse	30
3.1.3 Zubaumodellierung	34
3.2 Aufdach-Photovoltaik	36
3.2.1 Anlagenbestand	36
3.2.2 Potenzialanalyse	37
3.2.3 Zubaumodellierung	38
4 Literatur	41
5 Anhang	43

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Ausgangsbasis und Priorisierung des Zubaus für die Regionalisierung der Windenergie an Land	10
Abbildung 2: Entwicklung der Anlagentechnologie und angenommene Referenz-WEA für 2030	13
Abbildung 3: Berücksichtigte Flächenkulisse auf Ebene der Regionalplanung.....	16
Abbildung 4: Methodik zur Ermittlung von Repowering-Flächen aus den (Punkt-)Standorten zurückgebafter Windenergieanlagen.....	17
Abbildung 5: Exemplarische Überlagerung verschiedener Geodaten-Layer zur Abbildung der Gesamt-Ausschlussfläche	18
Abbildung 6: Aus mehrere booleschen Überlagerungen abgeleitete Flächenpotenziale und Bewertung der Eignung.....	21
Abbildung 7: Ermittlung der freien Fläche für einen Zubau von Windenergieanlagen.....	23
Abbildung 8: Anlagenplatzierung	24
Abbildung 9: Ermittlung des verbleibenden Anlagenbestands.....	25
Abbildung 10: Ermittlung von Zubau-WEA auf Repowering-Flächen	26
Abbildung 11: Ermittlung von Zubau-WEA in Windenergiegebieten (WEG).....	26
Abbildung 12: Ermittlung von Zubau-WEA auf Potenzialflächen aus der Weißflächenanalyse...	27
Abbildung 13: Bestand und Regionalisierungsergebnis der Windenergie an Land für die Szenarien A/B auf Ebene der Postleitzahlgebiete	27
Abbildung 14: Beispielhafte Darstellung der Ermittlung des Agrarflächenpotenzials.....	31
Abbildung 15: Beispielhafter Ablauf der GIS-Berechnung für Tabuflächen.....	32
Abbildung 16: Langjähriger Mittelwert der solaren Einstrahlung in Deutschland	33
Abbildung 17: Installierte Leistung PV-Freifläche nach Flächenkategorie laut [ZSW 2019, Seite 70]	33
Abbildung 18: Anlagengrößenverteilung der Zuschläge der Ausschreibungsrunden nach [ZSW 2019, Seite 69]	34
Abbildung 19: Bestand und Regionalisierungsergebnis der Freiflächen-Photovoltaik für das Szenario A/B/C 2037 bzw. A/B 2045 auf Ebene der Postleitzahlgebiete	35
Abbildung 20: Beispiel der Hausumringe von Gebäuden in Kassel.....	38
Abbildung 21: Beispielhafte Darstellung der Zubaukurven in einzelnen Gemeinden	39
Abbildung 22: Bestand und Regionalisierungsergebnis der Aufdach-Photovoltaik für die Szenariovarianten A/B/C 2037 und A/B 2045 auf Ebene der Postleitzahlgebiete	40
Abbildung 23: Windenergie Bestand.....	43
Abbildung 24: Windenergie A/B 2037	44
Abbildung 25: Windenergie A/B 2045	45

Abbildung 26: Freiflächen-PV Bestand	46
Abbildung 27: Freiflächen-PV A/B/C 2037	47
Abbildung 28: Freiflächen-PV A/B 2045	48
Abbildung 29: Aufdach-PV Bestand	49
Abbildung 30: Aufdach-PV A/B/C 2037	50
Abbildung 31: Aufdach-PV A/B 2045.....	51

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Mantelzahlen für den Ausbau der Windenergie an Land	9
Tabelle 2: Anlagenbestand und genehmigte Windenergieanlagen je Bundesland	12
Tabelle 3: Technologieentwicklung Windenergieanlagen	14
Tabelle 4: Ausschlussflächen und Annahmen für die Eignungskategorien für die Windenergienutzung	19
Tabelle 5: Prozentualer Anteil der Flächen unterschiedlicher Eignung an der Landesfläche	22
Tabelle 6: Mantelzahlen für den Ausbau der Freiflächen-PV	29
Tabelle 7: <i>Layer und ihre Puffer zur Erstellung der Potenzialflächen</i>	31
Tabelle 8: <i>Layer und ihre Puffer zur Erstellung der Tabuflächenkarte</i>	32
Tabelle 9: Mantelzahlen für den Ausbau der Aufdach-Photovoltaik	36
Tabelle 10: Gebäudeparameter	37
Tabelle 11: Dachparameter und durchschnittliche Leistungsdichte	38

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
ATKIS	Amtliches Topographisch-Kartographisches Informationssystem
Basis-DLM	Digitales Basis-Landschaftsmodell
BauGB	Baugesetzbuch
BKG	Bundesamt für Kartographie und Geodäsie
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
DVOR	Doppler Very High Frequency Omnidirectional Radio (Drehfunkfeuer)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
FA-Wind	Fachagentur Windenergie an Land
GIS	Geoinformationssystem
GW	Gigawatt
MaStR	Marktstammdatenregister
MW	Megawatt
NEP	Netzentwicklungsplan
OSM	OpenStreetMap
PPA	Power purchase agreement – langfristiger Stromliefervertrag für regenerativ erzeugten Strom (als Alternative zu EEG-Anlagen)
PV	Photovoltaik
RD	Rotordurchmesser
SQR	Soil Quality Rating
UBA	Umweltbundesamt
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VRG	Vorranggebiet
WEA	Windenergieanlage
WEG	Windenergiegebiet
WindBG	Windenergieflächenbedarfsgesetz

1 Einleitung und Aufgabenstellung

Für eine möglichst belastbare, leitungsscharfe Ermittlung des Ausbaubedarfs im Übertragungsnetz im Rahmen des Netzentwicklungsplans ist es erforderlich, möglichst genau den Ausbau der erneuerbaren Energien zu verorten. Ziel der hier beschriebenen Regionalisierung der regenerativen Erzeugungstechnologien ist es, räumlich detailliert abzubilden, wie sich die in den Mantelzahlen des Szenariorahmens angenommenen Leistungen räumlich sowie im zeitlichen Verlauf entwickeln.

Dabei sind neben einer Abbildung und Fortschreibung des Anlagenbestands die verfügbaren Informationen, die die Verortung der Anlagen beeinflussen, zu berücksichtigen. Hierzu zählen neben der Einbeziehung von bereits genehmigten Anlagen und den bei den Netzbetreibern gestellten Anschlussgesuchen auch die Berücksichtigung von Flächen und Gebieten, die im Rahmen einer räumlichen Steuerung für die Nutzung durch erneuerbare Energieerzeugungsanlagen bestimmt sind.

Dies sind beispielsweise bei der Freiflächen-Photovoltaik Flächen wie Autobahn- und Schienenwegrandstreifen sowie teilweise Ackerflächen in benachteiligten Gebieten, die die Errichtung von Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ermöglichen.

Bei der Windenergienutzung unterscheidet sich die räumliche Steuerung regional erheblich und reicht von einer allgemeinen Privilegierung der Windenergie im Außenbereich nach BauBG § 35 bis hin zu einer abschließenden Planung durch Ausweisung von Konzentrationszonen auf Ebene der Regional- oder Bauleitplanung, die eine Errichtung von Windenergieanlagen außerhalb dieser ausgewiesenen Gebiete ausschließen.

Die Annahmen und Ansätze für die hier angewandte Methodik wurden in enger Abstimmung mit Vertretern der vier Übertragungsnetzbetreiber entwickelt. Für die Regionalisierung der Windenergieanlagen an Land ergaben sich zudem aus diversen parallel laufenden Projekten thematische Überschneidungen, sodass der aktuelle Stand der Forschung in Bezug auf die Verfügbarkeit von Flächen [UBA (in Veröffentlichung)] und das Potenzial von Flächen für die Windenergienutzung [BMWK 2022, BWE 2022] bei den Arbeiten berücksichtigt wurde.

Die Leistungen der Technologien auf Ebene der Bundesländer – die sogenannten Mantelzahlen – wurden für die Stützjahre 2037 und 2045 sowie für die verschiedenen Szenariovarianten vorgelagert hergeleitet [ÜNB 2023]. Weiterhin stellten die Übertragungsnetzbetreiber die ihnen vorliegenden Anschlussgesuche für Direktanschlüsse auf Höchstspannungsebene, die im Rahmen der Regionalisierung abzubilden sind, auf Ebene der Postleitzahlgebiete bereit.

2 Windenergie an Land

Für die Modellierung des Ausbaus der Windenergie an Land wird ein möglichst vollständiger, georeferenzierter Datensatz aktuell in Betrieb befindlicher sowie bereits genehmigter Windenergieanlagen benötigt. Weiterhin werden Flächen erfasst, die bereits für die Windenergie genutzt werden oder die für eine Errichtung von Windenergieanlagen ausgewiesen oder anhand einer Potenzialanalyse grundsätzlich dafür geeignet sind.

Mithilfe der Zubaumodellierung werden die Errichtung neuer Windenergieanlagen (WEA) sowie der Rückbau in Betrieb befindlicher Anlagen im zeitlichen Verlauf standortgenau abgebildet. Nachgelagert werden die ermittelten Anlagenverteilungen auf beliebigen Ebenen aggregiert. Für die weitere Verarbeitung bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans (NEP) erfolgt die Aggregation auf Postleitzahlgebiete.

Tabelle 1 zeigt die Mantelzahlen für den Ausbau der Windenergie an Land für die Szenariovarianten A/B und C sowie für die Betrachtungsjahre 2037 und 2045.

Tabelle 1: Mantelzahlen für den Ausbau der Windenergie an Land (Angaben in GW)

Bundesland	NEP A/B 2037	NEP C 2037	NEP A/B 2045	NEP C 2045
Baden-Württemberg	9,64	9,94	9,80	11,65
Bayern	17,02	17,58	17,32	20,78
Berlin	0,04	0,04	0,04	0,05
Brandenburg	17,42	17,63	17,54	18,88
Bremen	0,20	0,20	0,20	0,20
Hamburg	0,13	0,13	0,13	0,13
Hessen	9,52	9,77	9,65	10,96
Mecklenb.-Vorpommern	10,87	11,14	11,01	12,69
Niedersachsen	28,71	29,31	29,02	32,04
Nordrhein-Westfalen	14,13	14,37	14,26	15,78
Rheinland-Pfalz	10,22	10,45	10,34	11,80
Saarland	1,35	1,38	1,37	1,56
Sachsen	7,35	7,59	7,47	8,91
Sachsen-Anhalt	11,69	11,85	11,78	12,77
Schleswig-Holstein	12,66	12,80	12,73	13,48
Thüringen	7,27	7,42	7,35	8,33
Deutschland	158,20	161,61	160,00	180,00

Abbildung 1 zeigt die Abfolge, wie aus verbleibendem Anlagenbestand und Zubau auf geeigneten Flächen unterschiedlicher Konkretisierung sukzessive der Zubau modelliert wird, bis die Zielleistung je Bundesland erreicht ist.

Ausgangspunkt ist zunächst der im Betrachtungsjahr verbleibende Anlagenbestand (1). Hierzu zählen alle WEA, die bis zum Betrachtungsjahr eine Nutzungsdauer von 22 Jahren (zzgl. Inbetriebnahmejahr) noch nicht überschritten haben. Weiterhin werden bereits genehmigte WEA berücksichtigt, wobei davon ausgegangen wird, dass bis zum Betrachtungsjahr 2037 alle genehmigten WEA in Betrieb genommen wurden.

Im ersten Zubauzyklus werden WEA auf Flächen zugebaut, die durch den Rückbau von Bestandsanlagen frei geworden sind (Repowering) (2). Sofern die auf diesen Flächen mögliche Zubauleistung niedriger ist als zur Erreichung der Mantelzahlleistung je Bundesland erforderlich, werden im nächsten Schritt mögliche Zubauanlagen ausgewählt, die innerhalb der Windenergiegebiete liegen (3). Reicht diese Leistung noch immer nicht aus, werden schließlich Anlagenstandorte auf zuvor identifizierten Potenzialflächen für die Windenergienutzung im Modell zugebaut (4).

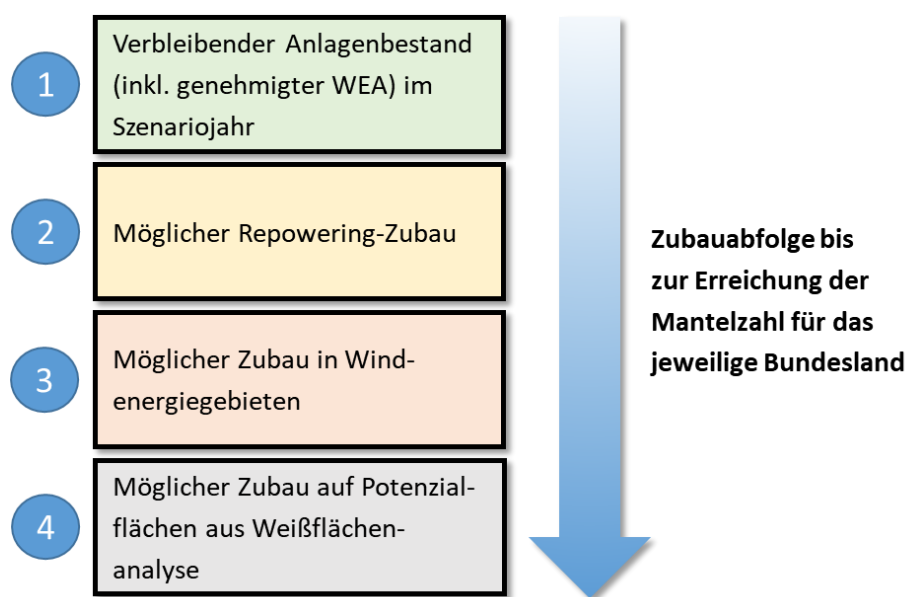


Abbildung 1: Ausgangsbasis und Priorisierung des Zubaus für die Regionalisierung der Windenergie an Land

Der Zubau im Modell erfolgt entsprechend der dargestellten Abfolge, wobei zunächst geprüft wird, ob die innerhalb der jeweiligen Flächenkategorie (Repowering-Flächen, Windenergiegebiete, Potenzialflächen) installierbare Leistung ausreicht, um die Bundesland-Mantelzahl zu erreichen. Ist dies nicht der Fall, werden alle Anlagen der jeweiligen Kategorie als zugebaut angenommen und es wird versucht, die Sollleistung mit Anlagen der nachfolgenden Kategorie zu erreichen. Übersteigt hingegen die mögliche Zubauleistung einer betrachteten Kategorie den Zubaubedarf, so erfolgt eine Auswahl zuzubauender Anlagen absteigend sortiert nach mittlerer Windgeschwindigkeit am Standort so lange, bis durch Zubau einer Anlage die Sollleistung überschritten wurde. Schließlich wird die Leistung der Anlage, mit der die Sollleistung überschritten wurde („Grenz-Windenergieanlage“), um den Wert der Leistungsüberschreitung reduziert, sodass die Summe der Anlagenleistung in dem Bundesland dem Sollwert entspricht.

Im letzten Zubauschritt, dem Zubau auf den Flächen aus der Weißflächenanalyse, wird der Zubau von Windparks abgebildet, indem je Zubauschritt eine zufällige Anzahl von insgesamt 3–10 Windenergieanlagen zugebaut wird. Zunächst wird die erste Anlage eines solchen Zubauwindparks aus dem Pool möglicher Weißflächen-Zubauanlagen gelöst. Bei der

Zugwahrscheinlichkeit wird die Raumbewertung aus der Potenzialanalyse als Faktor berücksichtigt, sodass eine Anlage der Klasse 5 (Standort mit sehr geringen potenziellen Nutzungskonflikten) fünfmal wahrscheinlicher gezogen wird als eine mit der Klasse 1 (hohe potenzielle Nutzungskonflikte) bewertete Anlage. Die Windgeschwindigkeit geht als weiterer Faktor für die Gewichtung der Zugwahrscheinlichkeit ein. Nach dem initialen Auswählen einer ersten Anlage werden die 2–9 nächstgelegenen Anlagen ausgewählt. Hierbei erfolgt jedoch keine Berücksichtigung der Eignungsklassen aus der Potenzialanalyse oder der Windhöflichkeit.

Da die Ergebnisse der Potenzialanalyse bei der Herleitung der Mantelzahlen berücksichtigt wurden, ist gewährleistet, dass die Mantelzahlen je Bundesland das Potenzial nicht übersteigen, sodass spätestens durch den Zubau auf Potenzialflächen aus der Weißflächenanalyse die Sollleistung erreicht wird.

Nachfolgend werden die einzelnen Teilaspekte des oben kompakt beschriebenen Vorgehens detailliert dargestellt. Die Modellierung erfolgt primär auf einer PostgreSQL-Datenbank mit PostGIS-Erweiterung in Kombination mit der Programmierumgebung Matlab.

2.1 Anlagenbestand

Für die standortgenaue Abbildung des Bestands der Windenergieanlagen an Land werden Datensätze unterschiedlicher Quellen in einer GIS-Datenbank zusammengeführt. Ausgangsbasis ist der im Rahmen einer Auswertung zur Flächenverfügbarkeit [UBA 2019] erstellte Datensatz mit einem Datenstand vom 31.12.2017. Dieser Datensatz wird zunächst um Anlagen des Marktstammdatenregisters (MaStR; Stand 26.08.2021) ergänzt.

Das Zusammenführen mehrerer Datensätze führt dazu, dass der resultierende Datensatz eher zu viele Windenergieanlagen umfasst, da die Daten teilweise falsche Koordinaten aufweisen. Daher erfolgt nun eine visuelle Prüfung anhand frei zugänglicher Luftbilder/Satellitendaten sowie eine auf maschinellem Lernen basierende Bilderkennung. Alle Windenergieanlagen, bei denen weder die visuelle noch die maschinelle Erkennung den Standort bestätigen, werden aus dem Datensatz entfernt, sofern deren Inbetriebnahme vor 2018 liegt. Für die Validierung neuerer Anlagen reicht die Aktualität der Luftbilder nicht aus, Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme ab 2018 werden daher ohne Prüfung übernommen.

Anschließend erfolgt eine weitere Aktualisierung des Bestandsdatensatzes mit einem durch die Fachagentur Windenergie an Land (FA-Wind) bereitgestellten, auf dem MaStR basierenden Datensatz mit Stand 3.4.2022, jedoch ohne anschließende Validierung.

Im Ergebnis wird auf diese Weise ein weitgehend vollständiger, standortgenauer Datensatz der Bestandsanlagen erstellt.

Ein Datensatz der genehmigten, aber noch nicht in Betrieb genommenen Windenergieanlagen (mit Stand 3.4.2022) wurde durch die FA-Wind für die Verwendung innerhalb dieses Vorhabens zur Verfügung gestellt. Dieser Datensatz basiert ebenfalls auf einer Auswertung des MaStR. Tabelle 2 zeigt den resultierenden Anlagenbestand sowie die genehmigten Windenergieanlagen je Bundesland.

Es wird davon ausgegangen, dass bei Errichtung von genehmigten WEA ein Rückbau von Bestandsanlagen, die sehr nahe zum Standort der neuen WEA stehen, erforderlich ist. Hierfür werden die genehmigten WEA mit dem 1,5-Fachen des Rotordurchmessers gepuffert und Bestandsanlagen innerhalb dieser Radien herausgenommen. Durch diese Umkreissuche um die

Standorte der genehmigten Anlagen wurden 481 Windenergieanlagen mit einer Leistung von 640,2 MW identifiziert und aus dem gemeinsamen Datensatz von Bestandsanlagen und genehmigten WEA entfernt.

Tabelle 2: Anlagenbestand und genehmigte Windenergieanlagen je Bundesland

Bundesland	Bestand Leistung (MW)	Bestand (Anzahl)	Geneh- migungen Leistung (MW)	Geneh- migungen (Anzahl)	Summe nach Umkreissuche Leistung (MW)	Summe nach Umkreissuche (Anzahl)
Baden- Württemb.	1.751,5	777	194,9	50	1.943,0	826
Bayern	2.560,5	1.138	121,9	36	2.682,4	1.174
Berlin	18,9	7	-	-	18,9	7
Brandenburg	7.955,1	3.993	1.076,7	233	8.964,3	4.168
Bremen	192,3	89	3,6	1	195,9	90
Hamburg	116,8	64	-	-	116,8	64
Hessen	2.368,3	1.162	579,9	125	2.943,2	1.280
Mecklenb.- Vorpom.	3.500,2	1.817	371,8	84	3.842,1	1.881
Niedersach- sen	11.593,7	6.171	1.549,8	327	13.047,4	6.436
Nordrhein- Westfalen	6.466,4	3.661	1.468,4	336	7.778,1	3.865
Rheinland- Pfalz	3.826,4	1.762	333,8	81	4.144,4	1.836
Saarland	514,2	213	33,3	10	543,3	220
Sachsen	1.250,0	876	106,2	23	1.350,3	891
Sachsen- Anhalt	5.144,9	2.771	372,6	78	5.460,1	2.814
Schleswig- Holstein	7.004,2	3.061	1.852,4	399	8.688,6	3.334
Thüringen	1.630,0	841	290,5	61	1.889,9	880
Deutschland	5.893,4	28.403	8.355,7	1.844	63.608,9	29.766

2.2 Technologieentwicklung Windenergie

Für den Zubau von Windenergieanlagen wird eine technologische Weiterentwicklung der Anlagen unterstellt. Hierfür wird die beobachtete Entwicklung der zugebauten Anlagen der vergangenen Jahre analysiert und fortgeschrieben. Abbildung 2 zeigt die Mittelwerte der Parameter Nennleistung, Rotordurchmesser, Nabenhöhe und spezifische Flächenleistung für die in den Jahren 2012 bis Q1 2022 zugebauten Windenergieanlagen (durchgezogene blaue Linie). Darüber hinaus werden diese Werte für die zwischen 2019 und 2022 (1. Quartal) genehmigten

Windenergieanlagen als gestrichelte Linie dargestellt. Da für die Realisierung dieser Anlagen ein Zeitraum von ca. 2–3 Jahren anzusetzen ist, kann man sich die gestrichelte Linie um 2–3 Jahre nach rechts verschoben vorstellen. Entsprechend lässt sich die mittelfristige Technologieentwicklung aus der Extrapolation dieser zusammengesetzten Linien herleiten.

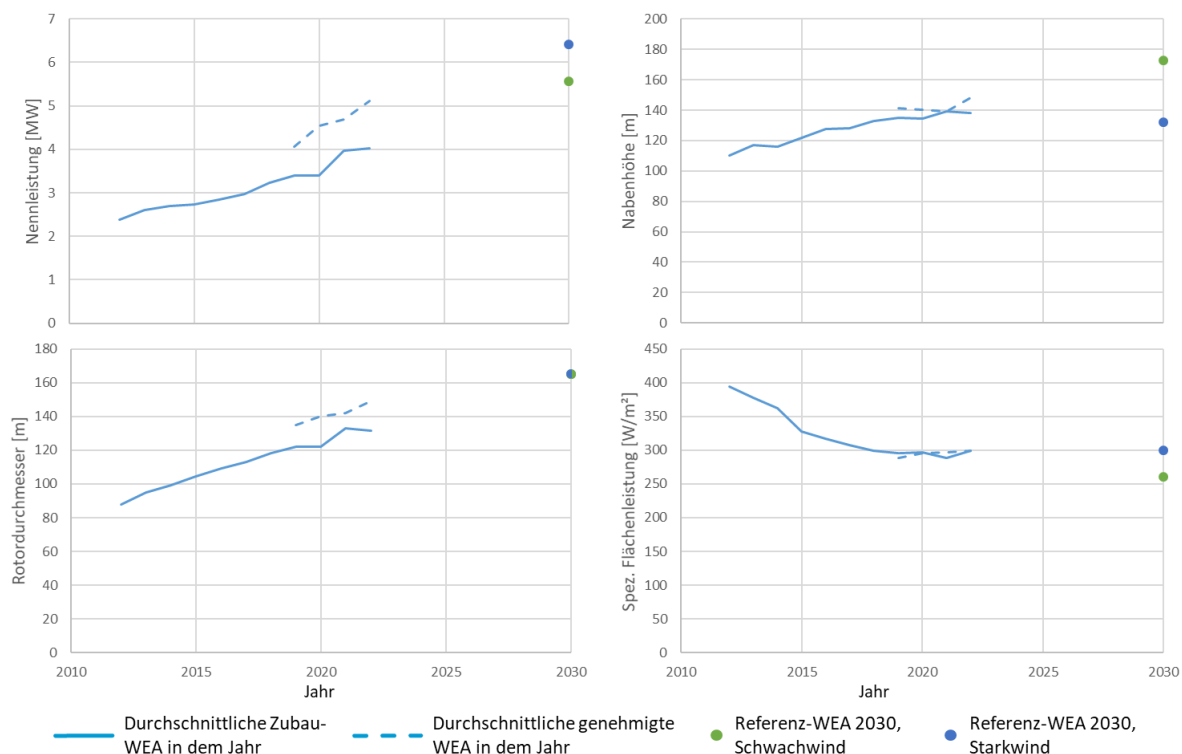


Abbildung 2: Entwicklung der Anlagentechnologie und angenommene Referenz-WEA für 2030

Des Weiteren sind in der Abbildung die Technologieannahmen für die durchschnittlich im Jahr 2030 zugebauten Anlagen als Punkte dargestellt, wobei zwischen Starkwindanlagen (blau) und Schwachwindanlagen (grün) differenziert wird.

Für die Herleitung der Anlagenparameter werden insbesondere Annahmen für die Entwicklung des Rotordurchmessers und der spezifischen Flächenleistung getroffen, während sich die Parameter Nennleistung und Nabenhöhe herleiten lassen. Für die Ableitung der Nabenhöhe wird angenommen, dass der Abstand der unteren Rotorblattspitze zum Grund bei Starkwindanlagen ca. 50 m und bei Schwachwindanlagen ca. 90 m beträgt. Die Nennleistung der Anlagen ergibt sich aus dem Produkt der Rotorkreisfläche und der spezifischen Flächenleistung.

Tabelle 3 zeigt die für die Szenariojahre 2037 und 2045 angenommenen Anlagenparameter. Dabei ist zu beachten, dass der Zubau zwischen den Stützjahren abgebildet werden soll, sodass für den Zubau zwischen 2022 und 2037 eine Anlagenkonfiguration abgebildet wird, wie sie für 2030 angenommen wird, während für den Zeitraum zwischen 2037 und 2045 Anlagenkonfigurationen für das Jahr 2041 in die Zubaumodellierung eingehen.

Tabelle 3: Technologieentwicklung Windenergieanlagen

	2030	2037	2041	2045
Nennleistung (MW)	6,415	6,894	7,116	7,380
	5,559	6,169	6,143	6,362
Rotordurchmesser (m)	165	172,5	176	180
	165	172,5	176	180
Nabenhöhe (m)	132	136,25	138	140
	173	173,75	174	175
Spez. Flächenleistung (W/m ²)	300	295	292,5	290
	260	255	252,5	250
Abstand Rotorblattspitze (m)	49,5	50	50	50
	90,5	87,5	86	85
Gesamthöhe (m)	214,5	222,5	226	230
	255,5	260	262	265

Starkwind-WEA

Schwachwind-WEA

2.3 Flächenkulisse der Windenergiegebiete

Die für die Windenergienutzung ausgewiesenen Gebiete stellen Flächen dar, auf denen eine Windenergienutzung als sehr wahrscheinlich angesehen werden kann, da diese Flächen im Rahmen des Gebietsausweisungsprozesses bereits intensiv auf ihre Eignung hin geprüft wurden.

Grundsätzlich besteht nach Baugesetzbuch (BauGB) § 35 Abs. 1 eine Privilegierung der Windenergie im Außenbereich. Dies bedeutet, dass WEA im Außenbereich überall dort errichtet werden dürfen, wo keine unvereinbaren Nutzungsinteressen dem entgegenstehen. Diese Privilegierung kann jedoch außer Kraft gesetzt werden, wenn durch Positivausweisung von Flächen der Windenergienutzung ausreichend Raum verschafft wird, sodass die außerhalb dieser Flächen liegenden Gebiete von der Windenergienutzung freigehalten werden können (Planvorbehalt). Man spricht in diesem Fall von einer abschließenden Planung oder einer Konzentrationszonenplanung.

Die Gebietsausweisungen können auf unterschiedlicher administrativer Ebene erfolgen. Einerseits können Gebiete auf Ebene der Regionalplanung, andererseits auf kommunaler Ebene (Flächennutzungs- bzw. Bauleitplanung) ausgewiesen werden, wobei in einigen Regionen auf beiden Ebenen Gebietsausweisungen erfolgen [FA-Wind 2018, UBA 2019, UBA (in Veröffentlichung)]. In Anlehnung an das Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG) werden die Gebietsausweisungen nachfolgend auch als Windenergiegebiete (WEG) bezeichnet.

Daten der Gebietsausweisungen für die Windenergienutzung in Deutschland sind bislang nicht in einer zentralen Datenbank abrufbar, sodass in der Vergangenheit ein hoher Aufwand mit dem Zusammentragen dieser Daten verbunden war. Seit 2021 werden die Bundesländer im Rahmen

des Bund-Länder-EEG-Kooperationsausschusses aufgefordert, die ausgewiesenen Windenergiegebiete zu quantifizieren und die Geodaten bereitzustellen, um auf Bundesebene eine zielgerichtete Steuerung der Flächenbereitstellung zu ermöglichen.

Im Rahmen der Regionalisierung für den Netzentwicklungsplan Strom 2037–2045 [ÜNB (in Veröffentlichung)] wurden durch die Bundesnetzagentur die Daten aus der Abfrage des EEG-Kooperationsausschusses bereitgestellt. Diese Daten konnten noch durch einzelne Datensätze aus dem Vorhaben „Flächenanalyse Windenergie an Land II“ für das Umweltbundesamt [UBA (in Veröffentlichung)] ergänzt werden.

Im Ergebnis kann so ein vollständiger Datensatz der rechtskräftigen Gebietsausweisungen sowie der Entwurfspläne auf Regionalplanebene sowie ein zu ca. 70–80 % vollständiger Datensatz der Gebietsausweisungen auf Bauleitplanebene erzielt werden.

Als Datenbasis für die Zubaumodellierung werden jeweils die aktuellsten verfügbaren Datensätze berücksichtigt. Sofern bereits Entwürfe für eine Planungsregion vorliegen, werden diese anstelle möglicherweise ebenfalls vorliegender rechtskräftiger Pläne berücksichtigt. Abbildung 3 zeigt den bei den Regionalisierungen eingegangenen Datenstand. In den grau dargestellten Planungsregionen existierten zum Zeitpunkt der Analysen (Mitte 2022) weder rechtskräftige Pläne noch Entwürfe. Insbesondere in Brandenburg wurde ein Großteil der Pläne gerichtlich gekippt, während in den Bundesländern Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Baden-Württemberg und Bayern oftmals keine Gebietsausweisung auf Regionalplanebene erfolgt.

Für Thüringen wurde das zum Zeitpunkt der Analyse noch rechtskräftige Thüringer Waldgesetz berücksichtigt, welches eine Errichtung von Windenergieanlagen im Wald ausschließt [UBA 2021]. Hierfür wurden die Gebietsausweisungen in Thüringen mit einem Geodatenatz der Waldflächen (Basis-DLM, Objektart 43002, AX_Wald) verschnitten und lediglich die außerhalb von Waldgebieten liegenden Flächen für einen Zubau von Windenergieanlagen berücksichtigt.

Die 10H-Regel aus Bayern, die vorsieht, dass eine Windenergieanlage mindestens die zehnfache Gesamthöhe als Abstand zu Wohnbausiedlungen einhalten muss, wird bei der Zubaumodellierung nicht berücksichtigt, sodass hier die ursprünglichen Gebietsausweisungen in den Analysen verwendet werden.

Bevor mithilfe der Anlagenplatzierung (s. u.) die auf den Flächen installierbare Leistung sowie deren Koordinaten ermittelt werden, wird in den relevanten Regionen abgebildet, dass der Rotor der Windenergieanlage vollständig innerhalb der Gebietsgrenzen liegen muss, indem eine Pufferung um eine Rotorblattlänge nach innen erfolgt [UBA 2022]. Weiterhin werden vor der Anwendung der Anlagenplatzierung die bereits durch Windenergieanlagen belegten Flächen herausgerechnet (vgl. 2.6).

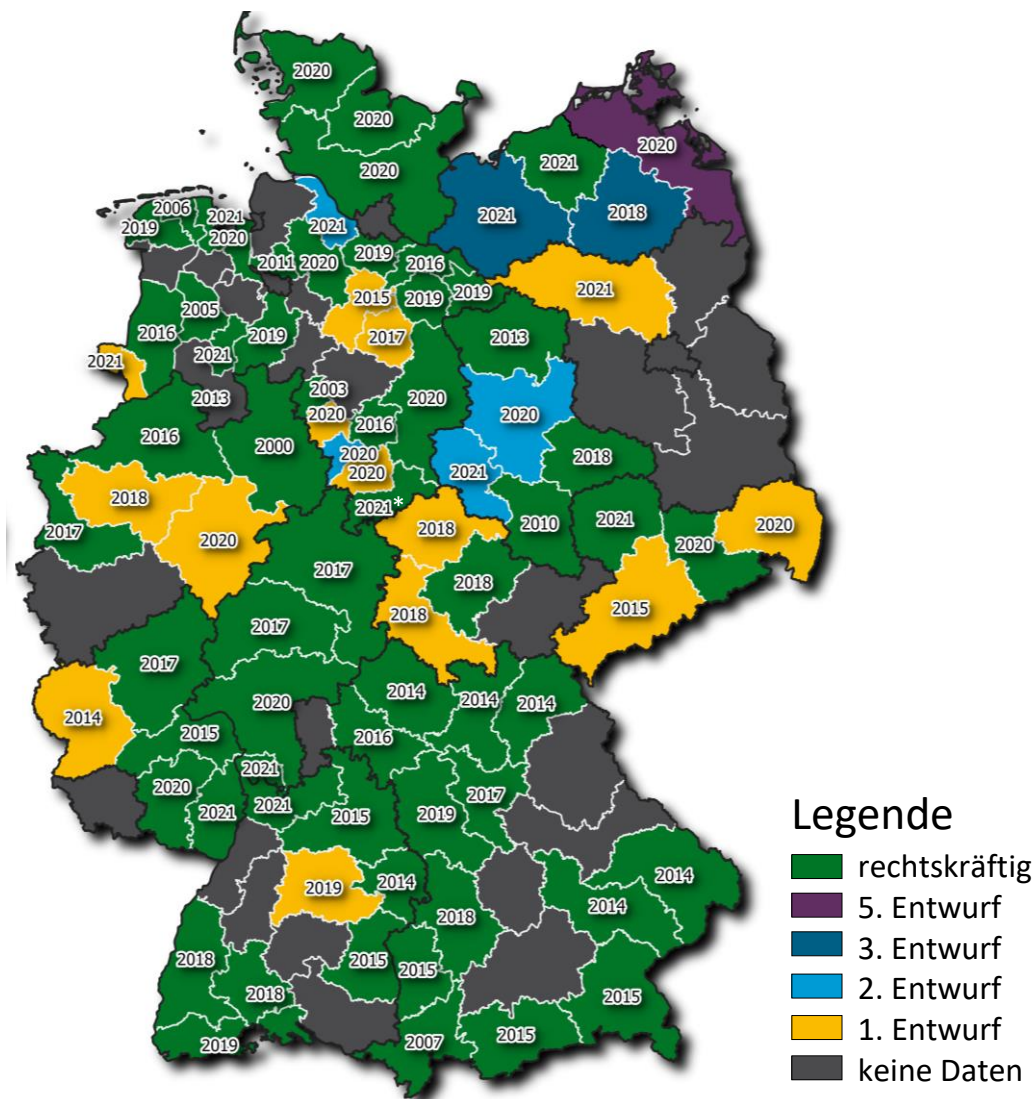


Abbildung 3: Berücksichtigte Flächenkulisse auf Ebene der Regionalplanung (© Geobasis-DE/BKG 2022, Daten verändert). Quelle: [UBA (unveröffentlicht)]

2.4 Ermittlung von Repowering-Flächen

Zur Modellierung eines Zubaus von Windenergieanlagen auf Flächen, die durch den Rückbau von Bestandsanlagen frei geworden sind (Repowering), müssen zunächst Repowering-Flächen aus den Punktkoordinaten der zurückgebauten Anlagen abgeleitet werden. Abbildung 4 skizziert das Vorgehen hierfür.

Zunächst werden die Anlagen nach Inbetriebnahmejahr gefiltert (Abbildung 4, rote Punkte) und anschließend mit 500 m gepuffert (Abbildung 4, gelbe Kreise). Diese Puffer werden im nächsten Schritt aufgelöst (Abbildung 4, grüne Flächen), sodass weniger als 1.000 m entfernt stehende Windenergieanlagen zu einer gemeinsamen Fläche verschmelzen. Diese Flächen werden im letzten Schritt wieder um 400 m nach innen gepuffert (Abbildung 4, blaue Flächen) und als Repowering-Flächen definiert.

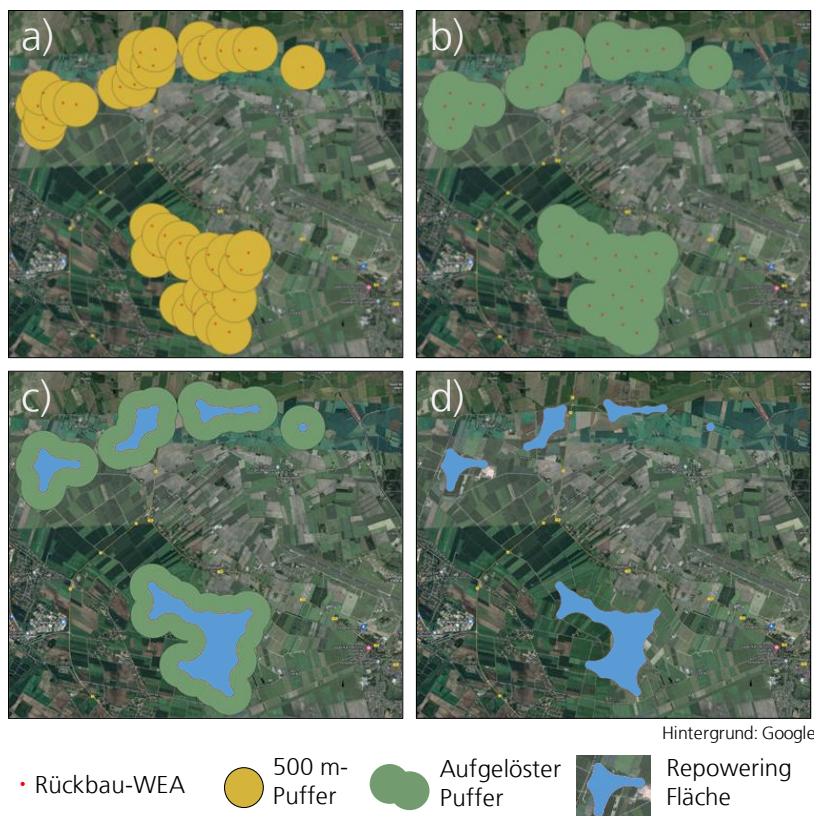


Abbildung 4: Methodik zur Ermittlung von Repowering-Flächen aus den (Punkt-)Standorten zurückgebauter Windenergieanlagen (Hintergrund © Google 2022)

In der Vergangenheit wurden Windenergieanlagen dichter an Wohngebäuden errichtet als dies – in Anbetracht der sehr viel größeren Anlagen – heute möglich wäre. Um einen Mindestabstand des Repowering-Zubaus zur Wohnbebauung zu gewährleisten, werden die Repowering-Flächen mit gepufferten Flächen der Wohngebäude/-siedlungen verschnitten. Als Mindestabstand zur Wohnbebauung werden 600 m zum Innenbereich bzw. 400 m zum Außenbereich angesetzt (zzgl. je einer Rotorblattlänge).

Anschließend werden mithilfe der Anlagenplatzierung Anzahl und Standorte der auf den verbleibenden Flächen installierbaren Windenergieanlagen ermittelt. Für eine Bevorzugung von Repowering-Standorten innerhalb von Windenergiegebieten wird abschließend ermittelt, welche der Repowering-WEA innerhalb von ausgewiesenen Gebieten für die Windenergienutzung liegen.

2.5 Potenzialanalyse

Angesichts der hohen Ausbauzahlen in den Szenarien des Netzentwicklungsplans ist zu erwarten, dass die Flächen aus Repowering und die bekannten Gebietsausweisungen für die Windenergienutzung nicht ausreichen werden, um die Leistungen des Mengengerüsts zu erreichen.

Mithilfe einer Potenzialanalyse werden Flächen identifiziert, die für den Zubau von Windenergieanlagen grundsätzlich geeignet sind und im Rahmen der Zubaumodellierung mit WEA bebaut werden können (Weißflächenkartierung). Hierfür werden Flächen ermittelt, die aufgrund von anderweitiger Nutzung, von Schutzfunktionen sowie von physikalischen Gegebenheiten wie der Windhöufigkeit oder der Hangneigung nicht für die Errichtung von WEA geeignet sind. Zusätzlich zu einer reinen Ermittlung von Ausschlussflächen wird innerhalb der

Flächen ermittelt, welche von ihnen sich anhand der verfügbaren Datenbasis als besonders wenig konfliktträchtig darstellen, sodass auf diesen Flächen ein Windenergieausbau als wahrscheinlicher angenommen werden kann.

Die Weißflächenkartierung wird methodisch als boolesche Überlagerung von einer Vielzahl an Ausschlussflächen abgebildet. Hierfür werden die Vektordatensätze zunächst mit eventuell zusätzlich zu berücksichtigenden Schutzabständen gepuffert und anschließend mit einer Maschenweite von 25 m gerastert. Aus der Überlagerung der einzelnen Ausschlussflächen ergibt sich die Gesamt-Ausschlussfläche (Abbildung 5).

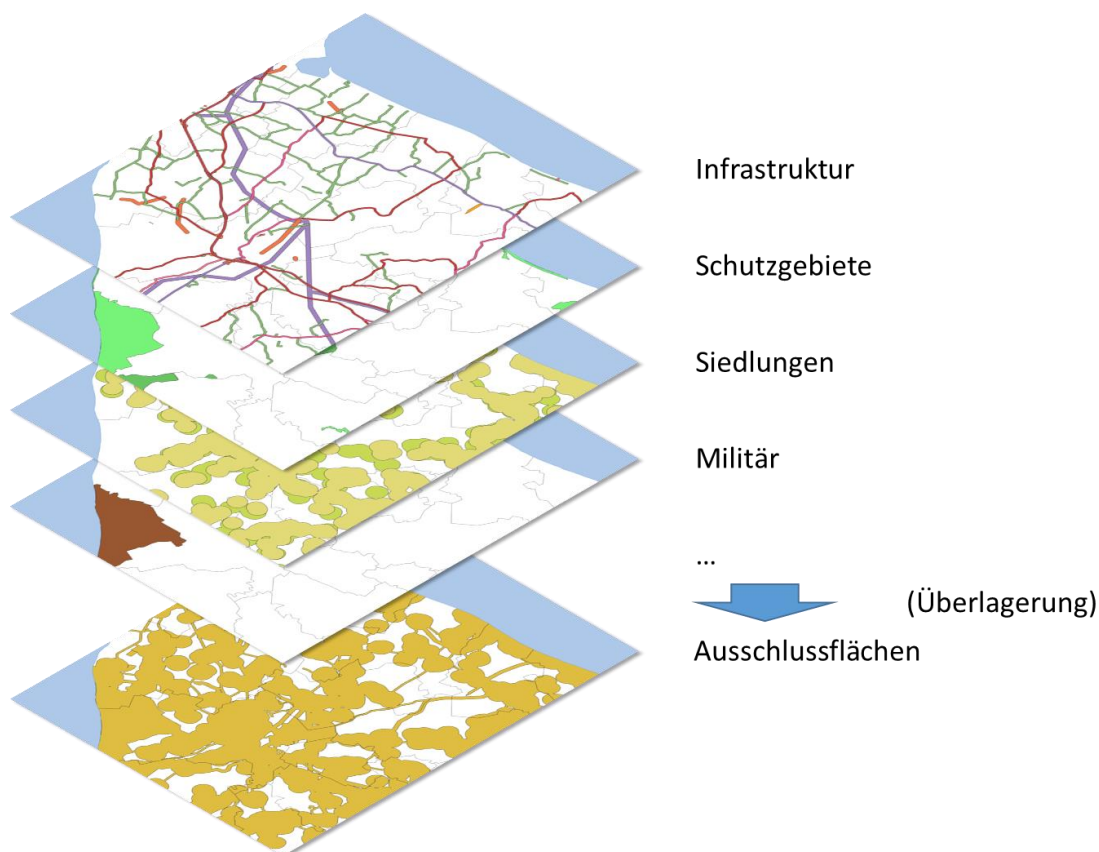


Abbildung 5: Exemplarische Überlagerung verschiedener Geodaten-Layer zur Abbildung der Gesamt-Ausschlussfläche

Bei großräumigen Potenzialbetrachtungen ist zu beachten, dass die hier berücksichtigten bundesweiten Datensätze der Ausschlussflächen und -kriterien nie alle relevanten Aspekte der Raumplanung sowie des Natur- und Artenschutzes abbilden können und somit die Auswertung eher eine Überschätzung des Potenzials darstellt.

Die Weißflächenanalyse berücksichtigt u. a. die Wohnsiedlungsflächen im Innenbereich mit einem Schutzradius von 700 m sowie Wohngebäude im Außenbereich mit 400 m. Darüber hinaus werden diverse Infrastrukturen wie Bahnstrecken, Straßen/Autobahnen, Freileitungen, Industriegebiete, Flughäfen etc. sowie weitere einer Windenergienutzung entgegenstehende Nutzungen wie militärisch genutzte Gebiete, Anlagen der Flugsicherung und des Deutschen Wetterdienstes ausgeschlossen. Weitere Ausschlussflächen sind diverse Schutzgebiete des Bundesamtes für Naturschutz sowie Gebiete mit zu steiler Hangneigung, zu geringer Windhöffigkeit sowie Höhenlagen. Die Eingangsdaten für die Ermittlung der Ausschlussflächen sowie zusätzliche Pufferung der Flächen sind in Tabelle 4 zusammengefasst (Spalte „Basis“). Um

zu verhindern, dass die Rotoren der Windenergieanlagen in die Ausschlussflächen ragen, erfolgte meist (zusätzlich zu den angenommenen Schutzradien) eine Pufferung um 85 m, sodass die Windenergieanlagen (Mastfußmittelpunkt) bis an die Grenze der ermittelten Flächen platziert werden können, ohne dass die angenommenen Schutzabstände durch die Rotoren unterschritten werden [vgl. UBA 2022].

Zusätzlich zu der oben genannten Identifikation von Weißflächen erfolgt eine Bewertung der Eignung der Flächen für die Errichtung von WEA. Hierfür werden vier zusätzliche Potenzialanalysen mit vergrößerten Schutzradien sowie restriktiverer Auslegung der Eignung für die Errichtung von WEA durchgeführt. Die Parametrierung dieser zusätzlichen Analysen ist in Tabelle 4 (Spalten „Klasse 2“ bis „Klasse 5“) dargestellt.

Tabelle 4: Ausschlussflächen und Annahmen für die Eignungskategorien für die Windenergienutzung (wo nicht anders angegeben, Schutzradius/Mindestabstände ab Mastfußmittelpunkt in m)

Flächentyp	Basis (Ausschluss)	Klasse 2	Klasse 3	Klasse 4	Klasse 5
Wohnen im Innenbereich ¹	785	885	985	1.085	1.185
Wohnen im Außenbereich ¹	485	535	585	635	685
Industriegebiete ¹	285	335	385	435	485
Sport und Erholung ¹	485	535	585	635	685
Fläche besonderer funkt. Prägung ¹	485	535	585	635	685
Klinikgebiete ¹	835	885	935	985	1.035
Friedhöfe ¹	285	335	385	435	485
Bergbaugelände ¹	85	85	85	85	85
Autobahnen inkl. Begleitflächen ¹	185	210	235	260	285
Straßen ¹	135	160	185	210	235
Eisenbahn inkl. Begleitflächen ¹	185	210	235	260	285
Seilbahnen ¹	285	285	285	285	285
Freileitungen ¹	185	215	245	275	305
Flüsse ¹	135	135	135	135	135
Binnenseen ¹	105	125	145	165	185
Radarstationen DWD ⁹	4.085	4.585	5.085	5.585	6.085
Wind Profiler DWD ⁹	3.085	3.585	4.085	4.585	5.085
Seismologische Stationen ⁷	klein	klein	groß	groß	groß
DVOR (Drehfunkfeuer) ⁴	3.085	4.085	5.085	6.085	7.085
Flugradar ⁴	3.085	3.585	4.085	4.585	5.085

Flughafen ⁴	3.085	3.085	3.085	3.085	3.085
Flugplatz ^{1,3}	1.845	1.845	1.845	1.845	1.845
Bauschutzbereiche Luftverkehr ⁴	85	85	85	85	585
Militär ^{1,3}	85	185	285	385	485
Bruchfelder ¹	85	85	85	85	85
Deiche ^{1,3}	85	85	85	85	85
Hafenbecken ¹	85	85	85	85	85
Rieselfelder ¹	85	85	85	85	85
Wald ¹	n.a.	n.a.	85	185	285
Feuchtgebiete ¹	85	85	85	85	85
Trinkwasserschutzgebiete ⁸	85	85	85	85	85
Naturschutzgebiete ²	85	135	185	235	285
Nationalparke ²	85	185	285	385	485
Biosphärenreservate Kern- u. Pflege.-Zone ²	85	135	185	235	285
Biosphärenreservate Entwicklungszone ²	n.a.	n.a.	n.a.	85	85
Flora-Fauna-Habitat- Gebiete ²	n.a.	85	185	285	385
Ramsar-Gebiete ²	85	185	285	385	485
Landschaftsschutzgebiete ²	n.a.	n.a.	n.a.	85	285
Nationalmonumente ²	85	135	185	235	285
Küstenlinie ¹	85	85	85	85	85
Grenze Deutschland ¹	85	85	85	85	85
Mindestwindhöffigkeit ⁵	>= 6,5 m/s	>= 6,5 m/s	>= 6,5 m/s	>= 7 m/s	>= 7 m/s
Hangneigung ⁶	< 30 %	< 30 %	< 20 %	< 20 %	< 15 %
Höhenlagen (m ü. NN.) ⁶	> 1.100 m	> 1.100 m	> 1.100 m	> 1.100 m	> 1.100 m

(Datenquellen: ¹ Basis-DLM; ² Bundesamt für Naturschutz; ³ OpenStreetMap; ⁴ Bundesaufsichtsamt für Flugsicherung; ⁵ globalwindatlas.info; ⁶ DGM25; ⁷ Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe; ⁸ Bundesanstalt für Gewässerkunde; ⁹ Deutscher Wetterdienst)

Abschließend werden die Ergebnismatrizen der einzelnen Analysen addiert. Entsprechend sind die Flächen mit einem hohen Wert bewertet, auf denen besonders hohe Schutzabstände eingehalten bzw. besonders restriktive Anforderungen eingehalten werden. Die Summe der Überlagerungsflächen spiegelt somit die Eignung der Flächen in Bezug auf die berücksichtigten Parameter wider (Abbildung 6).

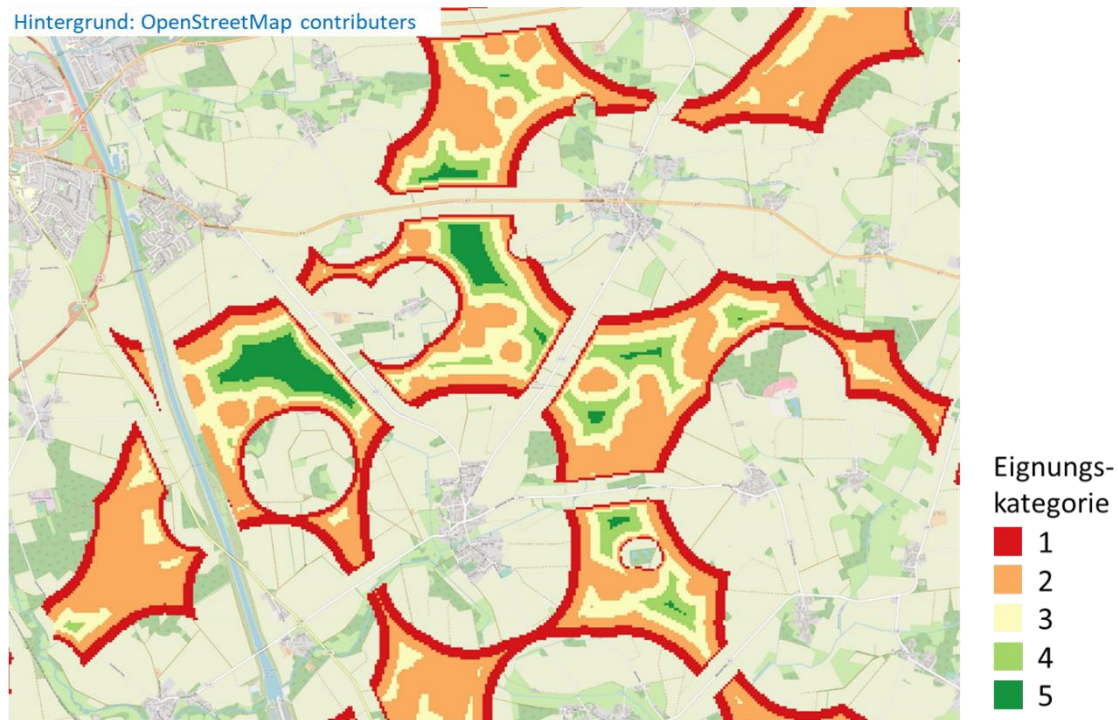


Abbildung 6: Aus mehrere booleschen Überlagerungen abgeleitete Flächenpotenziale und Bewertung der Eignung (Hintergrund: OpenStreetMap)

Bei der anschließenden Anlagenplatzierung wird die Bewertung der Flächen als zusätzlicher Parameter hinterlegt, sodass dieser Wert bei der Auswahl der zuzubauenden Windenergieanlagen auf Potenzialflächen für eine Gewichtung der Zugwahrscheinlichkeit berücksichtigt werden kann (vgl. Abschnitt 2.8).

Die Ergebnisse der Potenzialanalyse sind in Tabelle 5 als prozentualer Anteil der Flächen unterschiedlicher Eignung an der Gesamtfläche des Bundeslandes zusammengefasst. Die Nicht-Ausschlussfläche ergibt sich aus der Summe der Flächenanteile der einzelnen Eignungskategorien (Spalte „Summe Kl. 1–5“). Deutschlandweit wurden 19,7 % des Bundesgebiets als Nicht-Ausschlussfläche identifiziert. Dies liegt in einer vergleichbaren Größenordnung wie die ermittelten relativen Nicht-Ausschlussflächen der 2022 veröffentlichten Potenzialanalysen [BMWK 2022, BWE 2022].

Tabelle 5: Prozentualer Anteil der Flächen unterschiedlicher Eignung an der Landesfläche

Bundesland	Klasse 1 (%)	Klasse 2 (%)	Klasse 3 (%)	Klasse 4 (%)	Klasse 5 (%)	Summe Kl. 1–5 (%)
Baden-Württemberg	3,8	7,6	0,9	0,2	0,1	12,5
Bayern	4,3	9,2	1,1	0,2	0,1	15,0
Berlin	1,8	1,7	0,0	0,0	0,0	3,6
Brandenburg	6,6	19,4	4,5	1,4	2,0	33,8
Bremen	1,4	0,6	1,4	0,0	0,0	3,3
Hamburg	0,3	0,4	0,3	0,0	0,1	1,2
Hessen	6,8	14,4	1,3	0,3	0,2	22,9
Mecklenb.-Vorpom.	8,5	13,9	5,3	2,1	2,4	32,1
Niedersachsen	4,5	10,9	2,6	1,0	1,0	19,9
Nordrhein-Westfalen	2,6	4,9	0,7	0,3	0,3	8,8
Rheinland-Pfalz	6,2	8,8	1,3	0,3	0,3	17,0
Saarland	3,2	6,1	0,7	0,1	0,1	10,2
Sachsen	4,8	9,4	1,3	0,6	0,4	16,4
Sachsen-Anhalt	6,9	14,4	4,4	2,5	4,9	33,0
Schleswig-Holstein	5,3	6,1	2,4	1,4	1,7	17,0
Thüringen	7,2	12,5	3,0	1,1	2,0	25,8
Deutschland	5,2	10,5	2,2	0,8	1,0	19,7

2.6 Ermittlung freier Flächen

Um die noch freie, für einen Zubau von Windenergieanlagen verfügbare Fläche zu ermitteln, müssen die von den Bestandsanlagen bereits beanspruchten Flächen abgebildet und die Differenz mit der jeweils relevanten Flächenkulisse ermittelt werden. Hierfür werden alle zu berücksichtigenden Bestandsanlagen (auch solche aus einem vorangegangenen Zubauzyklus) mit einem elliptischen Puffer von fünf Rotordurchmessern in Haupt- und drei Rotordurchmessern in Nebenwindrichtung versehen (Abbildung 7). Da die Mindestabstände zwischen benachbarten Windenergieanlagen sowohl für die Bestands- als auch für die Zubauanlagen eingehalten werden müssen, ist zu beachten, dass hier der größere Rotordurchmesser beider Windenergieanlagen zugrunde zu legen ist. In den meisten Fällen ist das der Rotordurchmesser der Zubauanlage. Entsprechend stellt die in Abbildung 7 dunkelblau dargestellte Fläche den für einen Zubau mit modernen Windenergieanlagen verfügbaren Flächenanteil dar.

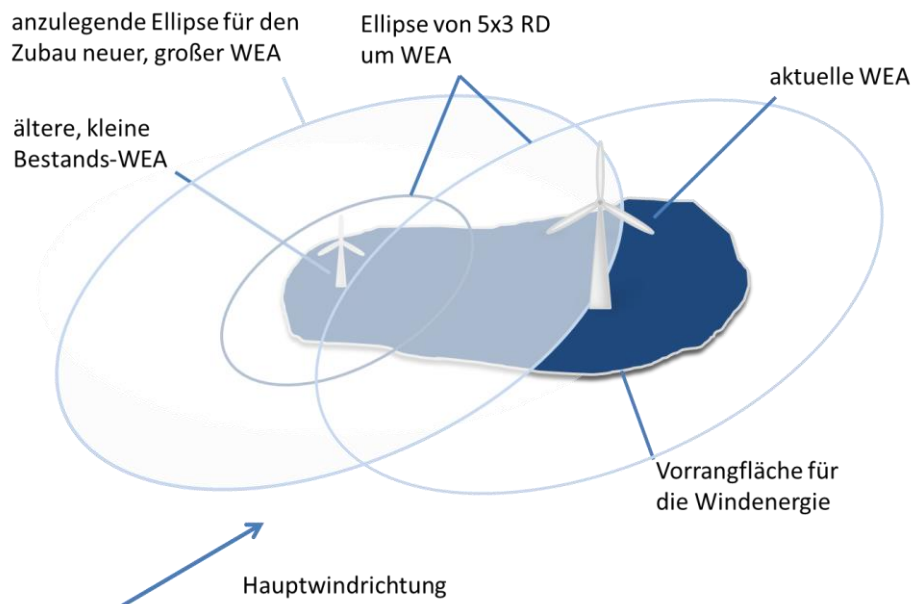


Abbildung 7: Ermittlung der freien Fläche für einen Zubau von Windenergieanlagen

Die Verschneidung der Flächen für die Windenergienutzung mit den Mindestabstandspuffern der Bestandsanlagen ist in mehreren Modellierungsschritten erforderlich, wobei im Verlauf der Modellierung entweder die Repowering-Flächen, die Windenergiegebiete oder die Potenzialflächen der Weißflächenkartierung die zu verschneidende Flächenkulisse darstellen.

Die verbleibenden Flächen werden anschließend mit der Anlagenplatzierung bebaut (vgl. Abschnitt 2.7).

2.7 Anlagenplatzierung

Die Ermittlung der unter den getroffenen Annahmen auf den Flächen installierbaren WEA-Leistung erfolgt mithilfe der am Fraunhofer IEE entwickelten Anlagenplatzierung. Durch die standortgenaue Anlagenplatzierung wird ermittelt, welche maximale Anzahl WEA unter Einhaltung elliptischer Mindestabstände zu benachbarten WEA auf den verfügbaren Flächen platziert werden kann. Es wird ein Mindestabstand von 5 Rotordurchmessern in Haupt- und 3 Rotordurchmessern in Nebenwindrichtung angesetzt.

Die Hauptwindrichtung wird vorgelagert auf Basis von u- und v-Vektoren des COSMO-DE-Modells [Baldauf et al. 2016] für ca. 122 m über Grund ermittelt. Hierzu wurden Windleistungszeitreihen für die historischen, meteorologischen Jahre 2007 bis 2015 mithilfe des Windleistungsmodells am Fraunhofer IEE erstellt und anschließend für jede 2,8 x 2,8 km große Wettermodellfläche ausgewertet, in welchem 30°-Windrichtungssektor der höchste Ertrag während dieses Zeitraums auftrat. Im Rahmen der Anlagenplatzierung wurde dann der Mittelwert der Grenzen des Windrichtungssektors als Hauptwindrichtung und somit Längsachse der Abstandsellipse angenommen.

Die zunächst im Vektorformat vorliegenden verfügbaren Flächen für die Windenergienutzung werden in eine True-False-Matrix mit 25 m Gitterweite überführt, wobei der Wert „true“ eine Nutzbarkeit der 25 x 25 m für die Windenergie darstellt, während alle Flächen außerhalb der Windflächen als „false“ markiert sind.

Die Platzierung erfolgt mit einer Logik, bei der sich für jede vorrangig zugebaute Anlage eine möglichst geringe Anzahl an „true“-Flächen innerhalb der Abstandsellipse befinden, wobei der eigentliche Standort der neuen Anlage selbst eine „true“-Fläche sein muss. Anschließend werden alle Flächen innerhalb der Abstandsellipse der neuen Anlage auf „false“ gesetzt. Dieser Vorgang wird so lange wiederholt, bis alle Felder der Matrix auf „false“ gesetzt wurden und somit keine Flächen für einen weiteren Zubau mehr verfügbar sind. Mit diesem Verfahren werden ca. 97 % der maximal auf den Flächen installierbaren Anzahl an WEA ermittelt, verglichen mit einer mathematischen Optimierung, die jedoch deutlich rechen- und damit zeitintensiver ist.

Die auf den Flächen installierbare Leistung errechnet sich aus der Multiplikation der Anzahl platzierbarer Windenergieanlagen mit der Nennleistung der Einzelanlagen. Dabei unterscheidet sich die Leistung der Stark- und Schwachwind-WEA (s. u.).

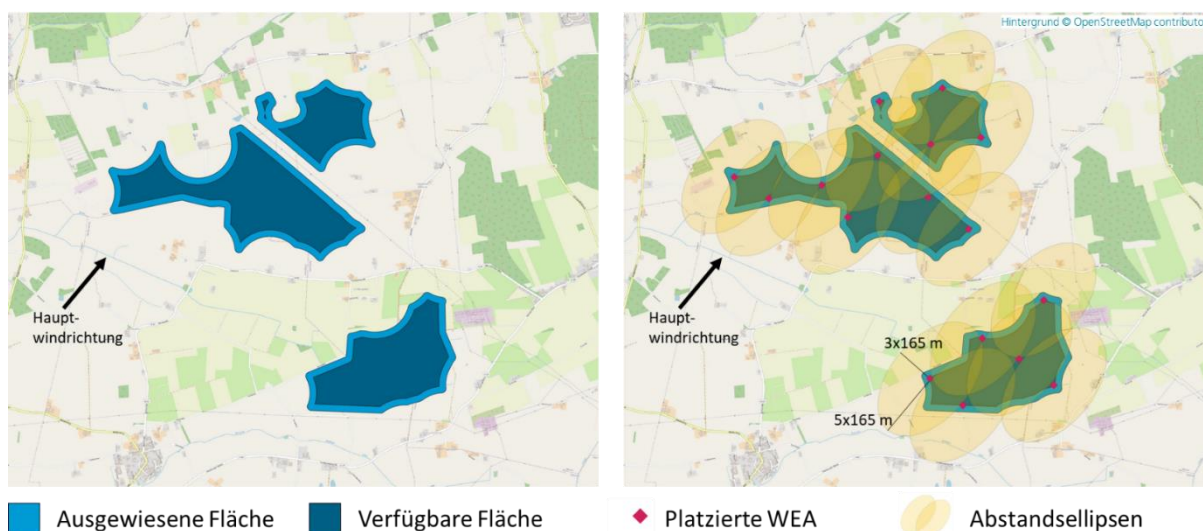


Abbildung 8: Anlagenplatzierung (Hintergrund: OpenStreetMap)

Abbildung 8 zeigt als Kartendarstellung die Platzierung der WEA (rote Rauten) sowie die jeweiligen Abstandsellipsen exemplarisch für Vorranggebiete in Schleswig-Holstein. Innerhalb einer Abstandsellipse darf entsprechend immer nur eine WEA stehen. Da in Schleswig-Holstein die Vorgabe gilt, dass der Rotor nicht über die Gebietsgrenzen hinausragen darf, werden die Flächen vorgelagert mit einem Rotorradius nach innen gepuffert.

Die so in jedem Prozessschritt platzierten Anlagen stellen einen Pool an potenziellen Zubauanlagen im jeweiligen Prozessschritt dar. Zur genaueren Spezifizierung des Anlagentyps werden die Anlagen mit einer standortspezifischen Nennleistung und Nabenhöhe versehen, wobei die Entscheidung, ob eine Stark- oder Schwachwindanlage am Standort angenommen wird, von der mittleren Windgeschwindigkeit in 142 m Höhe auf Basis des anemos-Windatlas [anemos] abhängt. Bei einer mittleren Windgeschwindigkeit unterhalb von 7 m/s wird eine Schwachwindanlage angenommen, während ab 7 m/s vom Zubau einer Starkwindanlage ausgegangen wird. Für eine weitere Differenzierung des standortspezifischen Anlagentyps werden die Stark- und Schwachwindanlagen vereinfachend in Abhängigkeit vom Breitengrad mit unterschiedlichen Nabenhöhen angenommen. Dabei werden südlicher gelegene Anlagen mit einer 10–20 m höheren Nabenhöhe versehen als nördlich gelegene Anlagen gleichen Typs.

2.8 Ablauf der Zubaumodellierung

Wie eingangs beschrieben, erfolgt der Zubau von Windenergieanlagen sequenziell entsprechend der Konkretisierung der Flächen. Nachfolgend wird dargestellt, wie die zuvor beschriebenen einzelnen Komponenten der Zubaumodellierung eingesetzt werden, um die Zubau-WEA für die einzelnen Zubauphasen vorzubereiten.

2.8.1 Verbleibender Bestand

Im ersten Schritt wird der verbleibende Anlagenbestand ermittelt (Abbildung 9). Hierfür wird zunächst der aufbereitete Datensatz der Bestandsanlagen (vgl. Abschnitt 2.1) nach Inbetriebnahmejahr gefiltert. Es wird von einer Nutzungsdauer von 22 Jahren zzgl. des Jahrs der Inbetriebnahme ausgegangen.

Anschließend wird dieser Datensatz mit den vorliegenden Genehmigungen zusammengeführt (vgl. Abschnitt 2.1).

Für das Szenariojahr 2045 wird auf gleiche Weise verfahren, jedoch wird das Regionalisierungsergebnis für das Jahr 2037 als Bestandsdatensatz für das Szenariojahr 2045 verwendet.

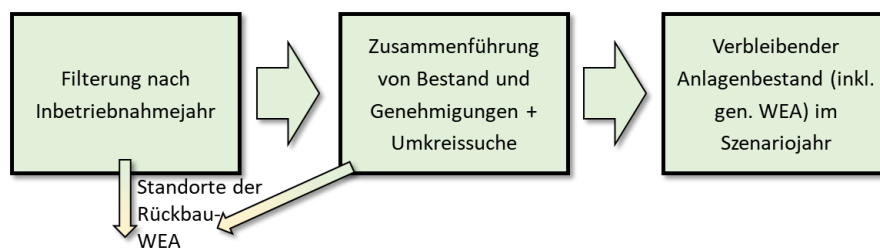


Abbildung 9: Ermittlung des verbleibenden Anlagenbestands

2.8.2 Repowering

Die Standorte der Windenergieanlagen, die aufgrund ihrer Nutzungsdauer oder ihrer unmittelbaren Nähe zu genehmigten WEA als Rückbauanlagen identifiziert wurden, sind Eingangsdaten für die anschließende Ermittlung möglicher Zubauanlagen auf Repowering-Flächen (Abbildung 10). Wie in Abschnitt 2.4 beschrieben, werden zunächst aus den Punktkoordinaten der zurückgebauten Windenergieanlagen Repowering-Flächen erstellt. Es erfolgt eine Verschneidung mit den Siedlungspuffern, um ein Repowering in unmittelbarer Nähe zur Wohnnutzung zu verhindern (vgl. Abschnitt 2.4).

Da die verbleibenden Flächen eventuell bereits durch benachbarte Bestandsanlagen nicht mehr vollständig frei und bebaubar sind, erfolgt in einem weiteren Schritt eine Verschneidung mit den Abstandsellipsen der Bestandsanlagen (vgl. 2.6). Die dann noch verbleibenden Flächen werden mithilfe der Anlagenplatzierung (vgl. 2.7) mit dem standortspezifischen Anlagentyp der Zubau-Windenergieanlage bebaut und die so ermittelten Anlagenstandorte als möglicher Repowering-Zubau in der eingangs beschriebenen Modellierung berücksichtigt. Sofern die Leistung des möglichen Repowering-Zubaus den Zubaubedarf übersteigt, erfolgt eine Auswahl der Anlagen nach absteigender mittlerer Windgeschwindigkeit am Standort in 142 m über Grund auf Basis des anemos-Windatlases.

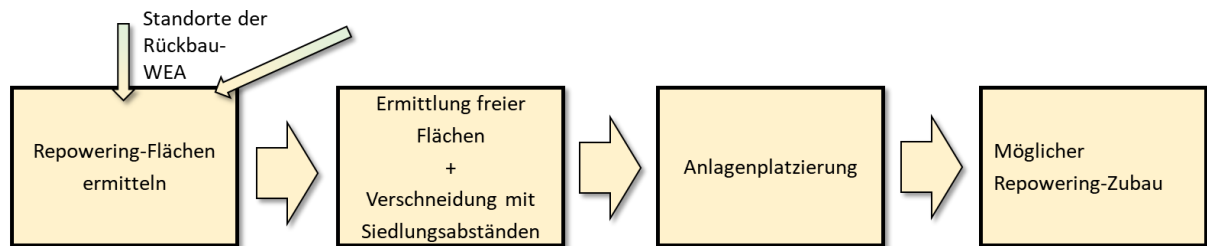


Abbildung 10: Ermittlung von Zubau-WEA auf Repowering-Flächen

2.8.3 Zubauanlagen in Windenergiegebieten

Für die Modellierung des möglichen Zubaus innerhalb der Gebietsausweisungen für die Windenergienutzung, den Windenergiegebieten, wird analog verfahren (Abbildung 11).

Die entsprechend Abschnitt 2.3 vorbereitete, eventuelle Einschränkungen der Nutzbarkeit (Rotor-in, Thüringer Waldgesetz) bereits abbildende Flächenkulisse ist der Ausgangspunkt für die Zubaumodellierung innerhalb der Windenergiegebiete. Die Flächenkulisse wird um Abstandsellipsen der Bestandsanlagen sowie der Zubauanlagen auf Repowering-Flächen beschnitten, um die freie, für einen Zubau von Windenergieanlagen verfügbare Fläche zu ermitteln (vgl. Abschnitt 2.6).

Anschließend werden mithilfe der Anlagenplatzierung für die noch freien Flächen potenzielle Anlagenstandorte ermittelt und mit den standortspezifischen Anlagenparametern versehen (vgl. Abschnitt 2.7). Aus dem auf diese Weise ermittelten Pool an potenziellen Zubauanlagen innerhalb der Windenergiegebiete können bei der eigentlichen Zubaumodellierung Anlagen für die Erreichung der Zielzahlen ausgewählt werden. Sofern nicht alle Anlagen innerhalb eines Bundeslands für die Zielerreichung benötigt werden, wird die Zubaureihenfolge innerhalb eines Bundeslands durch die mittlere Windgeschwindigkeit in 142 m über Grund bestimmt, wobei Windenergieanlagen an windhöfzigeren Standorten priorisiert werden.

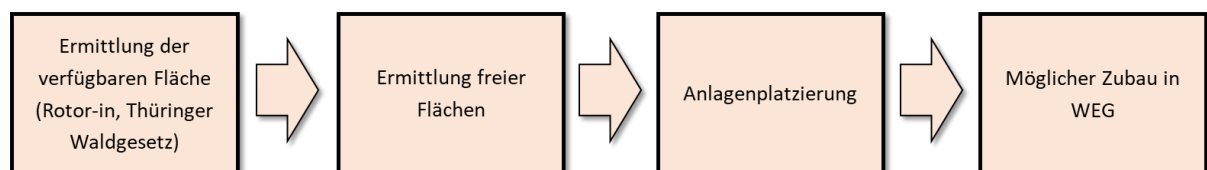


Abbildung 11: Ermittlung von Zubau-WEA in Windenergiegebieten (WEG)

2.8.4 Zubauanlagen auf Potenzialflächen

Abbildung 12 zeigt die Modellschritte für die Ermittlung möglicher Zubauanlagen innerhalb der Potenzialflächen. Analog wird auch hier zunächst ermittelt, welche Flächen durch Bestandsanlagen oder durch bereits erfolgten Zubau auf Repowering-Flächen oder in Windenergiegebieten nicht mehr verfügbar sind (vgl. Abschnitt 2.6). Anschließend werden auf den verbleibenden Flächen Windenergieanlagen platziert sowie deren standortspezifische Anlagenparameter bestimmt.

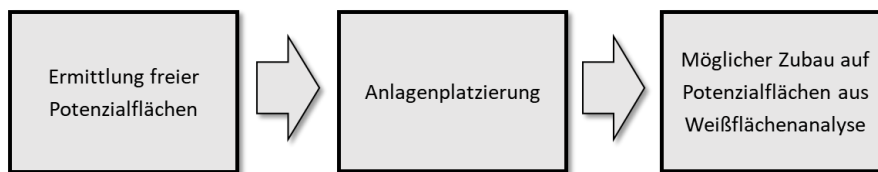


Abbildung 12: Ermittlung von Zubau-WEA auf Potenzialflächen aus der Weißflächenanalyse

2.8.5 Ergebnisaufbereitung

Der zunächst standortgenaue Zubau wird auf Leistungen je Postleitzahlgebiet aggregiert. Dabei werden die Bestandsanlagen in Abhängigkeit von ihren Kenngrößen in 6 Klassen unterteilt. Die Zubauanlagen werden ebenfalls in sechs Anlagenklassen unterteilt. Die Bereitstellung des Regionalisierungsergebnisses an die Übertragungsnetzbetreiber erfolgt in Form einer Tabelle mit den jeweiligen Leistungen je Postleitzahlgebiet und Klasse.

2.9 Ergebnisdarstellung

Abbildung 13 zeigt für die Windenergie an Land die Verteilung der Bestandsanlagen sowie das Ergebnis der Regionalisierung für die Szenarien A/B2037 und A/B2045 auf Ebene der Postleitzahlgebiete. Im Gegensatz zur Photovoltaik sind bei der Windenergie auch bei der Darstellung des Bestands bei einheitlicher Skalierung einige Regionen mit signifikantem Ausbau zu erkennen. Bei der Windenergie wird etwa eine Verdreifachung der Nennleistung bis 2045 erwartet, sodass Regionen wie die Westküste in Schleswig-Holstein, die westfriesische Nordseeküste, aber auch das Paderborner Land bereits jetzt Leistungen nahe dem langfristigen Ziel aufweisen. Gleichermaßen ist zu erkennen, dass in einzelnen Regionen praktisch keine Veränderung erwartet wird. Beispiele hierfür sind die Rhein-Main-Metropolregion, das Ruhrgebiet sowie der (Nationalpark) Harz.

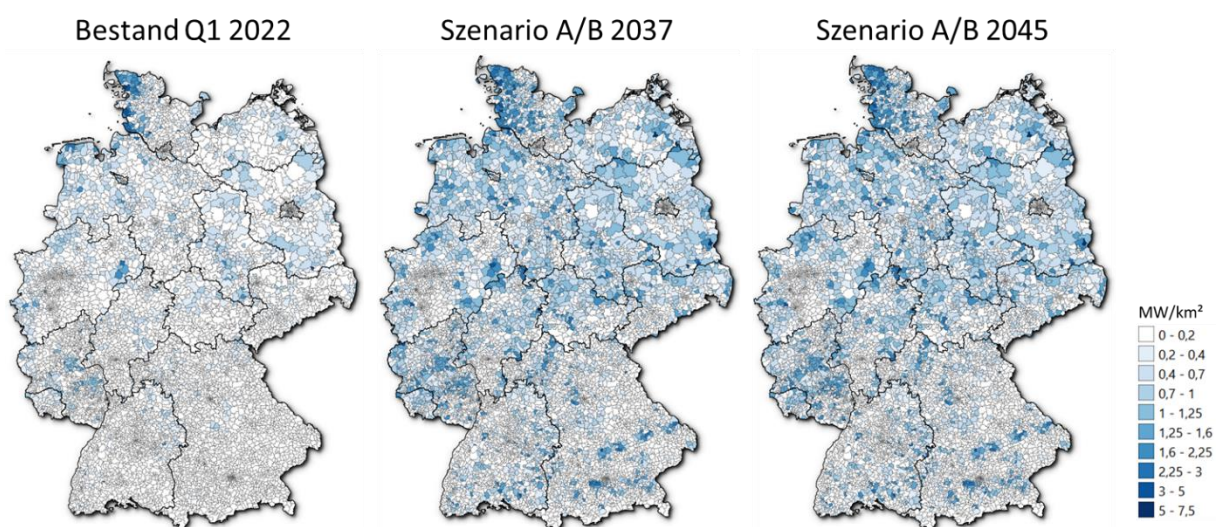


Abbildung 13: Bestand und Regionalisierungsergebnis der Windenergie an Land für die Szenarien A/B auf Ebene der Postleitzahlgebiete (© Geobasis-DE/BKG 2021)

3 Photovoltaik

Bei der Regionalisierung der Photovoltaik werden die Aufdach-PV-Anlagen und die Freiflächenanlagen getrennt betrachtet. Dies liegt an unterschiedlichen Ausprägungen des generellen Vorgehens. So werden einerseits für das Potenzial unterschiedliche Flächenkulissen und Daten genutzt und andererseits der Zubau mit zwei verschiedenen Modellen simuliert. Die Unterschiede in den Modellen liegen vor allem in rechtlich-technischen Rahmenbedingungen des Zubaus begründet (Ort, Kosten, Förderung, Geschwindigkeit des Zubaus usw.). So werden große EEG-geförderte Freiflächenanlagen beispielsweise oft an Autobahn- und Schienenrandstreifen gebaut, während die meisten Aufdach-PV-Anlagen auf Einfamilienhäusern und unter anderen Förderregimen entstehen. Weniger starke Unterschiede ergeben sich bei der Erhebung der Bestandsdaten; hier wird in beiden Fällen das Markstammdatenregister als Quelle zugrunde gelegt.

Der generelle Ablauf der Regionalisierung der Photovoltaik (PV) gliedert sich in die folgenden Schritte

1. Bestandsdatenerhebung und Integration von Anschlussgesuchen
2. Ermittlung von Potenzialflächen
3. Zubaumodellierung

3.1 Freiflächen-Photovoltaik

Die Freiflächen-PV umfasst alle PV-Anlagen, die nicht auf baulichen Anlagen errichtet werden.

Tabelle 6 zeigt die Mantelzahlen für den Ausbau der Freiflächen-PV für die Szenariovarianten A/B und C sowie für die Betrachtungsjahre 2037 und 2045.

Tabelle 6: Mantelzahlen für den Ausbau der Freiflächen-PV (Angaben in GW)

Bundesland	NEP A/B/C 2037	NEP A/B 2045	NEP C 2045
Baden-Württemberg	16,3	19,5	22,1
Bayern	34,6	39,5	43,5
Berlin	0,0	0,0	0,0
Brandenburg	15,0	17,0	18,6
Bremen	0,1	0,1	0,1
Hamburg	0,1	0,1	0,1
Hessen	6,8	8,1	9,2
Mecklenb.-Vorpom.	15,4	17,8	19,8
Niedersachsen	15,6	18,8	21,4
Nordrhein-Westfalen	7,0	8,4	9,6
Rheinland-Pfalz	8,8	10,4	11,8
Saarland	1,7	1,9	2,0
Sachsen	7,5	8,7	9,7
Sachsen-Anhalt	16,8	19,5	21,6
Schleswig-Holstein	7,0	8,1	9,1
Thüringen	9,3	11,0	12,3
Deutschland	162,0	189,0	211,0

3.1.1 Anlagenbestand

Der Bestand an Photovoltaikfreiflächenanlagen wird auf Ebene der Postleitzahlen aus dem Marktstammdatenregister (MaStR; Stand 10.08.2021) entnommen.

Im ersten Schritt erfolgt eine allgemeine Datenaufbereitung, bei der die im weiteren Verlauf genutzten Datenfelder hinsichtlich ihres zu erwartenden Datentyps und des Vorhandenseins von Werten geprüft werden. Datensätze mit fehlenden Einträgen werden entfernt. Einige Felder haben fest definierte Ausprägungen, sogenannte Katalogwerte. Bei diesen Feldern wird auf die Einhaltung des Katalogs geprüft und es werden ebenfalls Datensätze entfernt, wenn die Werte nicht den Katalogwerten entsprechen.

Danach werden die Daten zunächst basierend auf dem Feld „Lage“ mit dem Wert „Freifläche“ gefiltert, um alle Freiflächenanlagen zu extrahieren. Daran anschließend werden alle Anlagen entfernt, bei denen das Feld „Status“ nicht den Wert „In Betrieb“ hat, damit nur noch aktive Anlagen berücksichtigt werden. Da Anlagen, die vor dem Jahr 2000 in Betrieb genommen wurden, bald aus ihrer Lebensdauer laufen und als nicht-repoweringfähig definiert werden, wird als weiterer Filter „Inbetriebnahmejahr $\geq$ 2000“ gesetzt.

Der letzte Aufbereitungsschritt bezieht sich auf den Standort der Anlage. Selbst wenn alle anderen Daten vollständig vorhanden sind, können Anlagen ohne korrekten Standort nicht in

die Regionalisierung integriert werden. Da die Standortzuordnung über die Postleitzahl der Anlage erfolgt, wird das Feld „Postleitzahl“ mit den Postleitzahlen aus dem Geodatenatz der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) gefiltert, damit gewährleistet ist, dass nur Anlagen aufgenommen werden, die auch zugeordnet werden können.

Das Mengengerüst wird daran anschließend über Summenstatistiken mit Datensätzen aus anderen Quellen (unter anderem den Netztransparenzdaten) plausibilisiert.

Neben den Bestandsanlagen wird ein zweiter Datensatz erzeugt, der die laut MaStR geplanten Anlagen enthält, welche anhand des Feldes „Status“ mit dem Wert „In Planung“ identifiziert wurden. Die Aufbereitung erfolgt hier analog zu den Bestandsanlagen, außer dass das Inbetriebnahmedatum auf das erste Stützjahr des Szenarios gesetzt wird, da bei diesen Anlagen im MaStR kein Datum eingetragen ist. Dies folgt der Annahme, dass die Genehmigungsprozesse bei PV-Anlagen weit weniger zeitaufwendig sind als bei Windenergieanlagen und damit alle jetzt im MaStR als geplant gekennzeichneten Anlagen bis zum ersten Stützjahr des Szenarios umgesetzt worden sind.

Als dritter Inputdatensatz wurde von den ÜNB eine Liste mit bekannten Anlagen geliefert, die zum einen Teil aus Bestandsanlagen und zum anderen Teil aus Anschlussgesuchen besteht. Es liegen die Felder „Postleitzahl“, „Leistung“ und „Inbetriebnahmejahr“ vor. Diese Anlagen werden nach einer Dublettenprüfung mit dem MaStR dem Bestand bzw. den geplanten Anlagen hinzugefügt.

Alle drei beschriebenen Datensätze gehen zusammen als fester Sockel in die Zubaumodellierung ein.

Hinweis: Die hier beschriebene Datenzusammenstellung erfolgt auf Postleitzahlebene, da eine feinere räumliche Auflösung für die NEP-Anforderung nicht notwendig ist. Entsprechend wird keine Überprüfung oder Validierung der Anlagengeokoordinaten vorgenommen.

3.1.2 Potenzialanalyse

Die Potenzialanalyse identifiziert Flächen, die für den Zubau von Photovoltaikanlagen prinzipiell geeignet sind und im Rahmen der Zubaumodellierung bebaut werden können. Daran anschließend wird eine Bewertung der Flächen vorgenommen, aus der eine direkte Zubauwahrscheinlichkeit abgeleitet wird.

Bei den Freiflächen-PV-Anlagen findet im Vergleich zu den Aufdach-Anlagen eine umfangreichere geodatenbasierte Modellierung statt, da diese Anlagen generell nicht an bestimmte Flächenkategorien (wie z. B. Dächer) geknüpft sind. Zwar sieht das EEG neben der Nutzung von Flächen entlang von Autobahnen und Schienenwegen auch Konversionsflächen und Ackerflächen in benachteiligten Gebieten vor, allerdings zeichnet die zunehmende Zahl an Anlagen, die außerhalb des EEG errichtet werden, ein anderes Bild. Besonders im Osten Deutschlands werden vermehrt sehr große PPA-Anlagen mit mehreren hundert MW geplant und gebaut.

Es wird daher für Agrarflächen die Einschränkung auf benachteiligte Gebiete aufgehoben, allerdings trotzdem die Bodenqualität als Kriterium hinzugezogen, da davon auszugehen ist, dass sehr gute Ackerböden trotz einer hohen Wirtschaftlichkeit der Photovoltaik nicht umgenutzt werden. Als Potenzialflächen werden alle Autobahn- und Schienenrandstreifen sowie

Ackerflächen mit einem vorhandenen Soil Quality Rating [BGR 2007] < 40 berücksichtigt. Da das Soil Quality Rating (SQR) vorrangig für Ackerflächen bestimmt wird, fallen durch die Vorgabe, dass ein Wert vorhanden sein muss, weite Teile des Grünlands aus dem Potenzial heraus. Konversionsflächen können aufgrund fehlender Datensätze nicht in der Potenzialanalyse berücksichtigt werden. Abbildung 14 zeigt beispielhaft den Vorgang der Potenzialflächenbestimmung.

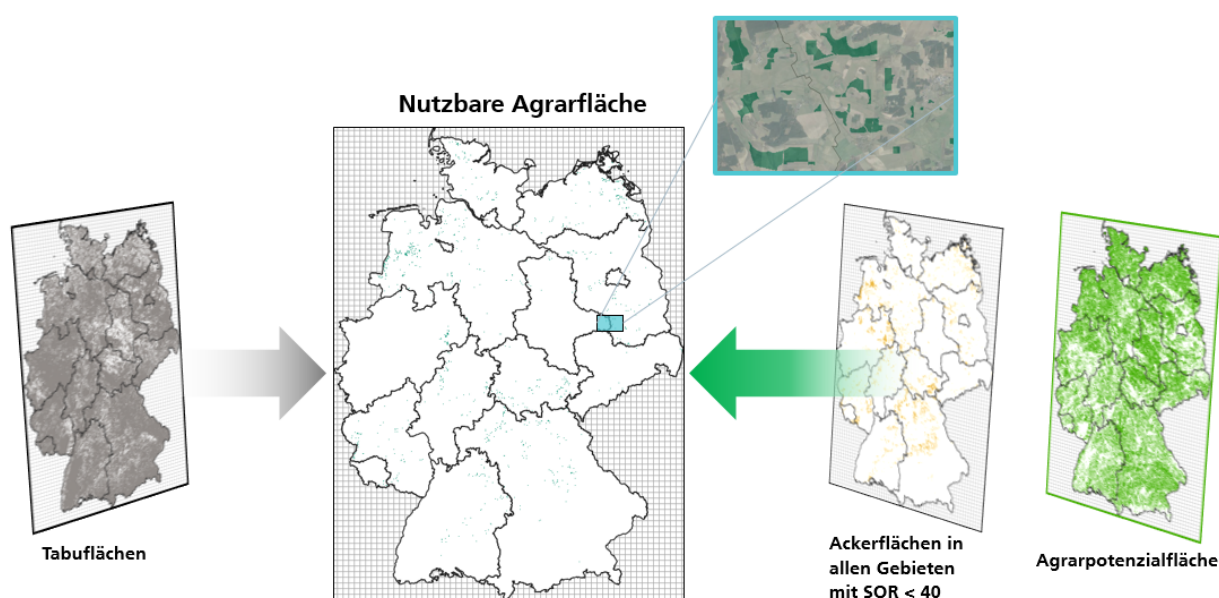


Abbildung 14: Beispielhafte Darstellung der Ermittlung des Agrarflächenpotenzials [Eigene Darstellung]

Zunächst werden alle Acker-, Grünland- und Heideflächen aus dem Basis-DLM in einen Layer überführt und gerastert (in der Grafik rechts dargestellt und als „Agrarpotenzialfläche“ gekennzeichnet). Die Rasterung erfolgt im 25-m-Raster und sorgt dafür, dass die Verschneidungen und Überlagerungen der verschiedenen Input-Layer sehr recheneffizient für ganz Deutschland durchgeführt werden können. Nach der Rasterung werden die einzelnen Layer über eine „ODER“-Verschneidung zusammengeführt. Das bedeutet, ein Rasterpixel ist eine Potenzialfläche, sobald eines der Input-Raster einen Wert aufweist.

Das Agrarpotenzial wird mit dem SQR-Datensatz verschnitten und es bleiben nur noch Flächen übrig, für die ein Soil Quality Rating vorliegt, das den Wert von 40 nicht überschreitet. Daran anschließend werden die Potenzialflächen mit den Tabuflächen (in der Grafik links dargestellt) verschnitten und es verbleibt das nutzbare Agrarpotenzial.

In der folgenden Tabelle sind alle Input-Layer, die für die Bestimmung der Potenzialflächen genutzt wurden, mit den entsprechenden Puffern aufgelistet.

Tabelle 7: Layer und ihre Puffer zur Erstellung der Potenzialflächen

Name	Puffer	Typ
Autobahnen, Kraftfahrtstraßen, Schienen	500 m	Seitenstreifenpotenzial
Heide, Felder, Grünland	0 m	Agrarpotenzial
Soil Quality Rating (SQR) > 40	0 m	Tabuflächen

Wie oben angedeutet werden beide Potenzialflächengerüste durch die Wegnahme von Tabuflächen weiter reduziert. Die Tabuflächenkarte wird analog zur Potenzialflächenkarte durch Rasterung und Überlagerung von verschiedenen Ausschlussflächendatensätzen erzeugt.

Zu den Ausschlussflächen gehören zum Beispiel Naturschutzgebiete, Wasserwege mit 10 m Puffer, Ortschaften und Wälder mit 200 m Puffer usw. Tabelle 8 enthält die Aufstellung der verwendeten Layer inklusive der angesetzten Puffer.

Tabelle 8: Layer und ihre Puffer zur Erstellung der Tabuflächenkarte

Name	Puffer	Typ
Autobahnen, Kraftfahrtstraßen, Schienen	20 m	Tabufläche
Moore, Gehölze, Sümpfe	0 m	Tabufläche
Wasserwege	10 m	Tabufläche
Wälder, Siedlungen, Siedlungsgebiete, Gebiete gemischter Nutzung, Gebiete besonderer Nutzung, Sportflächen	200 m	Tabufläche
Friedhöfe	500 m	Tabufläche
FFH-Regionen, Naturparke, Ramsar-Gebiete, allgemeine Naturschutzgebiete, Nationalparke, Vogelschutzgebiete	0 m	Tabufläche

Die folgende Abbildung 15 veranschaulicht die GIS-Analyse der Tabuflächen.

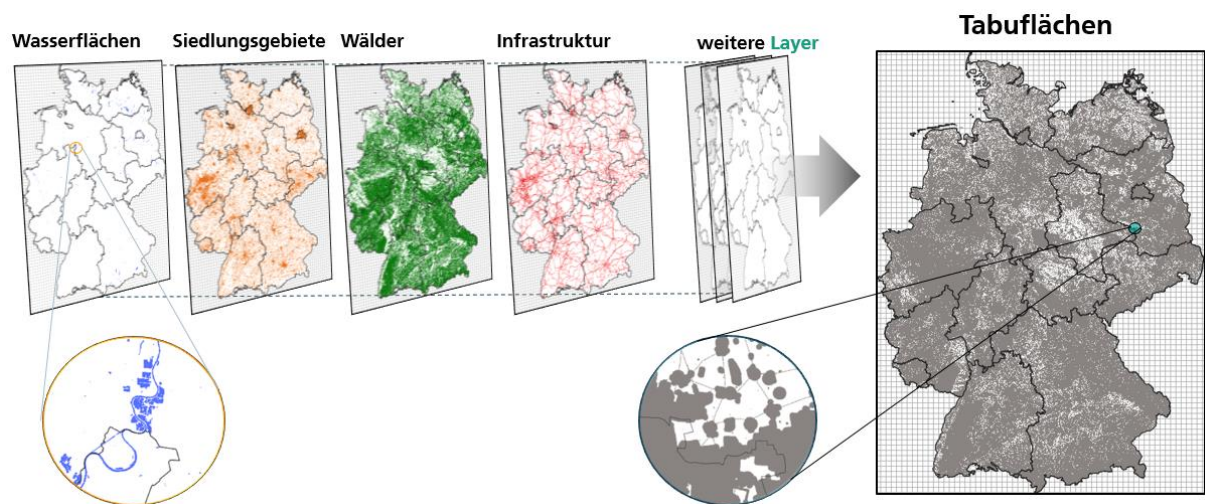


Abbildung 15: Beispielhafter Ablauf der GIS-Berechnung für Tabuflächen [Eigene Darstellung]

Sehr kleine Flächen (unter 2,6 ha = 2 MW) werden im Zuge einer Kleinstflächenbereinigung entfernt, um Artefakte, die beim Rastern der Flächen auftreten, zu minimieren. Die übrigen Potenzialflächen werden dann über ihre Größe und die Strahlungsressource gewichtet, sodass große Flächen mit viel Einstrahlung die höchste Gewichtung erhalten. Für die Strahlungsressource wird der Mittelwert der Globalstrahlung zwischen 1991 und 2020 [DWD 2018] genutzt.

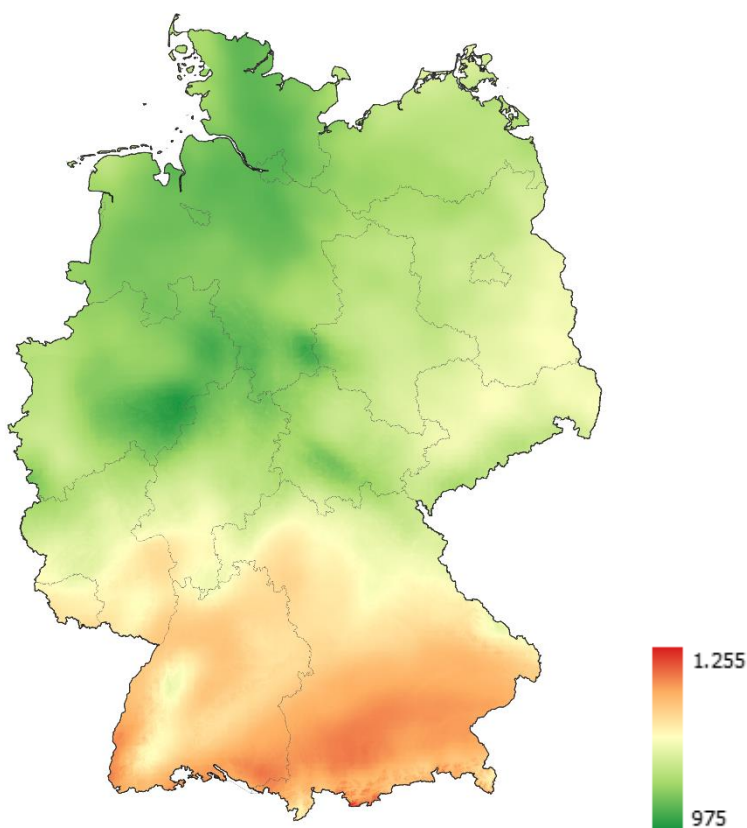


Abbildung 16: Langjähriger Mittelwert der solaren Einstrahlung in Deutschland [kWh/m²]

Im letzten Schritt geht in die Gewichtung ein bundeslandspezifischer Faktor ein, der, getrennt nach Agrar- und Randstreifenflächen, die bisherigen Zubauanteile aus dem EEG-Erfahrungsbericht Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie [ZSV 2019] beinhaltet.

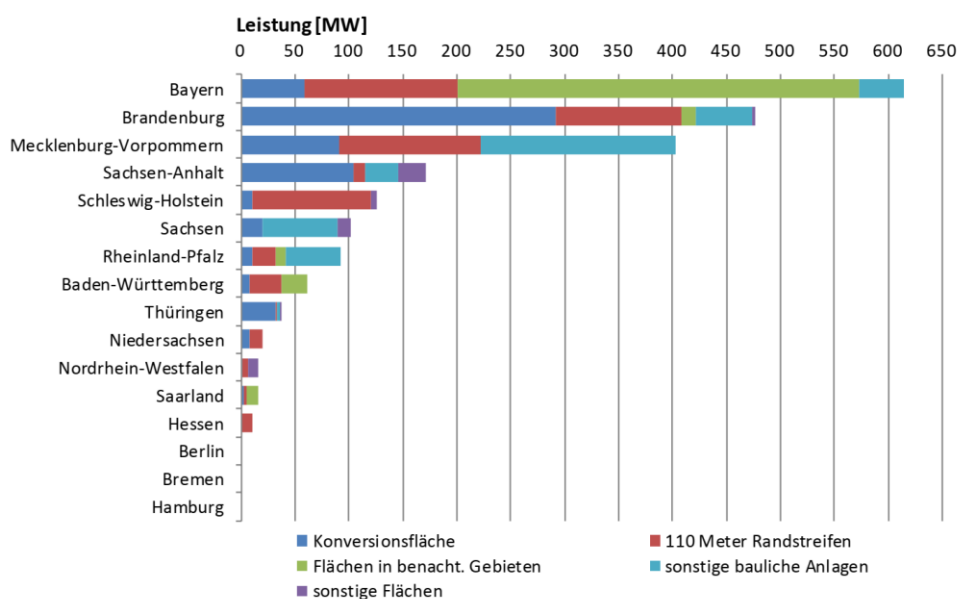


Abbildung 17: Installierte Leistung PV-Freifläche nach Flächenkategorie laut [ZSW 2019, Seite 70]

So werden beispielsweise Randstreifenflächen in Hessen mit einer höheren Zugwahrscheinlichkeit belegt, da in dem Bundesland der bisherige Freiflächenausbau vor allem auf diesen Flächen erfolgt ist. Damit werden die regionalen Unterschiede bei der Ziehung von Anlagen berücksichtigt.

In der Potenzialanalyse werden keine Regional- oder Flächennutzungspläne oder sonstige Flächengerüste aus anderen Quellen integriert, da im Gegensatz zu Windenergieanlagen seitens der Bundesländer keine systematische Erhebung erfolgt und somit kein einheitlich in die Berechnung einfügbarer Datensatz vorliegt.

3.1.3 Zubaumodellierung

Die Zubaumodellierung für Freiflächenanlagen verläuft zweistufig. Zuerst wird aus einer Anlagenverteilung aus dem EEG-Erfahrungsbericht die Größe einer neuen Anlage gezogen (vgl. Abbildung 18) und dann aus den gewichteten Potenzialflächen die Fläche, auf der diese Anlage errichtet wird. Ist die Fläche zu klein für die Anlage, wird erneut gezogen, ist sie zu groß, wird der Flächenbedarf der Anlage abgezogen und die Restfläche wieder in den Pool der Potenzialflächen gegeben. Dieser Vorgang wird so lange durchgeführt, bis die Mantelzahl des Bundeslandes erreicht wurde. Da eine Potenzialfläche mehrfach für den Zubau einer Anlage gezogen werden kann und alle Anlagen auf dieser Fläche zu einer einzelnen Großanlage zusammengefasst werden, sind auch Anlagen > 69 MW möglich, obwohl dies die maximale Größe einer einzelnen Anlage ist (vgl. Abbildung 18).

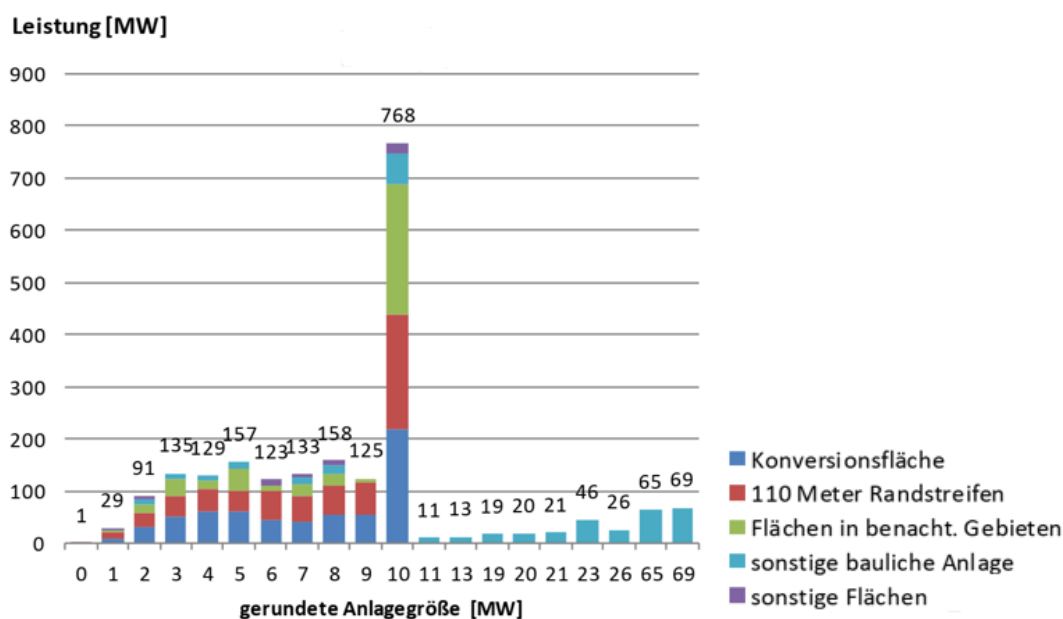


Abbildung 18: Anlagengrößenverteilung der Zuschläge der Ausschreibungsrunden nach [ZSW 2019, Seite 69]

Weiterhin wurde ein Repowering am Standort mit derselben Leistung unterstellt, da Flächen, die bereits einmal erfolgreich bebaut worden sind, eine wesentlich höhere Zubauwahrscheinlichkeit haben als die Flächen aus der Weißflächenanalyse.

Die folgende Abbildung zeigt für die Freiflächenanlagen postleitzahlscharf die Ergebnisse der Regionalisierung.

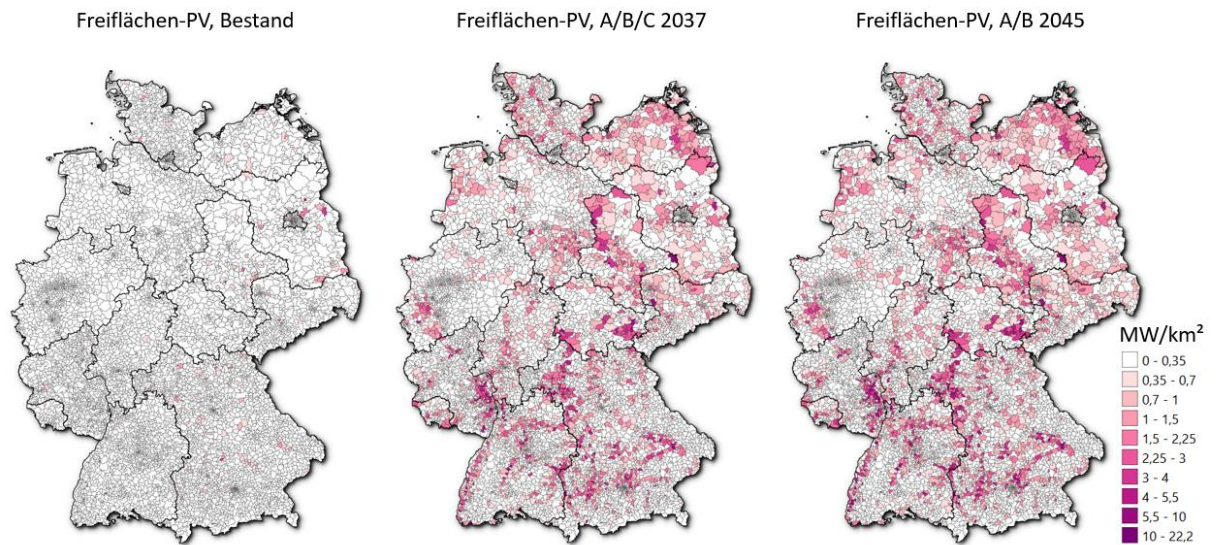


Abbildung 19: Bestand und Regionalisierungsergebnis der Freiflächen-Photovoltaik für das Szenario A/B/C 2037 bzw. A/B 2045 auf Ebene der Postleitzahlgebiete (© Geobasis-DE/BKG 2021)

3.2 Aufdach-Photovoltaik

Die Aufdach-Photovoltaik (Aurdach-PV) umfasst Anlagen, die auf Dächern oder anderen baulichen Anlagen verortet sind.

Tabelle 9 zeigt die Mantelzahlen zum Ausbau der Aufdach-PV für die Szenariovarianten A/B und C sowie für die Betrachtungsjahre 2037 und 2045. Die Mantelzahlen wurden von den ÜNB als Gesamtsumme bereitgestellt und anhand des vorhergehenden NEPs auf die Bundesländer verteilt.

Tabelle 9: Mantelzahlen für den Ausbau der Aufdach-Photovoltaik (Angaben in GW)

Bundesland	NEP A/B/C 2037	NEP A/B 2045	NEP C 2045
Baden-Württemberg	28,4	32,6	36,2
Bayern	47,8	55,0	60,9
Berlin	0,7	0,7	0,8
Brandenburg	7,2	8,2	9,1
Bremen	0,3	0,3	0,3
Hamburg	0,3	0,3	0,3
Hessen	10,4	12,0	13,3
Mecklenb.-Vorpommern	5,1	5,8	6,5
Niedersachsen	19,3	22,2	24,6
Nordrhein-Westfalen	27,9	32,0	35,5
Rheinland-Pfalz	9,6	11,1	12,3
Saarland	2,0	2,2	2,5
Sachsen	6,8	7,8	8,6
Sachsen-Anhalt	6,6	7,6	8,5
Schleswig-Holstein	6,2	7,2	8,0
Thüringen	5,1	5,8	6,5
Deutschland	183,4	211,0	234,0

3.2.1 Anlagenbestand

Der Bestand an Photovoltaikdachflächenanlagen wird auf Ebene der Postleitzahlen aus dem MaStR (Stand 10.08.2021) entnommen. Dazu werden die Daten zunächst nach Land, Status und Inbetriebnahmejahr gefiltert und Datensätze mit falschen oder fehlenden Feldern entfernt. Zusätzlich werden Anlagen mit einem Inbetriebnahmejahr vor 2000 aus den Daten entfernt, da diese als nicht-repoweringfähig definiert werden. Die finale Identifizierung einer Anlage als Dachflächenanlage erfolgt anhand des Feldes „Lage“ mit den Werten „Bauliche Anlagen (Hausdach, Gebäude und Fassade)“, „Bauliche Anlagen (Sonstige)“ und „Steckerfertige Erzeugungsanlage (sog. Plug-In- oder Balkon-PV-Anlage)“.

Das Mengengerüst wird daran anschließend anhand weiterer Datensätze wie den Netztransparenzdaten plausibilisiert.

Neben den Bestandsanlagen wird ein zweiter Datensatz erzeugt, der die laut MaStR geplanten Anlagen anhand des Feldes „Status“ mit dem Wert „In Planung“ identifiziert. Die Aufbereitung erfolgt hier analog zu den Bestandsanlagen, außer dass das Inbetriebnahmedatum auf das erste Stützjahr des Szenarios gesetzt wird.

Die hier beschriebene Datenzusammenstellung erfolgt auf Postleitzahlebene, da eine feinere räumliche Auflösung für die NEP-Anforderung nicht notwendig ist. Entsprechend ergeben sich keine Datenschutzprobleme bei den Kleinanlagen (< 30 kW), sodass ein weitgehend vollständiger Datensatz genutzt werden kann.

3.2.2 Potenzialanalyse

Für die Aufdachanlagen werden die Umringe aller in Deutschland befindlichen Gebäude aus dem Basis-DLM genutzt. Im ersten Schritt wird aus den Umringen die Grundfläche berechnet und dann über Faktoren in die installierbare Leistung umgerechnet. Die Herleitung des Faktors basiert auf einer Analyse der Gebäudeflächen in Deutschland. Hiernach sind etwa 10 % aller Gebäude Industriegebäude, von denen etwa 70 % Flachdächer aufweisen. Die übrigen 90 % der Gebäude liegen in Siedlungsgebieten, etwa 10 % davon sind als Flachdächer ausgeführt. Weiterhin wird eine generelle Nutzbarkeit von Flachdächern von etwa 50 % und eine Nutzbarkeit von Schrägdächern von 30 % unterstellt. Damit lässt sich für jede der Kombinationen (Flach-/Schrägdach und Siedlungs-/Industriedach) ein nutzbarer Flächenanteil bestimmen. Dieser wird mit einer Belegungsdichte für Anlagen multipliziert und damit die insgesamt installierbare Leistung ermittelt. Diese wird mit der Gesamtfläche aller Gebäude ins Verhältnis gesetzt, um die durchschnittliche Leistungsdichte je m² Gebäudegrundfläche zu erhalten. Mit diesem Wert wird dann das Potenzial je Postleitzahl über die Grundfläche aus den Hausumringen bestimmt. Tabellen 10 und 11 zeigen die Zusammenstellung der Parameter.

Tabelle 10: Gebäudeparameter

Parameter	Wert
Gebäudegrundfläche in DE	5.700 km ²
Anteil Industriegebäude	10
Anteil Siedlungsgebäude	90

Tabelle 11: Dachparameter und durchschnittliche Leistungsdichte

Name	Schrägdach	Flachdach
Nutzbare Dachfläche zu Grundfläche	30 %	50 %
Anteil in Industriegebieten	30 %	70 %
Anteil in Siedlungsgebieten	90 %	10 %
Belegungsdichte	5,29 m ² /kW	17,7 m ² /kW
Installierbare Leistung	271,5 GW	25,8 GW
Gesamte installierbare Leistung	297,3 GW	
Durchschnittliche Leistungsdichte	0,0522 kW/m ²	

Spezielle bauliche Anlagen wie Schallschutzwände oder große Zäune entlang von Autobahnen werden nicht berücksichtigt, da hier einerseits die Datengrundlage für die Potenzialbestimmung fehlt und andererseits allenfalls ein Nischenmarkt innerhalb dieser Technologien erwartet wird.



Abbildung 20: Beispiel der Hausumringe von Gebäuden in Kassel (Hintergrund: OpenStreetMap Mitwirkende)

3.2.3 Zubaumodellierung

Für die Zubaumodellierung der Aufdachanlagen wird postleitzahlscharf vorgegangen. Dabei wird je Postleitzahl mit dem Verlauf des bisherigen Zubaus der Bestandsanlagen (aus den Jahren 2000–2020) sowie dem maximalen Potenzial eine beschränkte Wachstumsfunktion abgeleitet. Diese ist bis zum Erreichen von 50 % des Potenzials linear und nähert sich dann asymptotisch an die Potenzialgrenze an. Da die Zubaufunktion in Abhängigkeit der gesamten installierten Leistung im Bundesland erzeugt wird, kann die Leistung je Gemeinde direkt über die Mantelzahl ermittelt

werden. Die folgende Grafik zeigt das Vorgehen beispielhaft anhand einiger Gemeinden in Hessen. Zu sehen sind die jeweiligen Zubaukurven der Gemeinden (durchgezogene Linien) sowie die Potenzialgrenzen (gestrichelte Linien). Die Gemeinden 2 und 5 laufen innerhalb der Grafik bereits in die Sättigung, während Gemeinde 4 noch im linearen Teil der Zubaukurve liegt. Die Zubauleistung kann dann über die Mantelzahl (in der Grafik durch den senkrechten Pfeil bei 5 GW gekennzeichnet) ausgelesen werden. So ergibt sich eine Zubauleistung von ~3.300 kW in Gemeinde 2 (horizontaler Pfeil).

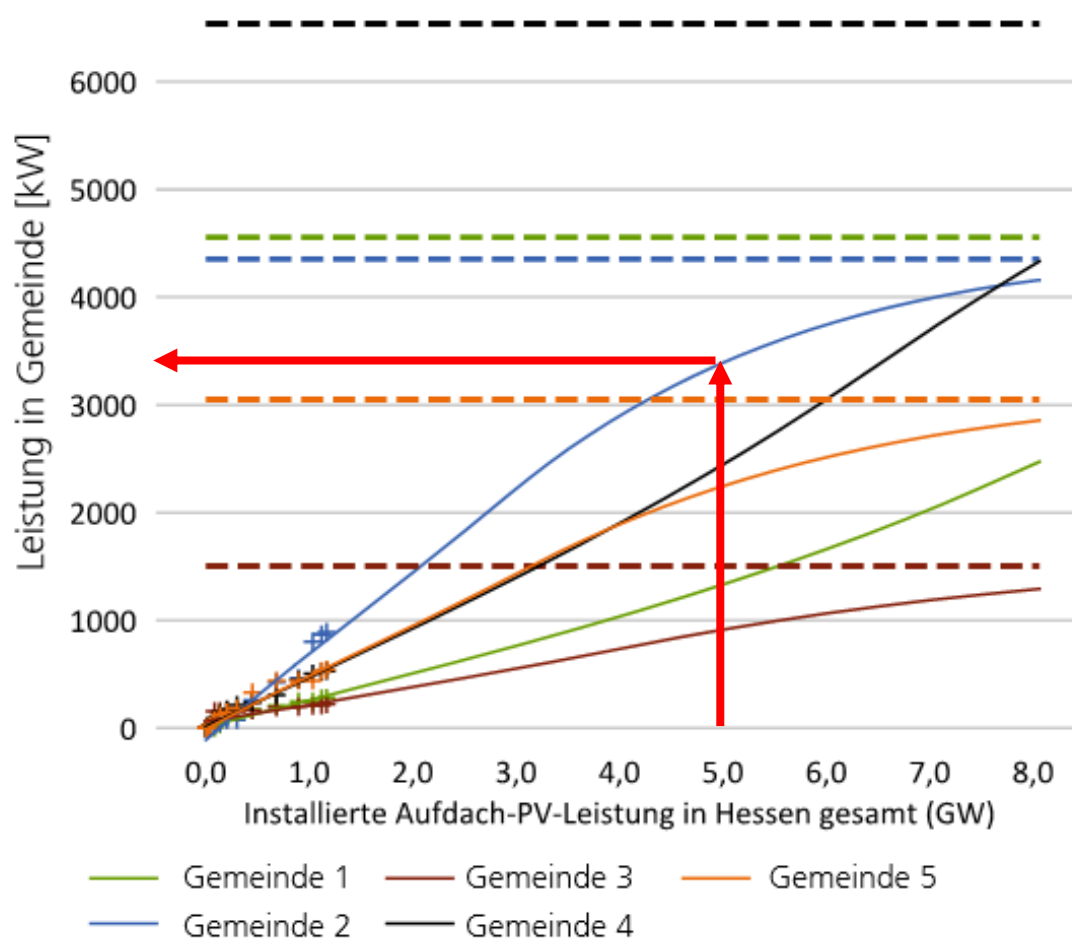


Abbildung 21: Beispielhafte Darstellung der Zubaukurven in einzelnen Gemeinden [Verteilnetzstudie Hessen 2018]

Dieser Ansatz folgt der Beobachtung, dass der bisherige Zubau weitgehend linear verlaufen ist, aber irgendwann durch Hinzunahme weniger geeigneter Flächen abnimmt und sich langsam der Potenzialgrenze nähert.

Abbildung 22 zeigt die Regionalisierungsergebnisse für die Varianten A/B/C 2037 und A/B 2045 sowie den aktuellen Bestand. Die Grafiken sind in voller Größe im Anhang zu finden.

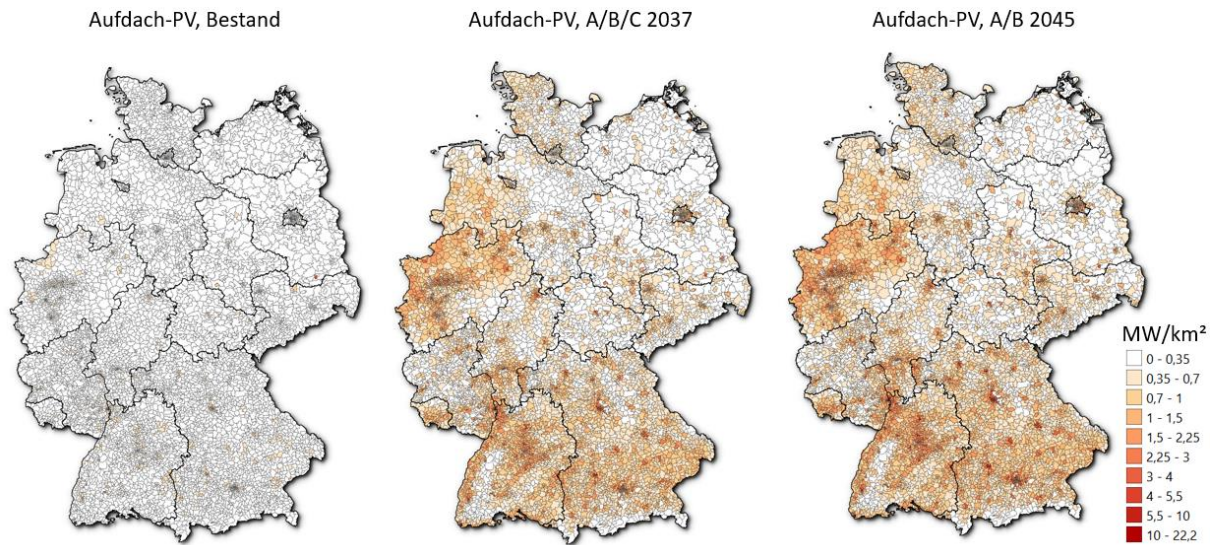


Abbildung 22: Bestand und Regionalisierungsergebnis der Aufdach-Photovoltaik für die Szenariovarianten A/B/C 2037 und A/B 2045 auf Ebene der Postleitzahlgebiete (© Geobasis-DE/BKG 2021)

4 Literatur

- [anemos]: Windatlas der anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH (Stand Anfang 2022). Mittlere Windgeschwindigkeit in 145 m über Grund mit einer räumlichen Auflösung von 30 x 30 m auf Basis eines Referenzzeitraums von 2001 bis 2020. Anhand von SCADA-Daten nachparametrierte Version.
- [Baldauf et al. 2016]: Baldauf, M.; Förstner, J.; Klink, S.; Reinhardt, T.; Schraff, C.; Seifert A.; Stephan, K. (2016): Kurze Beschreibung des Lokal-Modells Kürzestfrist COSMO-DE (LMK) und seiner Datenbanken auf dem Datenserver des DWD. Version 2.4; Deutscher Wetterdienst. https://www.dwd.de/SharedDocs/downloads/DE/modelldokumentationen/nww/cosmo_de/cosmo_de_dbbeschr_version_2_4_161124.pdf?__blob=publicationFile&v=4 [zuletzt abgerufen am 12.2.2023]
- [BGR 2007]: Müller et al. (2007): The Muencheberg Soil Quality Rating (SQR), Leibniz-Zentrum für Agrarlandschaftsforschung (ZALF), Muencheberg, Germany. https://www.researchgate.net/publication/284144781_Das_Muencheberger_soil_quality_rating_SQR_ein_einfaches_Verfahren_zur_Bewertung_der_Eignung_von_Boeden_als_Farmland [zuletzt abgerufen am 27.02.2023]
- [BKG]: GeoBasis-DE / BKG (Bundesamt für Kartographie und Geodäsie).
- [BMWK 2022]: Bons, M.; Jakob, M.; Sach, T.; Klessmann, C.; Pape, C.; Zink, C.; Geiger, D.; Häckner, B.; Wegner, N.; Benz, S.; Peters, W.; Schicketanz, S.; Thylmann, M. (2022): Analyse der Flächenverfügbarkeit für Windenergie an Land post-2030. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz.
- [DWD 2018]: DWD (2018): Datensatzbeschreibung – Rasterdaten der vieljährigen mittleren Monatssummen und der vieljährigen mittleren Jahressumme für die Globalstrahlung auf die horizontale Ebene für Deutschland basierend auf Boden- und Satellitenmessungen https://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/grids_germany/multi_annual/radiation_global/BESCHREIBUNG_gridsgermany_multi_annual_radiation_global_de.pdf [zuletzt abgerufen am 27.02.2023]
- [FA-Wind 2018]: Hintergrundpapier: 20 Jahre Erfahrungen mit der privilegierten Zulässigkeit von Windenergieanlagen im Außenbereich. Fachagentur Wind, 2018. https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA_Wind_Hintergrundpapier_Privilegierung_von_WEA_im_Aussenbereich_02-2018.pdf [zuletzt abgerufen am 27.02.2023]
- [Formulierungshilfe WaLG, 2022]: Entwurf der Formulierungshilfe für ein Wind-an-Land-Gesetz zur gesetzlichen Umsetzung des 2-Prozent-Flächenziels für die Windenergie an Land aus dem Koalitionsvertrag – Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/entwurf-einer-formulierungshilfe-der-bundesregierung-wind-an-land-gesetz.pdf?__blob=publicationFile&v=4 [zuletzt abgerufen am 30.6.2022]
- [UBA 2019]: Bons, M.; Döring, M.; Klessmann, C. et al. (2019): Analyse der kurz- und mittelfristigen Verfügbarkeit von Flächen für die Windenergienutzung an Land. Studie von Guidehouse und Fraunhofer IEE für das Umweltbundesamt. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/climate_ch

ange_38_2019_flaechenanalyse_windenergie_an_land.pdf [zuletzt abgerufen am 27.02.2023]

- [UBA 2021]: Bons, M.; Jakob, M.; Pape, C.; Wegner, N.; (2021): Auswirkungen von Gesetzesänderungen auf Raumordnungspläne am Beispiel aktueller Entwicklungen in Thüringen. Ad-hoc-Analyse im Rahmen des Vorhabens „Flächenverfügbarkeit und Flächenbedarfe für den Ausbau der Windenergie an Land“
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/cc_67-2021_ad_hoc_analyse_thueringen.pdf [zuletzt abgerufen am 27.02.2023]
- [UBA 2022]: Bons, M.; Sach, T.; Pape, C.; Wegner, N. (2022): Auswirkungen einer Rotor-in-Planung auf die Verfügbarkeit von Windflächen.
- [UBA (in Veröffentlichung)]: Bons, M.; Jakob, M.; Sach, T.; Pape, C.; Zink, C.; Geiger, D.; Wegner, N.; Boinski, O.; Benz, S. (in Veröffentlichung): Flächenverfügbarkeit und Flächenbedarfe für den Ausbau der Windenergie an Land. Studie im Auftrag des Umweltbundesamts.
- [ÜNB 2022]: Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.
https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Bedarfsermittlung/2037/SR/Szenariorahmen_2037_Entwurf.pdf [zuletzt abgerufen am 27.02.2023]
- [ÜNB (in Veröffentlichung)]: Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.
- [Verteilnetzstudie Hessen 2018]: Braun, M.; Krybus, I.; Becker, H.; Bolgarny, R.; Dasenbrock, J.; Gauglitz, P.; Horst, D.; Pape, C.; Scheidler, A.; Ulfers, J. (2018): Verteilnetzstudie Hessen 2024 – 2034. Studie im Auftrag des Hessischen Ministeriums für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung.
https://www.energieland.hessen.de/mm/Verteilnetzstudie_Hessen_2024_bis_2034.pdf [zuletzt abgerufen am 27.02.2023]
- [ZSV 2019]: Kelm, T.; Metzger, J.; Jachmann, H.; Günnewig, D.; Püschel, M.; Schicketanz, S.; Kinast, P.; Thylmann, M.; Nazerian, V. (2019): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz – Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie, Bericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/zsv-boschundpartner-vorbereitung-begleitung-eeg.html [zuletzt abgerufen am 27.02.2023]

5 Anhang

Abbildungen 23 bis 31 zeigen die Leistungsdichte in MW/km² für die Technologien Wind, Freiflächen-Photovoltaik und Aufdach-Photovoltaik jeweils für den Bestand sowie für die Szenariojahre 2037 und 2045 (Varianten A/B).

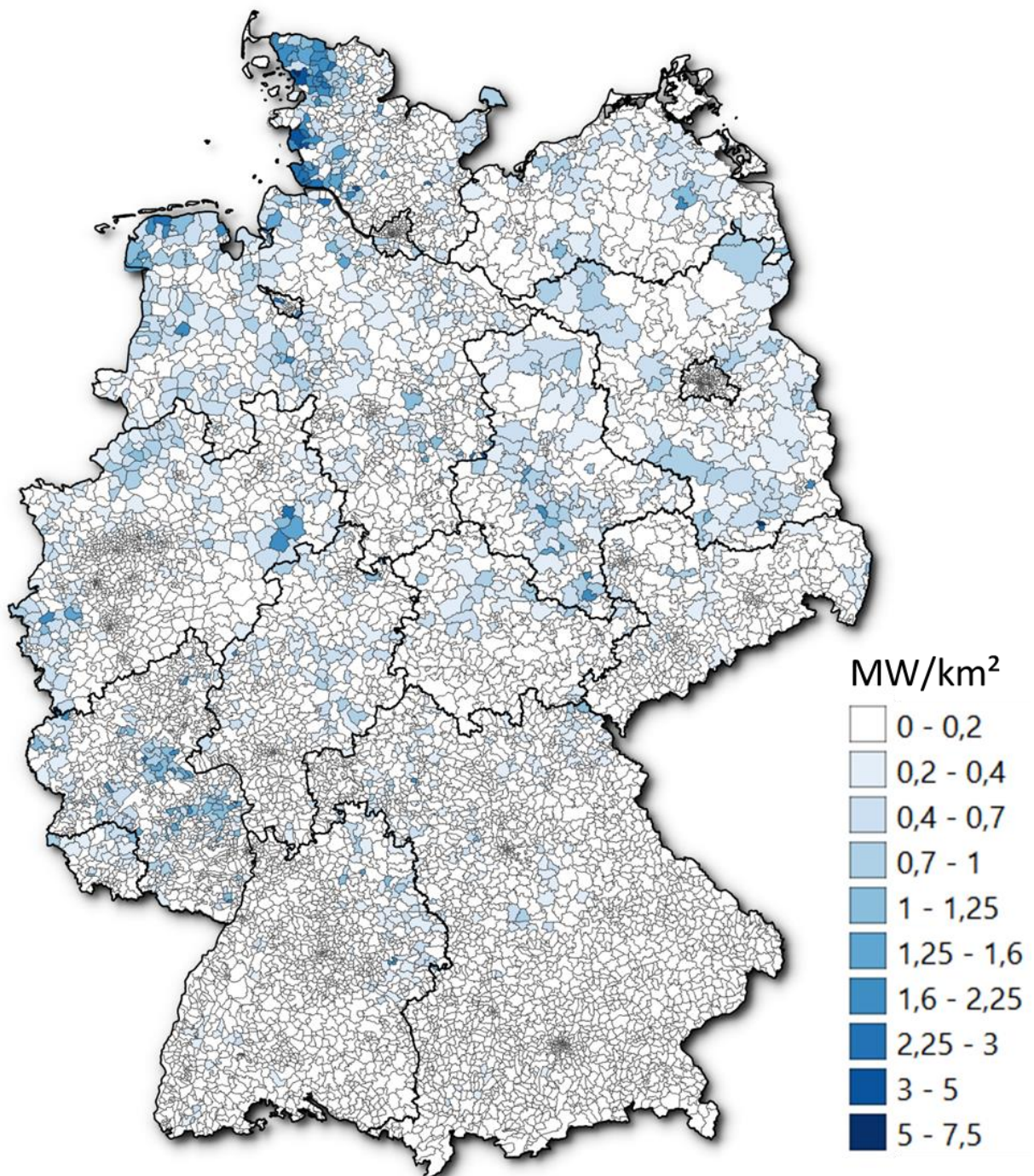


Abbildung 23: Windenergie Bestand (© Geobasis-DE/BKG 2021)

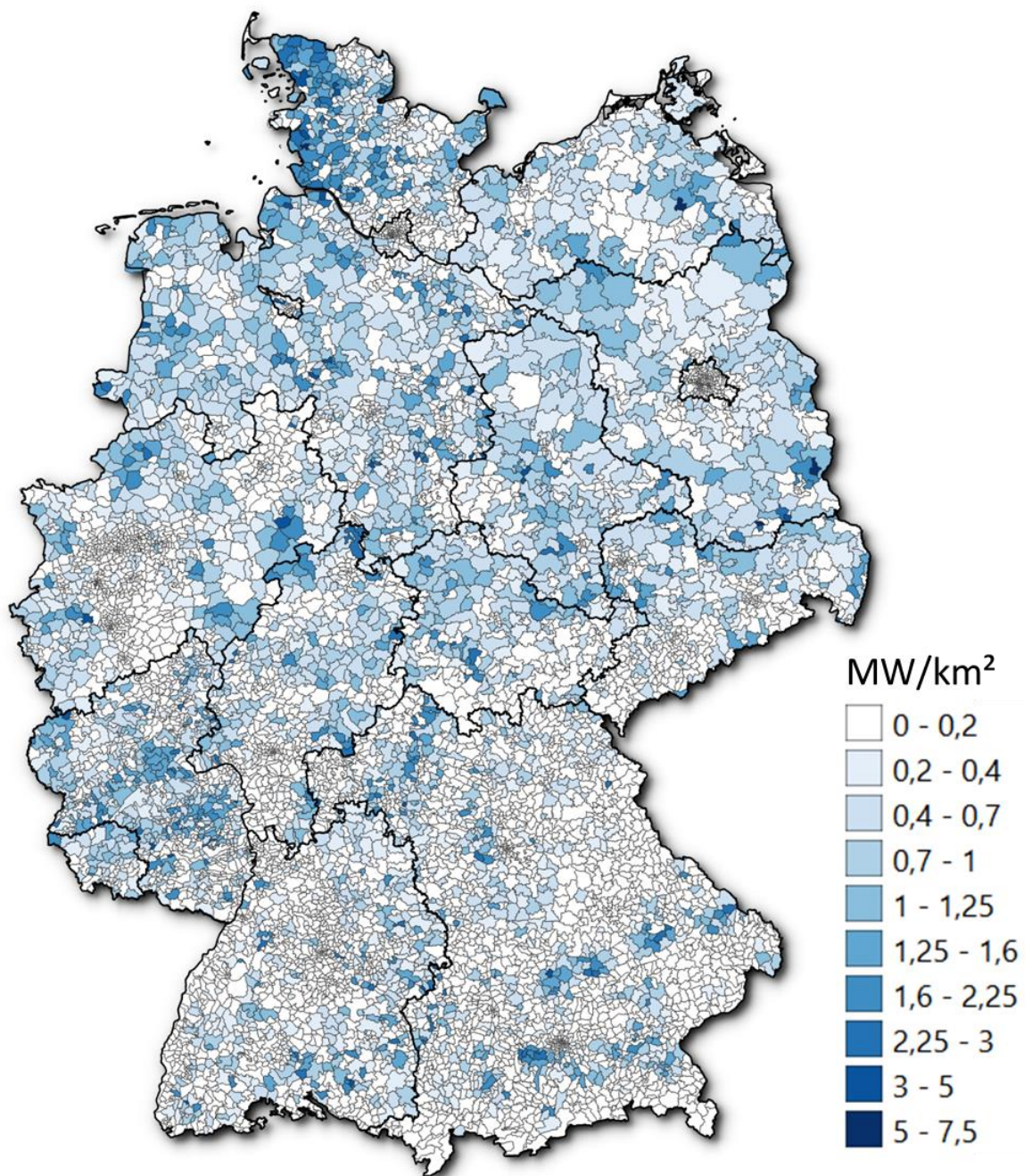


Abbildung 24: Windenergie A/B 2037 (© Geobasis-DE/BKG 2021)

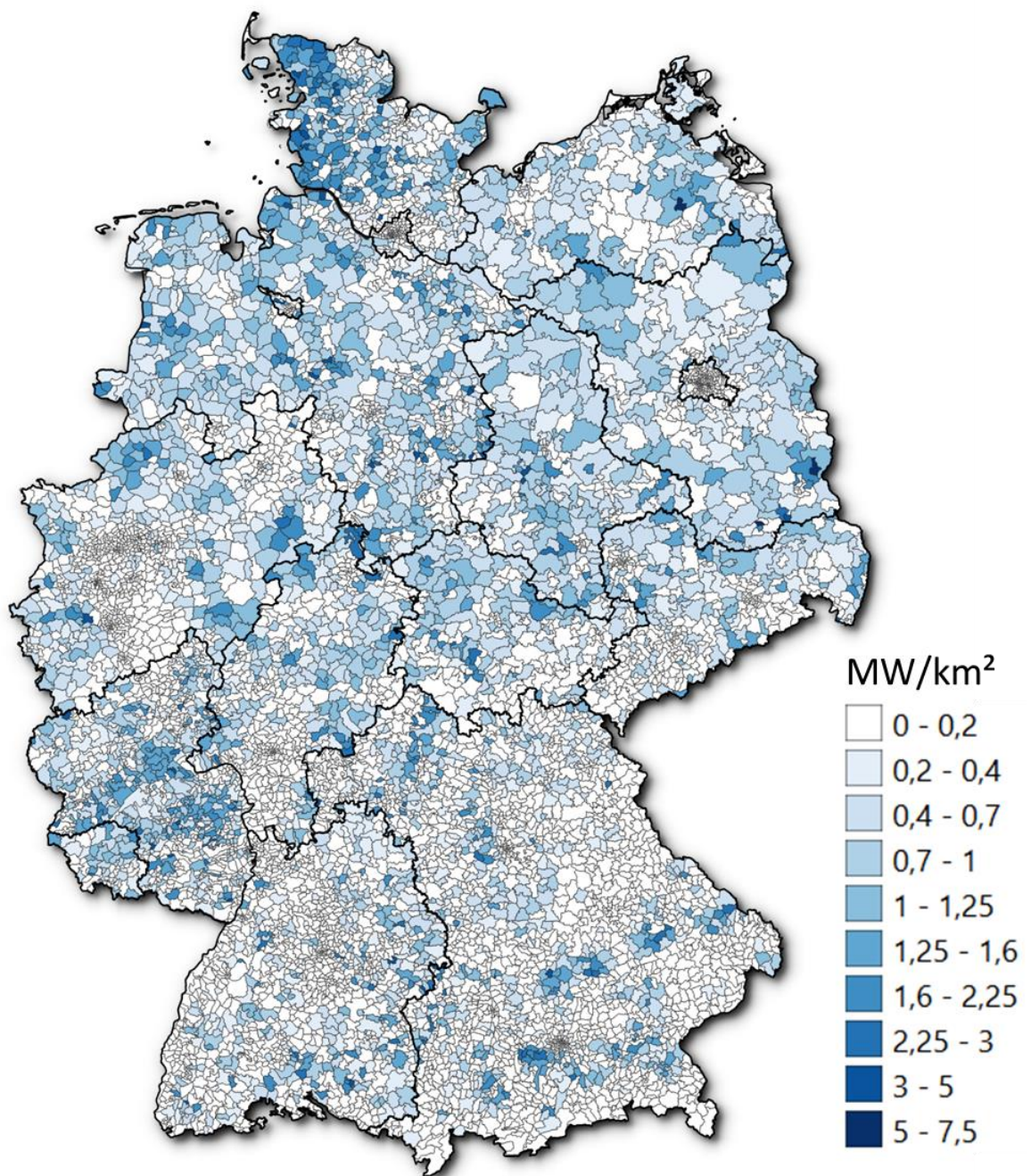


Abbildung 25: Windenergie A/B 2045 (© Geobasis-DE/BKG 2021)

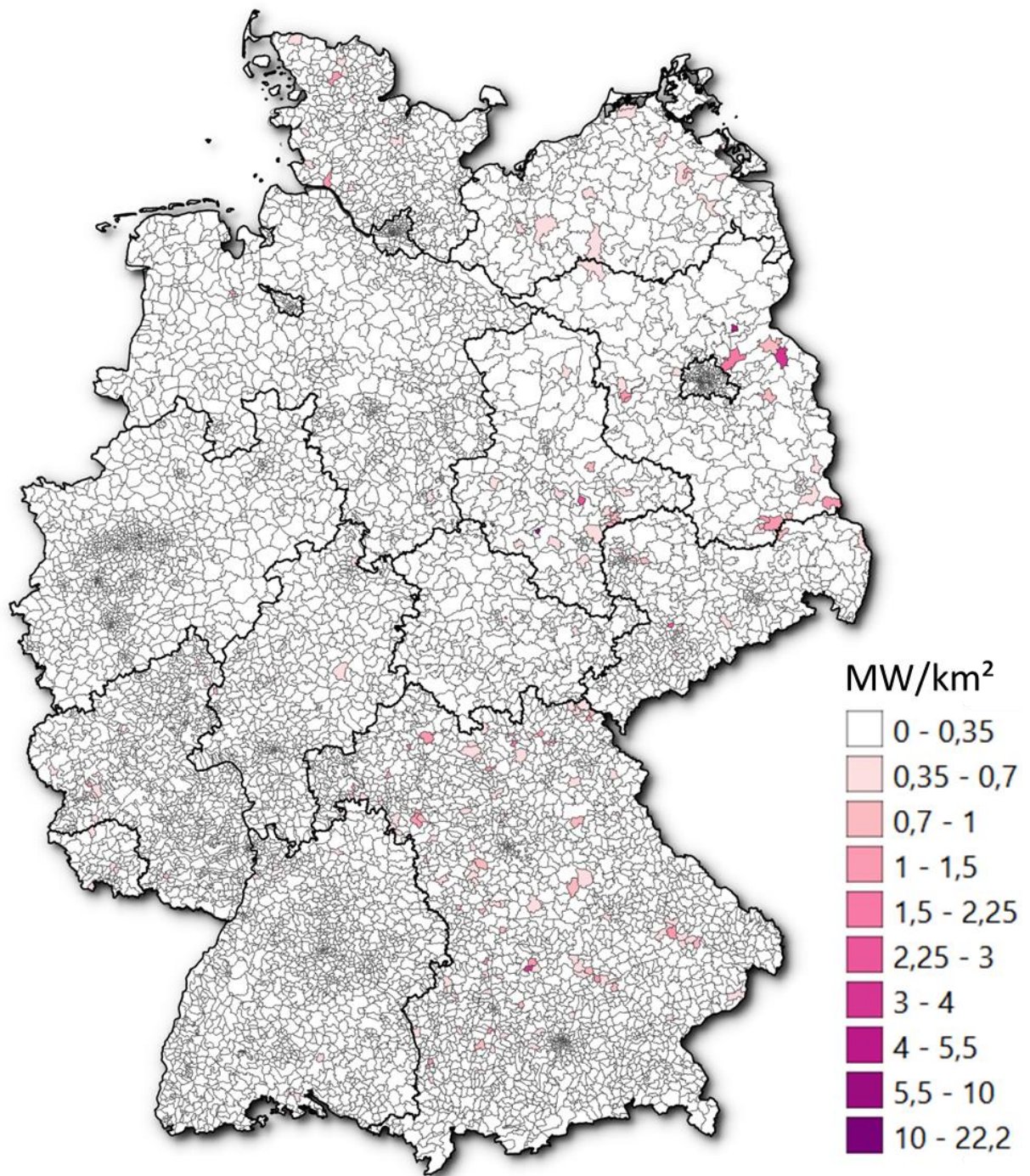


Abbildung 26: Freiflächen-PV Bestand (© Geobasis-DE/BKG 2021)

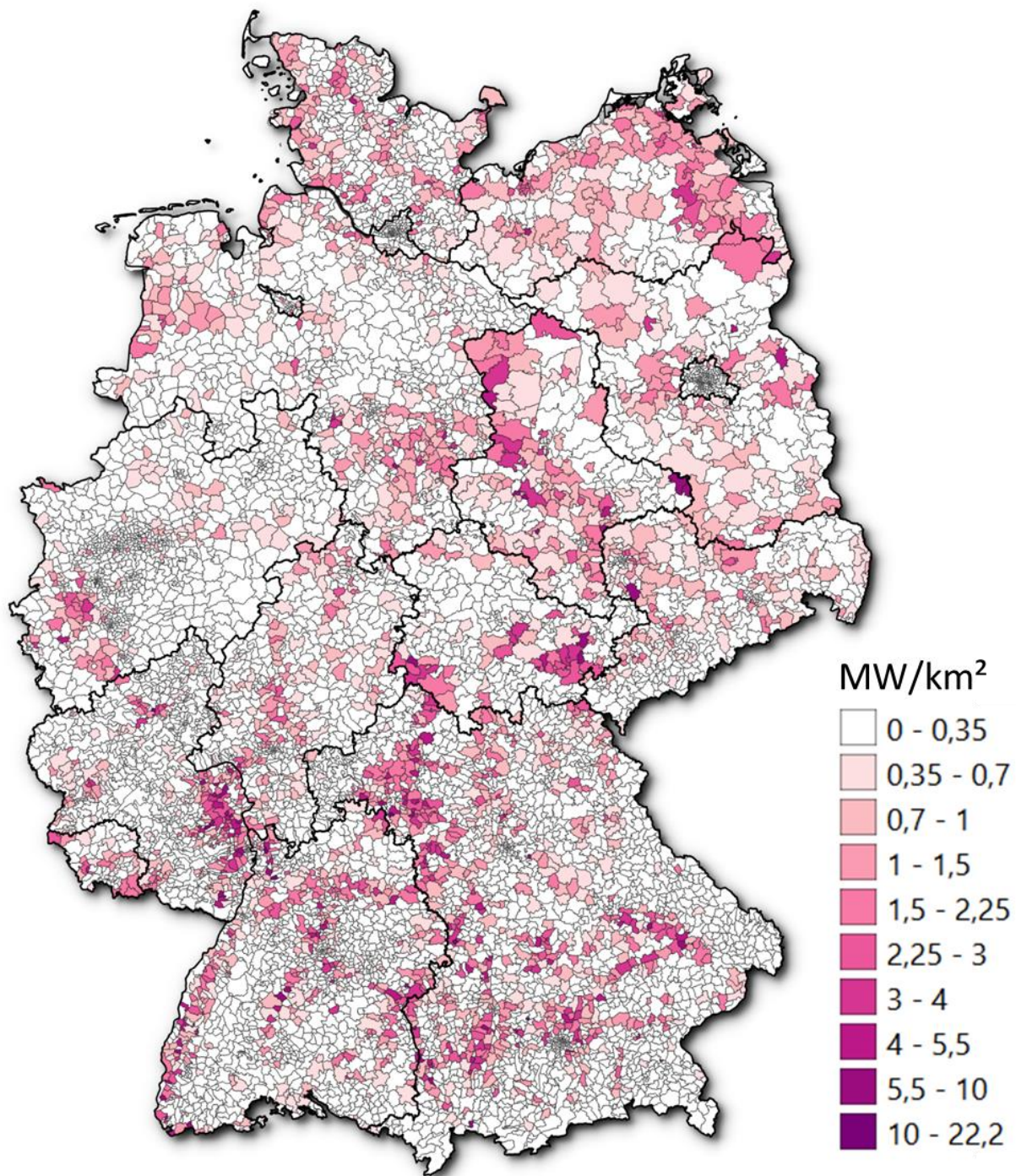


Abbildung 27: Freiflächen-PV A/B/C 2037 (© Geobasis-DE/BKG 2021)

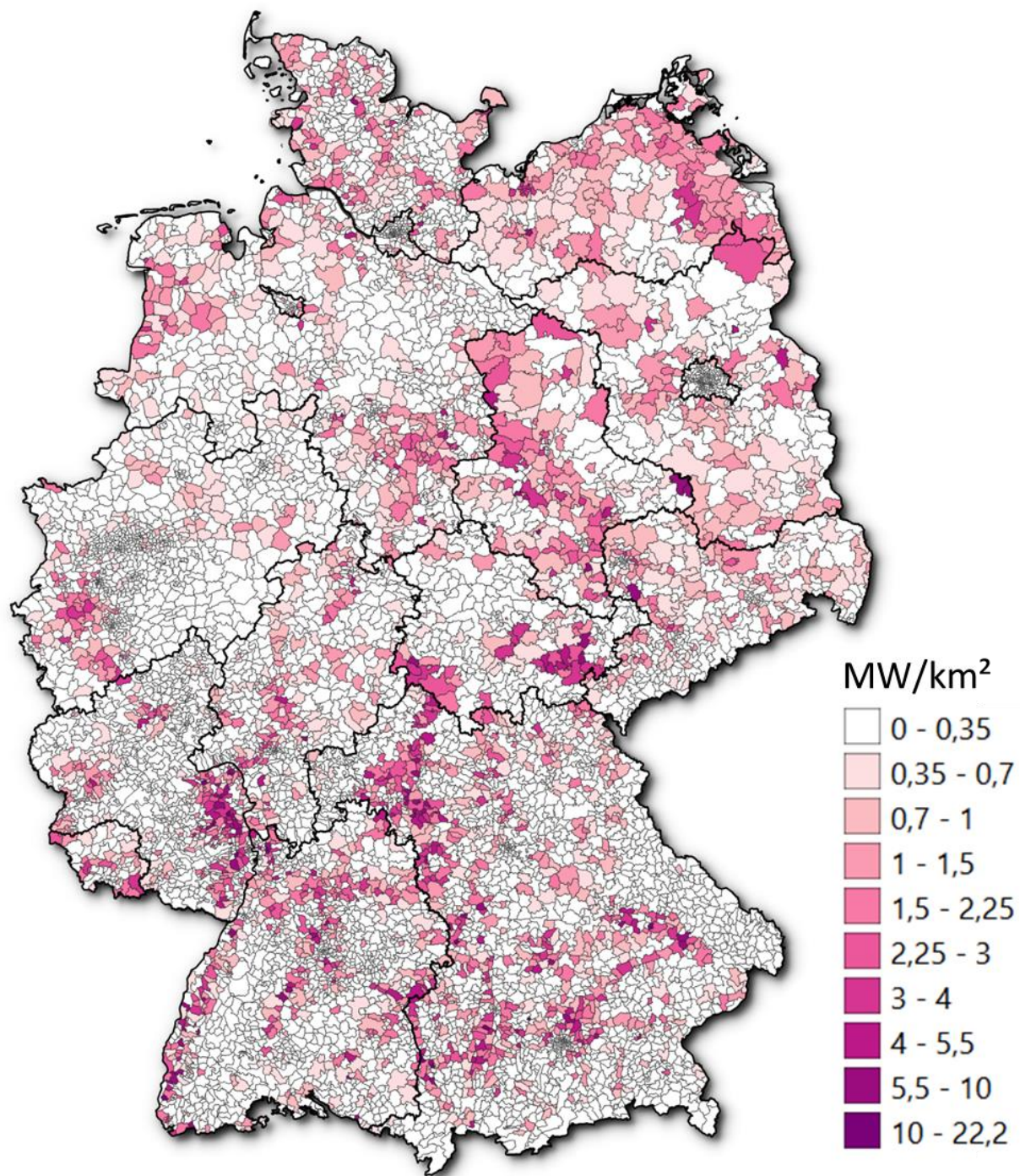


Abbildung 28: Freiflächen-PV A/B 2045 (© Geobasis-DE/BKG 2021)

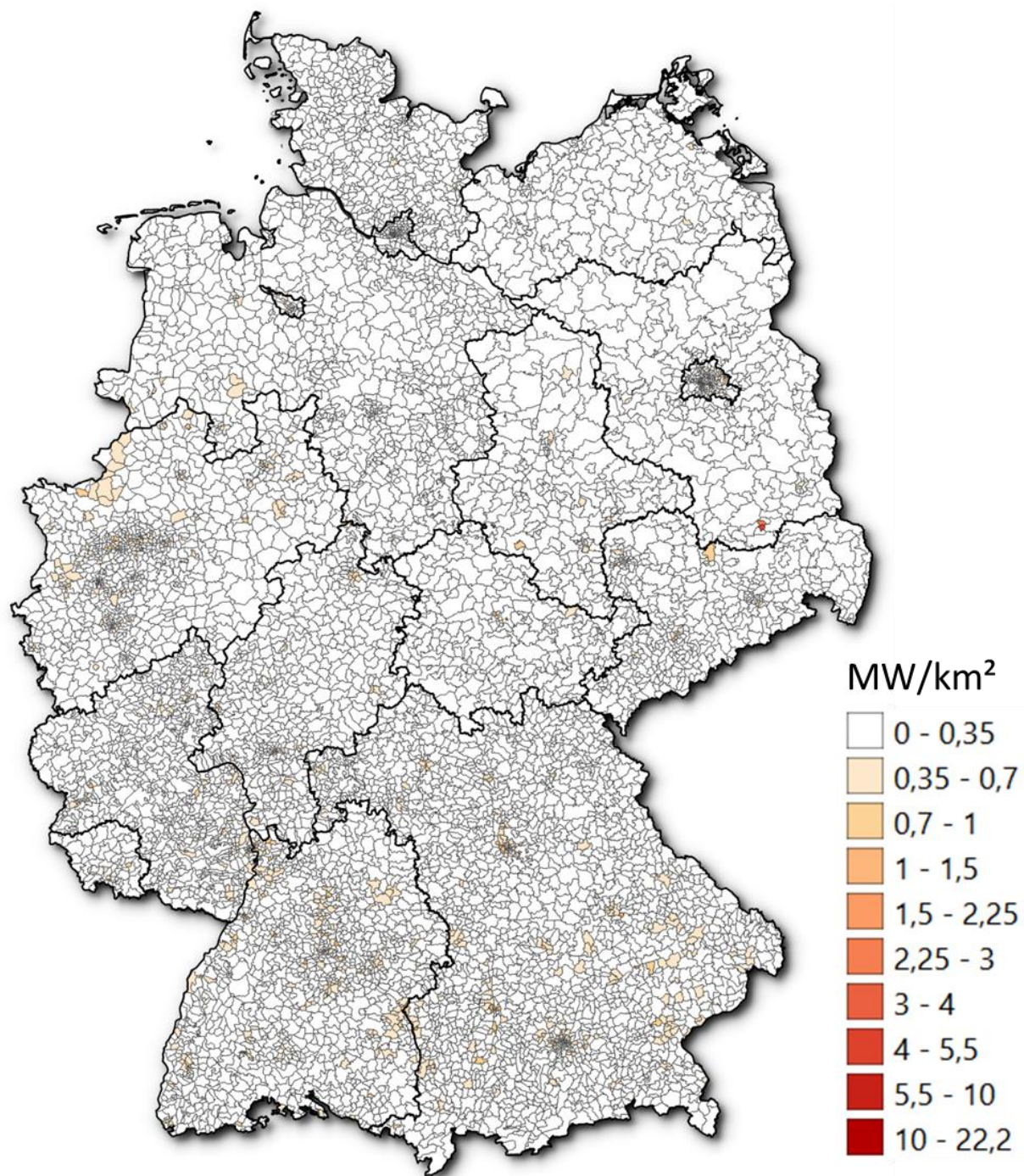


Abbildung 29: Aufdach-PV Bestand (© Geobasis-DE/BKG 2021)

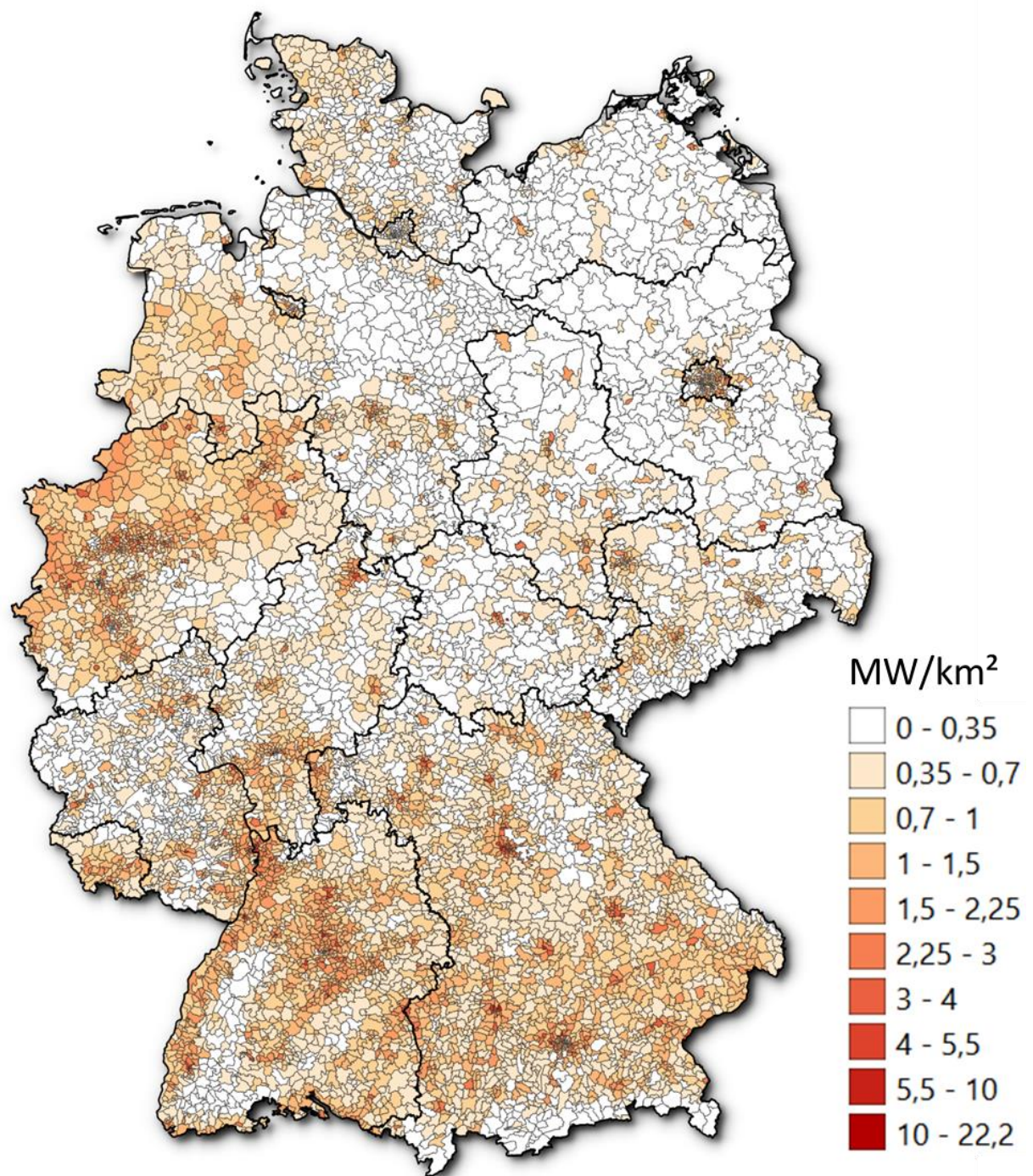


Abbildung 30: Aufdach-PV A/B/C 2037 (© Geobasis-DE/BKG 2021)

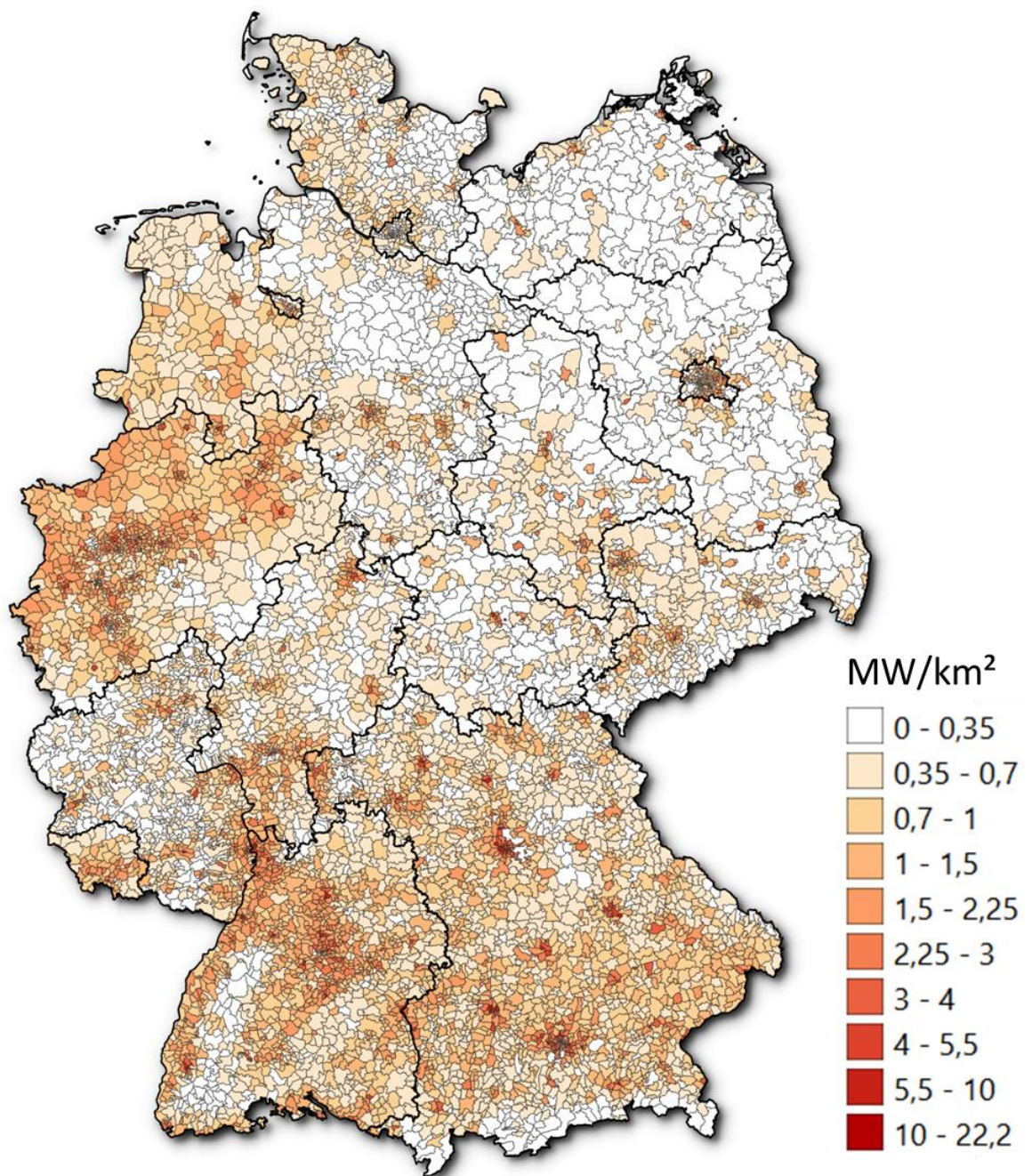


Abbildung 31: Aufdach-PV A/B 2045 (© Geobasis-DE/BKG 2021)