

FFE

Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien

Begleitdokument zum
Netzentwicklungsplan Strom 2035 (Version 2021)

2020

Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien

Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan
Strom 2035 (Version 2021)

Herausgeber:

FFE Forschungsstelle für
Energiewirtschaft e.V.

Am Blütenanger 71, 80995 München
+49 (0) 89 158121-0
info@ffe.de www.ffe.de

Bericht zum Projekt:

Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien

Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2035 (Version 2021)

Veröffentlicht am:

19.01.2021

FfE-Auftragsnummer:

ten-09

Bearbeiter/in:

Tobias Schmid

Fabian Jetter

Timo Limmer

Projektpartner:

50Hertz Transmission GmbH

Amprion GmbH

TenneT TSO GmbH

TransnetBW GmbH

Wissenschaftlicher Leiter:

Prof. Dr.-Ing. U. Wagner

Geschäftsführer:

Prof. Dr.-Ing. W. Mauch

Projekt-Manager:

Dr.-Ing. Dipl.-Phys. R. Corradini

Inhalt

1	Zusammenfassung	1
2	Ausgangssituation und Ziel	3
3	Windenergie	5
3.1	Anlagenbestand.....	5
3.2	Klassifikation der Standorte	7
3.3	Flächen.....	9
3.3.1	Windeignungsgebiete.....	9
3.3.2	Weißflächenanalyse	12
3.4	Potenzial.....	17
3.5	Mantelzahlen	17
3.6	Modell	17
4	Photovoltaik.....	20
4.1	Anlagenbestand.....	20
4.2	Potenzial: Gebäude	22
4.3	Potenzial: Freifläche.....	24
4.4	Modell: Gebäude.....	24
4.5	Modell: Freifläche.....	26
5	Weitere Erneuerbare Energie.....	28
6	Ergebnisse	29
7	Literatur	50

1 Zusammenfassung

Der vorliegende Bericht beschreibt die kleinräumige Verteilung der installierten Leistung aus Windenergie- (WEA) und Photovoltaikanlagen (PVA) zur weiteren Modellierung im Rahmen des Netzentwicklungsplans. Die Entwicklung der installierten Leistung in den drei Szenarien A, B und C entspricht den Werten der Genehmigung durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) vom 26. Juni 2020.

WEA werden sowohl im Bestand, also auch in den Szenarien standortscharf erfasst. Die Datenbasis für den Bestand bilden die Anlagenregister der BNetzA, der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), der Landesämter, Energieatlanten und OpenStreetMap. Die kurzfristige Entwicklung werden die Rückmeldungen der Verteilnetzbetreiber (VNB) und die bereits genehmigten WEA berücksichtigt. Die Mantelzahlen für die Bundesländer basieren auf einer Abfrage bei den Bundesländern, bei den VNB, dem von der FfE berechneten Potenzial der Bundesländer und den Ergebnissen der Ausschreibungsrunden. Die kleinräumige Verteilung dieser Mantelzahlen erfolgt zunächst innerhalb der bereits ausgewiesenen Flächen für WEA, später unter Berücksichtigung von Tabuflächen basierend auf einer sogenannten Weißflächenanalyse. Der Rückbau von WEA wird in jedem Zeitschritt berücksichtigt.

PVA werden nach den zwei Anlagentypen Gebäude-PVA und Freiflächen-PVA unterschieden. Die Datenbasis für den Anlagenbestand bildet das Marktstammdatenregister (MaStR).

Gebäude-PVA werden basierend auf der Adresse geokodiert und mit Informationen zur Gebäudenutzung wie zum Beispiel Wohngebäude oder landwirtschaftliches Gebäude verknüpft. Das Potenzial auf Dachflächen wird basierend auf statistischen Daten, Geodaten und Analysen von Solardachkatastern bestimmt. Eine einheitliche erreichbare regionale Auflösung bildet die Gemeindeebene. Somit werden auch alle Szenarien auf der Gemeindeebene berechnet. Das Zubaumodell berücksichtigt dabei die historische Entwicklung. Gemeinden mit einem hohen Ausbaugrad bekommen auch kurz- bis mittelfristig einen höheren Zubau zugewiesen. Langfristig werden alle Dachflächen ausgeschöpft und der Zubau stagniert in diesen Regionen.

Freiflächen-PVA werden nur auf die Gemeindeebene verortet. Das Potenzial für Freiflächen-PVA entlang von Verkehrswegen wird unter Berücksichtigung weiterer Ausschlusskriterien wie Schutzgebiete und Waldgebiete berechnet. In einigen Bundesländern werden auch die benachteiligten landwirtschaftlichen Gebiete erfasst. Die Mantelzahlen auf Bundeslandebene ergeben sich aus einer rückblickenden Betrachtung der Ergebnisse der vergangenen Ausschreibungsrunden. Die kleinräumige Verteilung erfolgt über einen Freiflächenindex der die verfügbare Fläche und das Ertragspotenzial zusammenführt.

Die Ergebnisse sind abschließend als Heatmaps dargestellt. Dies erlaubt den schnellen visuellen Vergleich verschiedener Szenarien. Für die ÜNB wurden zusätzlich die Leistungen je Postleitzahl berechnet und tabellarisch übermittelt.

2 Ausgangssituation und Ziel

Die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) beschäftigt sich seit 2009 mit der Erstellung von regionalen Ausbauszenarien für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE). Besonderer Fokus der Untersuchungen sind dabei die Energieträger Solar und Wind. In Abbildung 2-1 sind ausgewählte Untersuchungen und Modellerweiterungen der vergangenen Jahre zusammengestellt.

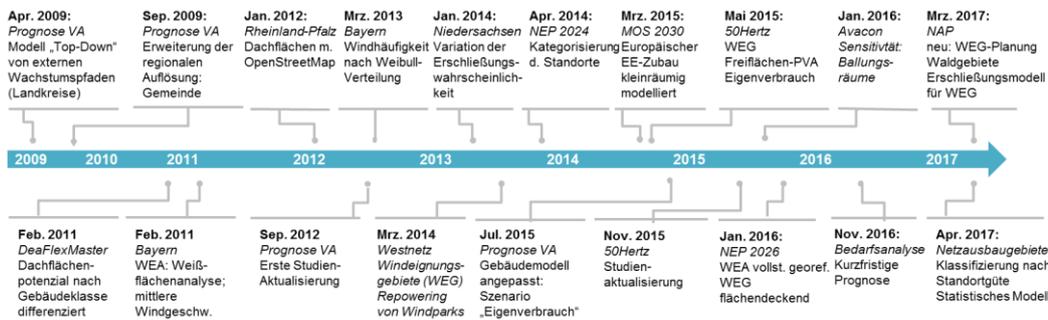


Abbildung 2-1: Ausgewählte EE-Prognosen und Modellerweiterungen

In Zusammenarbeit mit den vier Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) werden seit 2014 Prognosen zum Ausbau der Erneuerbaren für Deutschland im Rahmen des Netzentwicklungsplans und den Bedarfsanalysen erstellt. Begleitet werden diese Betrachtungen durch die Zusammenarbeit mit Verteilnetzbetreibern im Rahmen von regionalen Untersuchungen. Diese werden unabhängig vom Netzentwicklungsplan mit den jeweiligen Netzbetreibern durchgeführt. Diese langjährige Arbeit hat zu einer zunehmenden Verfeinerung und zu individuellen Anpassungen der Modelle auf die individuellen Bedürfnisse der einzelnen Analysen geführt.

Ziel

Die Bundesnetzagentur hat am 26. Juni 2020 die Mantelzahlen für die Entwicklung der EE im Rahmen des Netzentwicklungsplans genehmigt. Aufbauend auf diesen Zahlen und der im Jahr 2014 in Zusammenarbeit mit der Deutschen Energieagentur erarbeiteten Methodik zur Bundeslandverteilung von Windenergieanlagen erfolgt eine kleinräumige Modellierung zur Entwicklung der installierten Leistung an EE-Anlagen.

Die regionale Auflösung der Ergebnisse entspricht mindestens der Gemeindeebene, Windenergieanlagen werden mit ihrem Standort prognostiziert und können somit Gemeinden, PLZ-Gebieten oder den einzelnen Windeignungsgebieten zugeordnet werden.

Photovoltaikanlagen werden nach den zwei Anlagentypen „Gebäude“ und „Freifläche“ differenziert. Die Fortschreibung erfolgt ebenfalls mit zwei unterschiedlichen Modellen.

3 Windenergie

3.1 Anlagenbestand

Der Datensatz für bestehenden Windenergieanlagen umfasst alle exakten Standorte und umfassende Sachdaten wie Hersteller, Anlagentyp oder Nabenhöhe zu den Windenergieanlagen. Er ist das Ergebnis einer umfassenden Datenfusion, siehe Abbildung 3-1, die nachfolgend kurz skizziert wird.

Exakte Geodaten für alle Windenergieanlagen

Zunächst werden alle Standorte von Windenergieanlagen aus den verschiedenen Quellen zusammengefasst. Dabei werden identische bzw. fast identische Datensätze durch ihre geographische Lage erkannt und zu einem Datensatz zusammengelegt. Das Marktstammdatenregister enthält zwar ebenfalls Geokoordinaten zu den Anlagen, diese können aber aufgrund der noch nicht ausreichend guten Qualität – häufig werden Ortsmittelpunkte, Windparkmittelpunkte oder Umspannwerke angegeben – nicht verwendet werden.

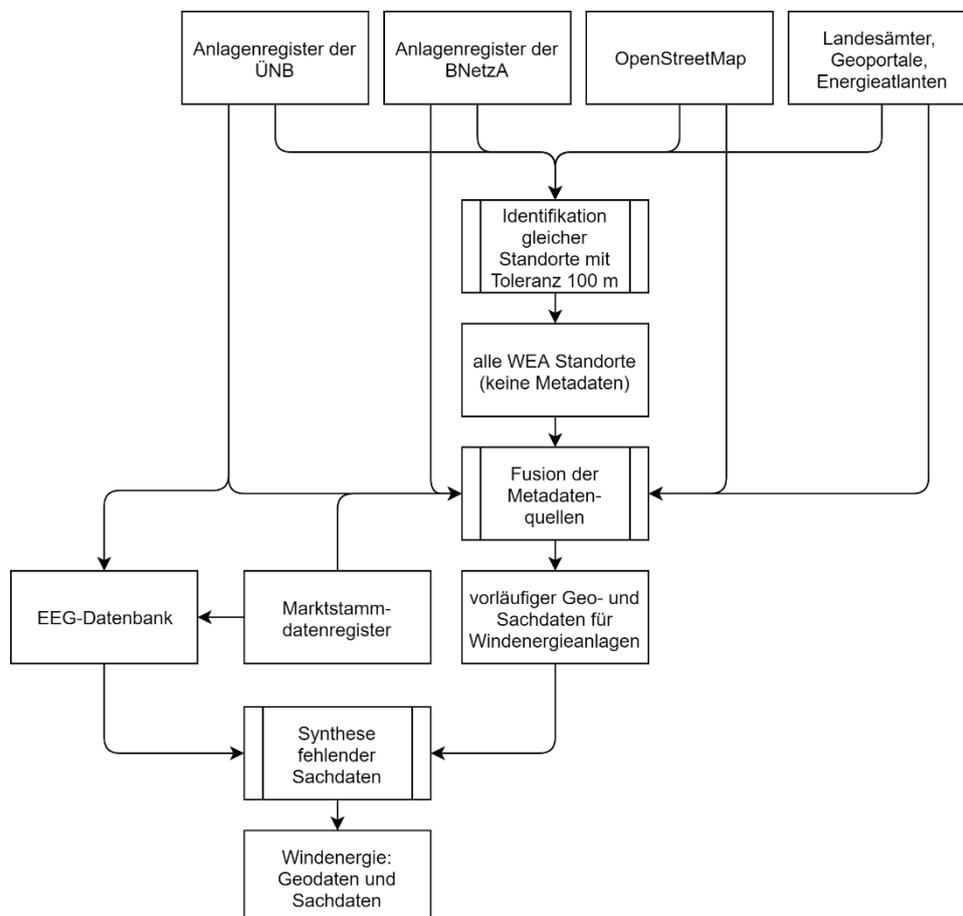


Abbildung 3-1: Zusammenführung der Geodatenquellen zu Windenergieanlagen

Im Anschluss werden die Standorte mit den Sachdaten aller Quellen – nun auch mit dem Marktstammdatenregister – angereichert. Bei inkonsistenten Meldungen, wie verschiedenen Angaben zur Nabenhöhe, wird die wahrscheinlichste Nabenhöhe ermittelt. Dabei werden alle Eingangsdaten aufgehoben.

Marktstammdatenregister ergänzt die Geodaten um Sachdaten

Weiterhin noch fehlende Sachdaten werden abschließend synthetisch berechnet. Zum Beispiel wird für einige Anlagen das Inbetriebnahmejahr auf Basis der Anlagenleistung geschätzt bzw. die Anlagenleistung basierend auf benachbarten Anlagen oder der EEG-Datenbank – ein Anlagenverzeichnis basierend auf den Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber und dem Marktstammdatenregister; ohne exakter Verortung (nur Angabe der PLZ) – bestimmt.

Synthese des Jahres der Inbetriebnahme

Die Kenntnis über das Jahr der Inbetriebnahme ist wichtig, um zum Beispiel den Zeitpunkt Rückbau oder das Anlagenverhalten zu bestimmen. Im Rahmen der Aufbereitung des Anlagenbestands konnten bereits bei 75 % der WEA das Jahr der Inbetriebnahme aus mindestens einer der Quellen extrahiert werden. Bei 25 % der WEA liegt kein Jahr der Inbetriebnahme vor. Basierend auf den Anlagenstammdaten wird dieses aus der Anlagenleistung berechnet. Hierfür wird der abschnittsweise lineare Zusammenhang nach Gleichung (3-1) angesetzt. Basierend auf den meist vollständigen Datensätzen zu den WEA wurden die Parameter empirisch bestimmt und werden nachfolgend validiert.

$$J = \begin{cases} p < 2 \text{ MW}: & 2007 + (p - 2 \text{ MW}) \frac{7a}{1,45 \text{ MW}} \\ p \geq 2 \text{ MW}: & 2009 + (p - 2 \text{ MW}) \frac{7a}{1 \text{ MW}} \end{cases} \quad (3-1)$$

J	Jahr der Inbetriebnahme
p	Anlagenleistung
a	Jahr(e)

Validierung

In Abbildung 3-2 sind zugebauten Leistungen je Inbetriebnahmejahr (Zubau und kumulierte installierte Leistung) ausgewertet. Verglichen werden die Geodaten des Modells und die EEG-Datenbank. Die EEG-Datenbank basiert auf den Anlagenstammdaten und dem Marktstammdatenregister. Hier erfolgt keine exakte Verortung, über die PLZ ist eine regionale Verortung mit geringer räumlicher Auflösung möglich.

Da das Jahr der Inbetriebnahme für einige Geodaten synthetisiert werden musste (basierend auf der Anlagenleistung), kommt es zu kleineren Abweichungen zwischen den beiden Datensätzen. Insbesondere in den Jahren 2005, 2012 und 2017 überschätzt das Modell die installierte Leistung.

Durch Einsetzen der drei Jahre in Gleichung (3-1) zeigt sich, dass es besonders häufig Anlagen mit einer Leistung von ca. 1,58 MW, 2,43 MW bzw. 3,14 MW gibt. Dies führt zu den dargestellten Abweichungen.

In der kumulierten Summe fallen die Abweichungen jedoch gering aus.

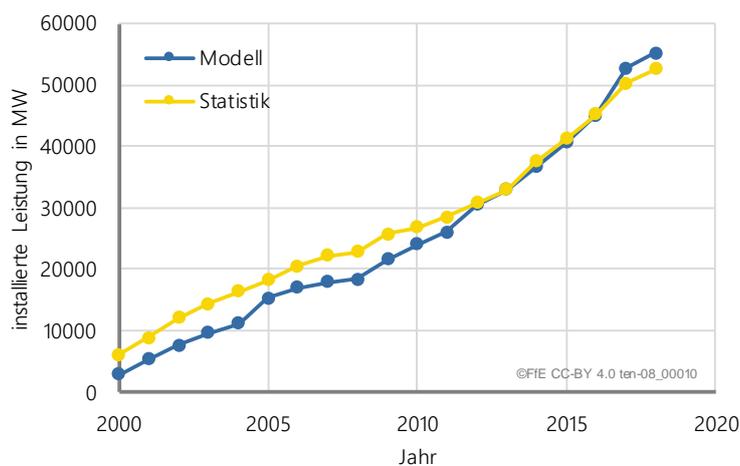
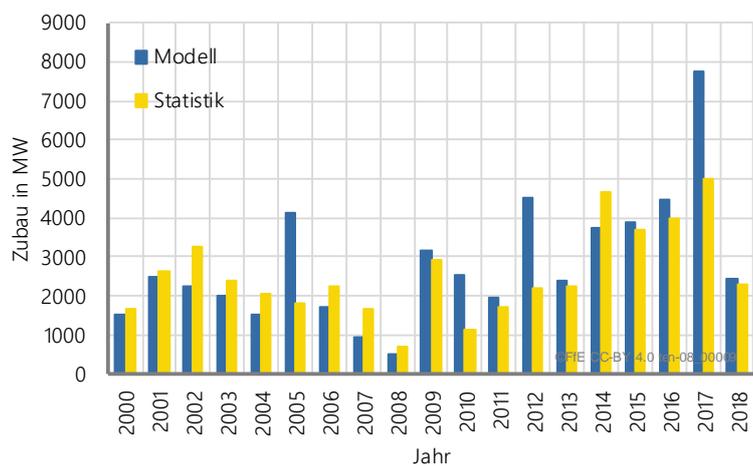


Abbildung 3-2: Vergleich von Modelldaten (Geodaten) und Statistik (EEG-Datenbank)

3.2 Klassifikation der Standorte

Der Anlagentyp wird aus der Windhäufigkeit und der Windgeschwindigkeit an einem Standort bestimmt. Um für jeden Standort den optimalen Anlagentyp auszuweisen, wird eine Standortklassifikation durchgeführt. Dafür wird die Weibullverteilung als Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten verwendet. Die Funktion der Weibullverteilung wird mit Gleichung (3-2) beschrieben, resultierende Häufigkeitsverteilungen sind exemplarisch in Abbildung 3-3 dargestellt.

$$P(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (3-2)$$

- k Formparameter
- v Windgeschwindigkeit
- c Skalenparameter

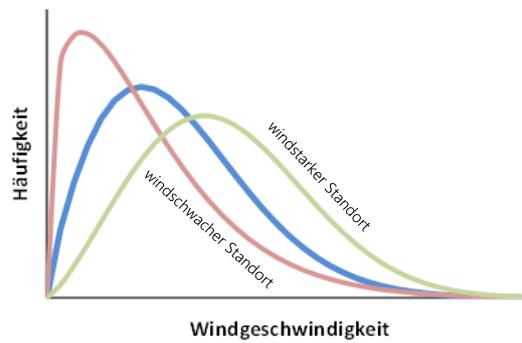


Abbildung 3-3: Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit

Klassifikation der Standorte mit kleinräumigen Daten zur Windhäufigkeit

Die Weibullverteilung in 80 m Höhe wird vom Deutschen Wetterdienst als 200 m Raster bereitgestellt /DWD-02 12/. In Kombination mit der Kennlinie der WEA ist eine Ausweisung der potenziellen Volllaststunden in 80 m Höhe pro Anlagentyp möglich. Die Leistung der unterschiedlichen Anlagentypen in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit ist in Abbildung 3-4 aufgetragen. Schwachwindanlagen erreichen die gleiche Nennleistung wie Starkwindanlagen bereits bei geringeren Windgeschwindigkeiten. Dies wird durch einen größeren Rotordurchmesser im Verhältnis zur Generatorgröße erreicht.

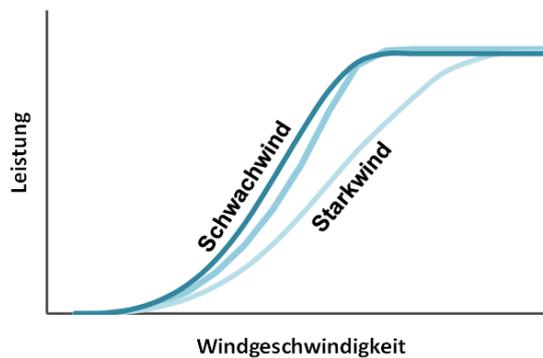


Abbildung 3-4: Schematische Darstellung der Leistungsentwicklung unterschiedlicher Anlagentypen in Bezug zur Windgeschwindigkeit

Die Referenzanlage dient ausschließlich zur Klassifikation der Standorte

Nachfolgend werden basierend auf den Weibullverteilungen und einer Enercon E-82 E3 die potenziellen Volllaststunden (VLS) für das gesamte Bundesgebiet berechnet. Diese VLS dienen als Vergleichskriterium für verschiedene Standorte. Die realen VLS an den Standorten sind in der Regel höher, da größere Nabenhöhe und Anlagen mit geringeren Leistungsdichten (Verhältnis von Leistung des Generators zur vom Rotor überstrichenen Fläche) verwendet werden.

3.3 Flächen

Nachfolgend werden verschiedene Flächenkategorien für WEA betrachtet. Zum einen die Ergebnisse einer Weißflächenanalyse (siehe auch Beispiel /IWES-02 11/ und /UBA-04 13/) zum anderen auch die von der Raumplanung für WEA definierten Flächen und beinhaltet somit Windpotenzialflächen, Windeignungsgebiete und Windvorranggebiete.

3.3.1 Windeignungsgebiete

Windeignungs- und -vorranggebiete (kurz WEG) werden von den Raumplanungsbehörden mit dem Ziel eines räumlich koordinierten Zubaus von WEA ausgewiesen. Sie basieren häufig auf sehr detaillierten Weißflächenanalysen und berücksichtigen auch regionale Ziele (Sichtachsen, Tourismus), die häufig nicht Bestandteil von anderen Weißflächenanalysen sind. Falls verfügbar, werden auch aktuelle Planentwürfe zu den WEG gezählt.

Durch die Abfrage der ÜNB und der BNetzA bei den Planungsverantwortlichen der Bundesländer wurden umfassende, aktuelle Geodaten zu WEG zusammengetragen. Diese ergänzen oder ersetzen die älteren Geodaten der vorangegangenen Regionalisierungen. Das konkrete Vorgehen wird für jedes Bundesland einzeln bestimmt. Durch den Vergleich der älteren Geodaten, der aktuellen Geodaten und den bestehenden WEA wird die konkrete Zusammenführung der Datensätze bestimmt. In Einzelfällen erfolgte auch eine Rücksprache mit den Raumplanungsbehörden.

In Abbildung 3-5 sind die resultierenden, ausgewiesenen Flächen für WEA in Deutschland dargestellt. In fast allen Bundesländern resultieren aktuelle, ausgewiesene oder im Entwurf zur Ausweisung befindliche Flächen für WEA.



Abbildung 3-5: Ausgewiesene Flächen für Windenergie in Deutschland

Im Rahmen dieser Analyse wurden zusätzliche Abstandsflächen zu Siedlungen betrachtet. Diese verringern die ausgewiesenen Flächen und führen zu den ausgewählten Flächen im Rahmen dieser Regionalisierung. Für vor 2015 ausgewiesene Fläche wurden ein zusätzlicher Abstand von 1.000 m zur Wohnbebauung festgelegt, für ausgewiesene Flächen in Bayern ein zusätzlicher Abstand von 2.000 m zur Wohnbebauung. Da das digitale Landschaftsmodell Basis-DLM nicht kostenfrei verfügbar ist, werden die Wohnflächen aus dem weniger detaillierten DLM250 sowie OpenStreetMap verwendet. In Abbildung 3-6 ist beispielhaft der Unterschied zwischen ausgewiesenen und ausgewählten Flächen dargestellt.

Teilweise zusätzliche
Abstände zu Siedlungen

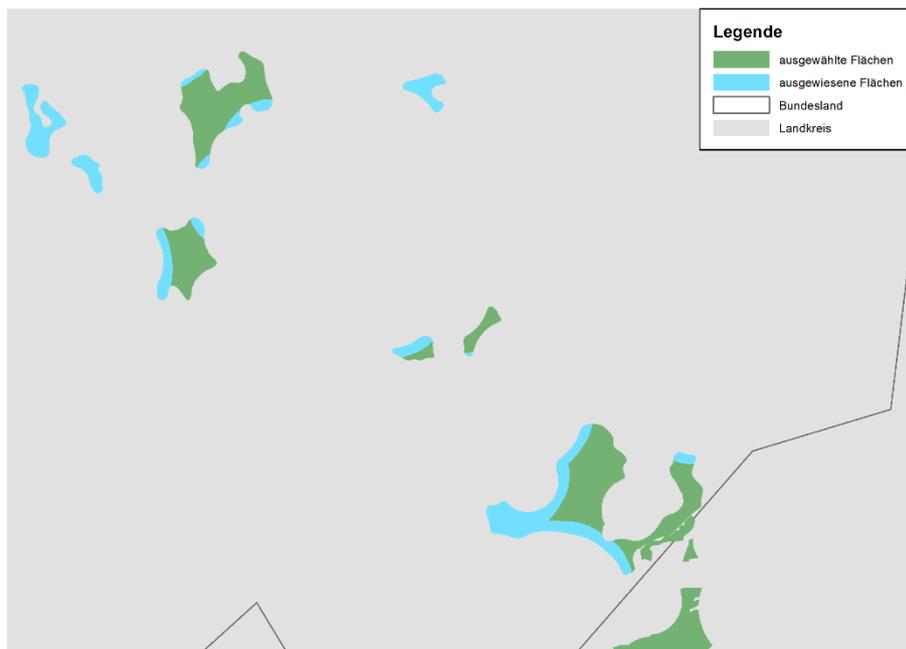


Abbildung 3-6: Ausgewählte Flächen für Windenergie in Deutschland

Tabelle 3-1 Ausgewählte Flächen, Eingangsdaten für das Modell

AGS	BL	Fläche in WEG in km ²	Fläche des BL in km ²	Anteil
01	SH	319	15.868	2,01 %
02	HH	2	753	0,24 %
03	NI	358	47.772	0,75 %
04	HB	1	397	0,30 %
05	NW	228	34.099	0,67 %
06	HE	377	21.098	1,78 %
07	RP	262	19.845	1,32 %
08	BW	61	35.770	0,17 %
09	BY	149	70.553	0,21 %
10	SL	24	2.571	0,92 %
11	BE		892	
12	BB	601	29.699	2,02 %
13	MV	96	23.289	0,41 %
14	SN	57	18.479	0,31 %
15	ST	122	20.552	0,59 %
16	TH	62	16.195	0,38 %
	DE	2.720	357.832	0,76 %

Durch die Zusammenführung von älteren Geodaten, neueren Geodaten und der optionalen Berücksichtigung von zusätzlichen Abständen zu Siedlungen resultiert die Gebietskulisse in ausgewiesenen Flächen. Diese stellt im Rahmen der Regionalisierung der Erneuerbaren Energien ein wichtiges Kriterium dar. Die Flächen je Bundesland sind in Tabelle 3-1 dargestellt.

Kleinere Gebietskulisse als im NEP 2019 wegen 1.000 m Abstand zu Siedlungen

3.3.2 Weißflächenanalyse

Im Rahmen der Weißflächenanalyse werden alle für WEA verfügbaren Flächen bestimmt. Als Ausschlussflächen werden dabei Schutzgebiete, Siedlungen, Verkehrswege, Gewässer, Moore, Sümpfe und Drehfunkfeuer sowie die Abstände zu diesen Flächen berücksichtigt. Zusätzlich werden Gebiete mit eingeschränkter Nutzbarkeit (harte bzw. weiche Restriktion), wie beispielsweise Waldgebiete und Naturparks, definiert. Zu den Ausschlussflächen gehören auch Standorte mit einer starken Hangneigung. Dabei wird – basierend auf den Ergebnissen einer Bestandsanalyse – angenommen, dass Standorte mit einer Hangneigung von mehr als 10° bei einer Gitterweite von 35 m (EU-DEM v1.1 /EEA-04 16/) nicht erschlossen werden. In Tabelle 3-2 sind die eingehenden Nutzungsflächen, deren Restriktionskategorie (1: Tabufläche, 2: harte Restriktion, 3: weiche Restriktion) und den zulässigen Abständen zu Windenergieanlagen aufgelistet. Die Einteilung der Restriktionskategorie und die Abstände basieren auf /BFI-01 16/, /BMW-14 13/ und /NIE-01 16/.

Drei unterschiedliche
Restriktionen bzw.
Tabuflächen für WEA

Tabelle 3-2 Restriktionen im Rahmen der Weißflächenanalyse

	Nutzungs-/Flächenkategorie	Restriktionskategorie	Abstand in m
Naturschutzrechtliche Festlegungen	Naturschutzgebiet	1	600
	Naturpark	3	500
	Nationalpark	1	500
	Landschaftsschutzgebiet	2	500
	Biosphärenreservat Zone I+II	1	500
	Biosphärenreservat Zone III	2	500
	Flora-Fauna-Habitat-Gebiet (FFH-Gebiet)	2	500
	SPA-Gebiet (Vogelschutz)	2	500
	Wasserschutzgebiet Zone I+II	1	0
	Wasserschutzgebiet Zone III	2	0
	Feuchtgebiet nach Ramsar	2	300
Tatsächliche Flächennutzung	Wald	2	0
	Stehendes Gewässer	1	20
	Fließendes Gewässer	1	20
	Landwirtschaft	3	0
	Offenland	3	0
	Moor, Sumpf	1	20
	Reine Wohngebiete innerhalb von Ortslagen	1	1.000
	Industrie und Gewerbe	2	600
	Halde, Bergbau, Tagebau	2	0
	Siedlungsfreiflächen	1	750
	Bahnstrecke	1	100
	Bahnverkehr	1	100
	Platz	1	100
	Leitung (> = 110 kV)	1	100
	Autobahnen	1	150
	Bundestraßen	1	100
	Flugverkehr (Flughafen)	1	0
	Flughafen-Puffer	2	5.000
	Flugplatz-Puffer	2	1.800
Drehfunkfeuer	Drehfunkfeuer Innenring	1	bis 3.000
	Drehfunkfeuer Außenring	2	3.000 bis 15.000
Hangneigung	größer als 10°	1	0

Die Geodaten der Schutzgebiete werden aus /BFN-01 17/, /BFN-01 13/ und /BFG-01 13/ verwendet. Die räumlichen Flächennutzungsdaten basieren auf /BKG-01 13/. Die Drehfunkfeuer wurden anhand einer räumlichen Bildverarbeitung des angebotenen Web Map Service (WMS) in Geodaten umgewandelt. In Abbildung 3-7 sind die Drehfunkfeuer (a) dargestellt, sowie die Gebiete mit großer Hangneigung (b). Eine Korrelation mit den Gebirgen in Deutschland ist eindeutig zu erkennen.

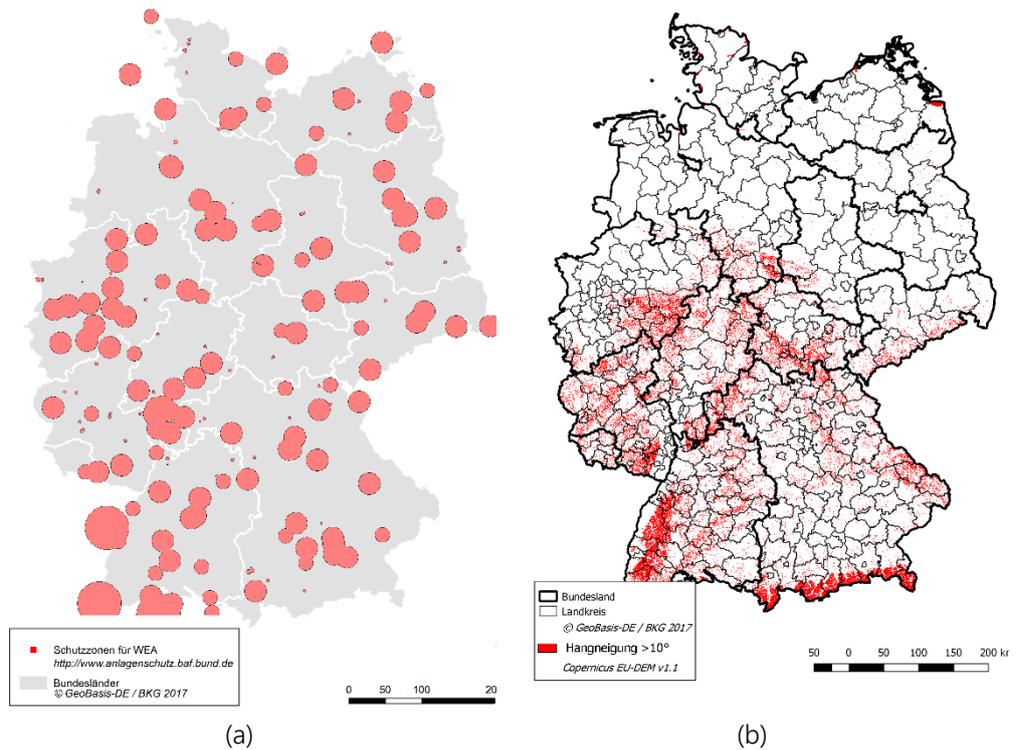


Abbildung 3-7: Schutzzone um Drehfunkfeuer und Hangneigung größer 10° als Ausschlussflächen

Die Flächennutzung und Schutzgebiete sind exemplarisch für die westlichen Landkreise von Mecklenburg-Vorpommern in Abbildung 3-8 dargestellt. Es ist eine starke räumliche Überschneidung der Geodaten der Kategorien mit den entsprechenden Abständen ersichtlich. Daraus wird ein bundesweiter flächendeckender Datensatz mit der restriktivsten Kategorie pro Fläche berechnet.

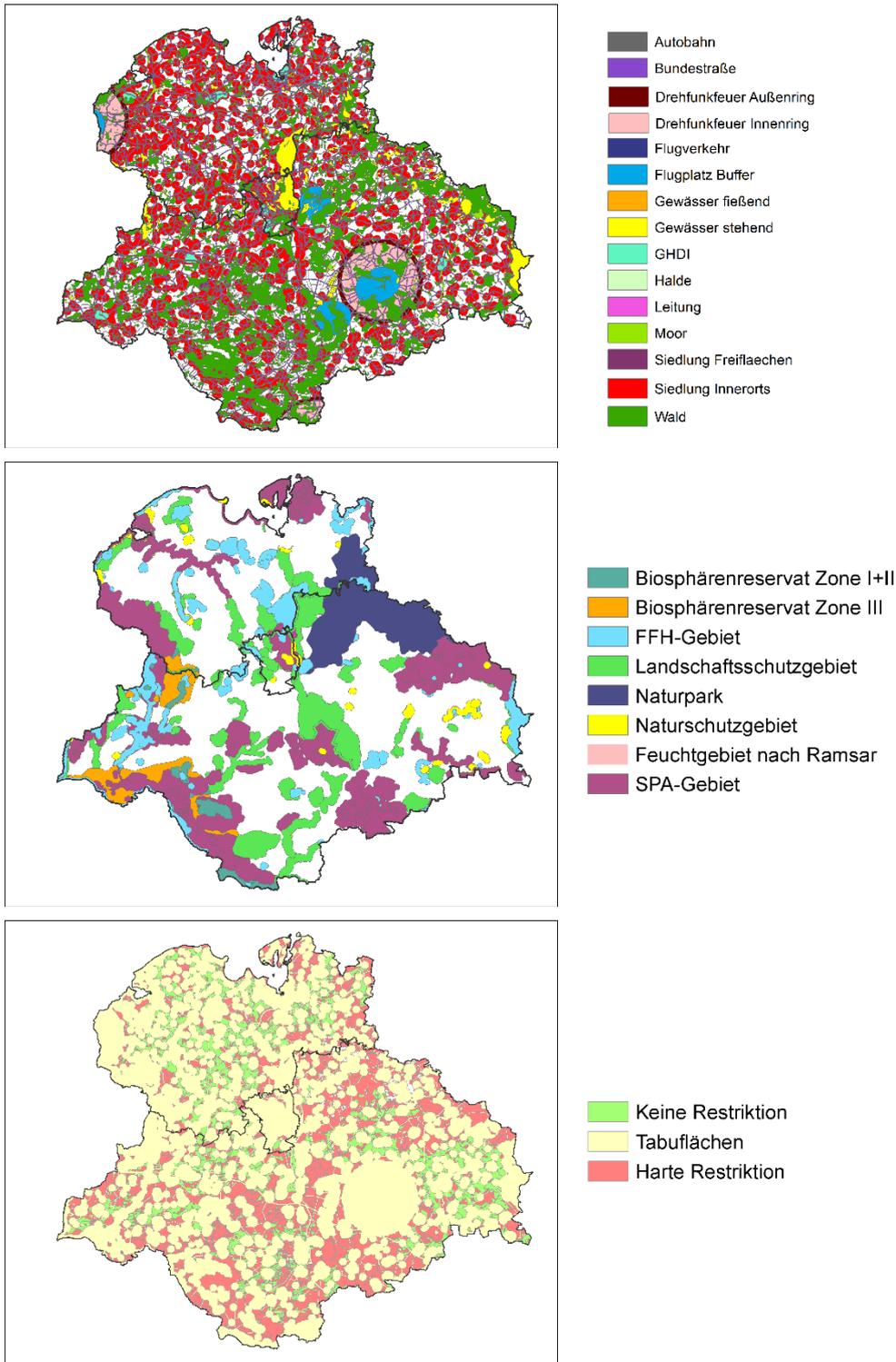


Abbildung 3-8: Flächennutzung, Schutzgebiete und resultierende Weißflächenanalyse

In Kombination mit der Standortklassifikation der Windhäufigkeit können alle Flächen in Abhängigkeit des Windanlagentyps ausgewiesen werden, sodass die potenziellen Standorte der WEA vorliegen. In Abbildung 3-9 sind diese nach Art der Restriktion und Windhäufigkeit differenziert eingefärbt. Es sind die Schutzzonen um die Drehfunkfeuer und die großen Waldgebiete in Hessen deutlich zu erkennen.

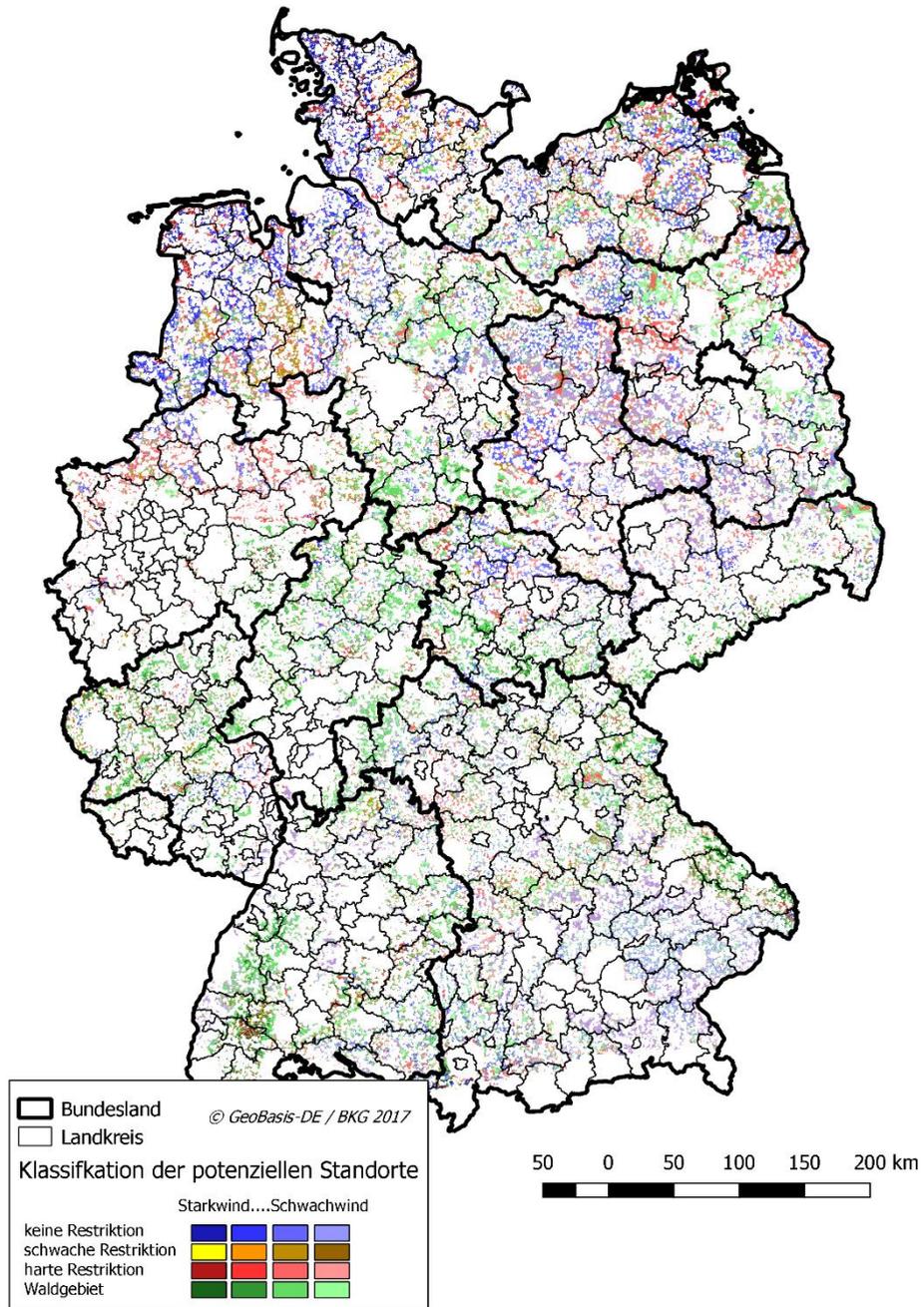


Abbildung 3-9: Klassifikation der potenziellen Standorte

Die Weißflächenanalyse liefert einen einheitlich modellierten, regional aufgelösten und nach verschiedenen Windhäufigkeiten differenzierten Datensatz zu den verfügbaren Flächen für WEA. Die Umrechnung der verfügbaren Flächen in elektrische Leistung bzw. Anzahl Anlagen ist Gegenstand des nachfolgenden Kapitels.

3.4 Potenzial

Das Ziel der anlagenscharfen Ausbaumodellierung mit dem Windszenario-Tool (WiSTI) ist die Bestimmung einer optimalen Konfiguration für Windparks in ausgewiesenen Flächen. Dabei wird der für einen Standort (Windhäufigkeit, Wald etc.) geeignete Windenergieanlagentyp mit dem spezifischen Rotordurchmesser, der den notwendigen Abstand zwischen den Anlagen bestimmt, explizit berücksichtigt. Die Windparks werden nach der Hauptwindrichtung ausgerichtet und in der typischen Ellipsenform aufgebaut, wie in Abbildung 3-10 links dargestellt. Anhand von variablen Parametern wird das Gitter des imaginären Windparks verschoben und gedreht (Abbildung 3-10 Mitte). Für die Bewertung der Anlagenkonfiguration dient der potenzielle Ertrag. Berechnet wird dieser anhand der Weibulldaten der Windgeschwindigkeit vom Deutschen Wetterdienst DWD und den Kennlinien der für den Standort geeigneten WEA unter Berücksichtigung unterschiedlicher Nabenhöhen. Mit der Summe des potenziellen Ertrags aller WEA je Konfiguration wird die beste Konfiguration des Windparks ermittelt (Abbildung 3-10 rechts). Eine umfangreiche Beschreibung des Modells befindet sich in /FFE-46 17/.

WiSTI „plant“ die Windparks und bestimmt die Leistung je Polygon

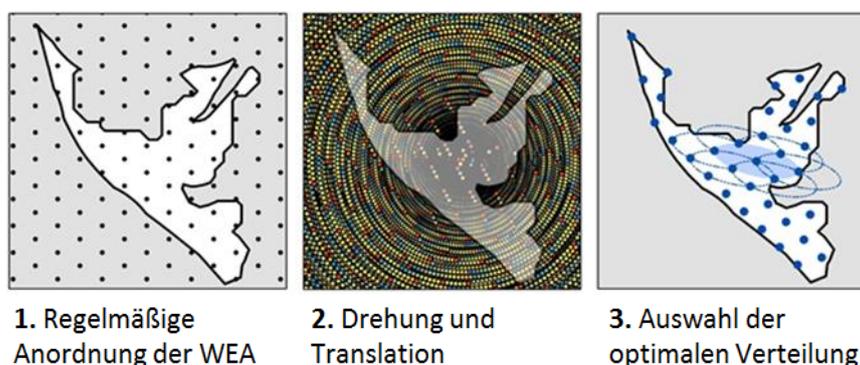


Abbildung 3-10: Ermittlung der besten Windparkkonfiguration

3.5 Mantelzahlen

Wie in den vergangenen Netzentwicklungsplänen stellt auch in der Erstellung des NEP 2035 (2021) die regionale Verteilung der Onshore-Windenergieanlagen auf die einzelnen Bundesländer eine besondere Herausforderung dar. Im Rahmen des Szenariorahmentwurfs zum NEP 2035 (Version 2021) wurde bereits eine Methodik zur Berechnung der Mantelzahlen der Bundesländer vorgestellt und in der Genehmigung grundlegend bestätigt. Eine detaillierte Beschreibung ist Teil des Berichts zum NEP 2035 (Version 2021).

3.6 Modell

Die Modellierung der Windenergieanlagen (WEA) erfolgt standortscharf. Somit müssen sämtliche Eingangsdaten mit exakten Geodaten vorliegen. Diese Anforderung betrifft den Anlagenbestand, den Anlagenrückbau, die ausgewiesenen Flächen und die Weißflächenanalyse. Das Potenzial in ausgewiesenen Flächen und in den Weißflächen wird ebenfalls standortscharf erfasst. Um einen möglichst aktuellen Datenbestand nutzen zu können, werden unter anderem die Anlagenregister der Bundesnetzagentur zum Stand 06.07.2020 genutzt. Diese bilden mehr WEA ab, als Bestandsanlagen zum Stichtag 31.12.2019

vorliegen. Sie umfassen den Neubau zwischen dem 01.01.2019 und dem 06.07.2020 und die bereits genehmigten WEA.

Die Zusammenführung dieser verschiedenen „Ausbaustufen“ ist in Abbildung 3-11 skizziert. Mit fortschreitendem Betrachtungszeitpunkt müssen zunächst die bereits errichteten WEA („Neubau“), später die heute genehmigten WEA und dann die potenziellen Standorte in ausgewiesenen Flächen („Potenzial in WEG“) berücksichtigt werden. Zusätzlich ist mit fortschreitendem Betrachtungszeitpunkt auch der Rückbau von WEA zu erfassen. Ferner wird der Rückbau von WEA das Restpotenzial in WEG erhöhen.

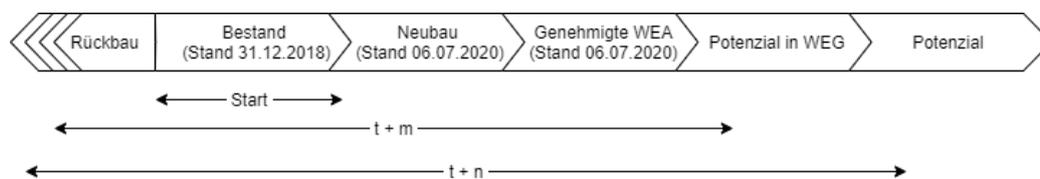


Abbildung 3-11: Zusammensetzung des regionalen Szenarios aus verschiedenen Datensätzen

Die Zusammenführung der oben dargestellten Datensätze und Teilmodelle zum Regionalisierungsmodell für WEA ist in Abbildung 3-12 dargestellt. Zunächst wird aus den Geodaten zum WEA-Bestand unter Berücksichtigung einer technischen Lebensdauer von 22 Jahren die Entwicklung der „Rest“-WEA für jedes Modelljahr bestimmt. Für die kleinräumige Modellierung wird aus modelltechnischen Gründen zwar eine fixierte Lebensdauer angesetzt, was jedoch auf Grund der vorgelagerten Festlegung der Bundeslandleistungen effektiv nicht im Widerspruch zum Weibull-Ansatz der Übertragungsnetzbetreiber steht.

In den heute ausgewiesenen Flächen für (WEG) sind bereits WEA errichtet. Unter Berücksichtigung typischer Abstandsellipsen (siehe Modell WiSTI) wird die noch verfügbare Fläche ermittelt. Diese wird mittels WiSTI in ein elektrisches Zubaupotenzial umgerechnet, dabei wird – in Abhängigkeit von der Windhäufigkeit – nach verschiedenen Standortklassen differenziert.

Für jedes Szenario und Jahr liegen die Mantelzahlen, also die installierte Leistung an WEA, auf Ebene der Bundesländer vor. Aus dem Abgleich mit dem „Rest“-Anlagenbestand ergibt sich die zuzubauende Leistung (je Szenario, Jahr und Bundesland).

Sollte die zuzubauende Leistung kleiner als das in WEG verfügbare Potenzial sein, werden ausschließlich Standorte in WEG erschlossen. Die Erschließungsreihenfolge richtet sich dabei nach den Standortklassen. Zum Beispiel werden alle Standorte der Klasse „sehr stark“ und „stark“ vollständig erschlossen, Standorte der Klasse „mittel“ zu 35 %. Weitere Standortklassen werden nicht erschlossen.

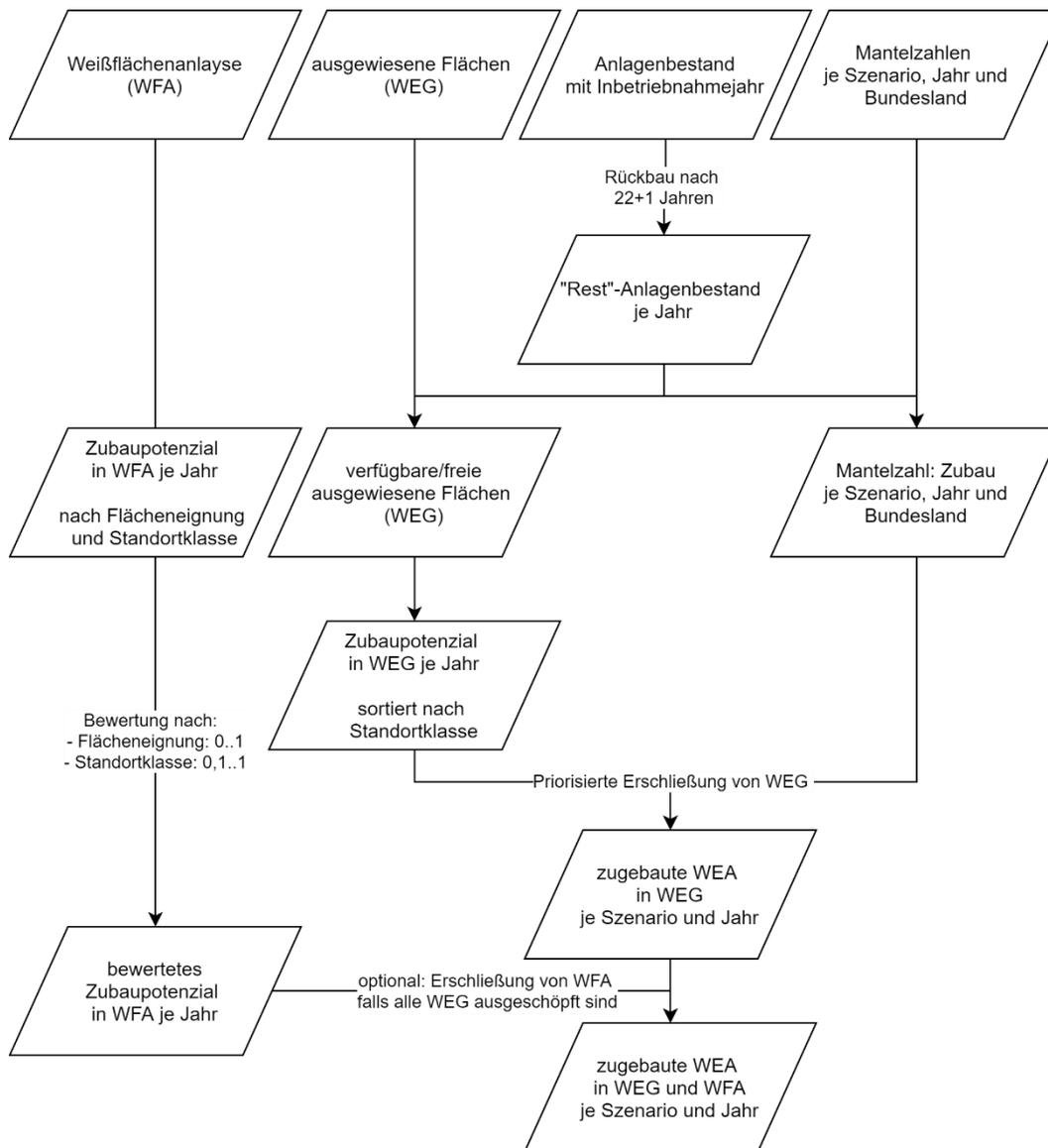


Abbildung 3-12: schematischer Modellablauf

Wenn die verfügbaren Standorte in WEG nicht genügen, um das Bundeslandziel zu erreichen, werden die Ergebnisse der Weißflächenanalyse hinzugezogen. Die verschiedenen Restriktionsklassen werden mit den Werten nach Tabelle 3-3 bewertet. Damit reduziert sich das Potenzial, die resultierende Größe wird nachfolgend als bewertetes Potenzial bezeichnet. Das bewertete Potenzial dient nun als Verteilkriterium für die nach Erschließung aller WEG noch zu verteilende Leistung.

Tabelle 3-3 Bewertung der verschiedenen Restriktionsklassen

Restriktion	Ohne Restriktion	Weiche Restriktion	Harte Restriktion	Tabu-Fläche
Bewertung	100 %	50 %	10 %	0 %

4 Photovoltaik

Die regional unterschiedliche Entwicklung des Bestandes von Gebäude- (GEB-PVA) und Freiflächen-Photovoltaikanlagen (FF-PVA) (Abbildung 4-1) ist eine Folge der unterschiedlichen standortbedingten Potenziale und der unterschiedlichen gesetzlichen Rahmenbedingungen. Dies erfordert eine differenzierte Betrachtung der Photovoltaikanlagen, was insbesondere die Ermittlung der Potenzialflächen und die Regionalisierung des Zubaus betrifft. Der Anlagenbestand wird für GEB- und FF-PVA gemeinsam erfasst.

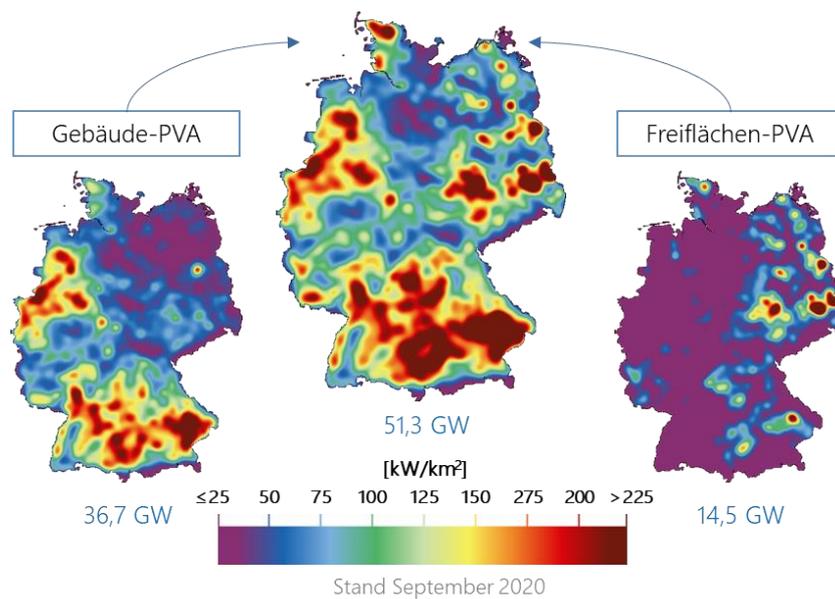


Abbildung 4-1: Heatmap der regionalen Verteilung des Anlagenbestandes von Photovoltaikanlagen

4.1 Anlagenbestand

Anlagenbestand basiert auf Marktstammdatenregister

Mit der Veröffentlichung des Marktstammdatenregisters (MaStR) /BNETZA-06 19/ stehen kontinuierlich aktualisierte Anlagenstammdaten aus einer Quelle zur Verfügung, welche die Datenbasis für den Anlagenbestand bilden. Im Zuge der Aufbereitung dieser Anlagendaten erfolgt eine Validierung mit Hilfe des bestehenden Anlagenregisters der FfE und der Jahresausbauzahlen aus /BMWI-03 19/, eine Verortung mit Geokoordinaten sowie eine Anreicherung der Anlagendaten mit weiteren Informationen.

Die Identifikation von Freiflächenanlagen erfolgt anhand der Bewegungsdaten

Für viele Analysen ist die Art der Anlage bzw. die Nutzung des Gebäudes, auf dem die PVA installiert ist, relevant. Daher wird der Anlagenbestand um das Attribut „Gebäudeklasse“ angereichert. Anhand der im MaStR angegebenen Lage und des Nutzungsbereichs der Anlagen kann diese Information gewonnen werden. Allerdings ist die Information über die Lage und des Nutzungsbereichs nicht für alle Anlagen vorhanden. Um Freiflächenanlagen von Gebäudeanlagen zu unterscheiden, werden zudem die von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten Bewegungsdaten /ÜNB-01 14/ ausgewertet. Diese beinhalten u.a. die Vergütungskategorie der Anlagen. Da sich Freiflächenanlagen in

der Regel in eigenen Vergütungskategorien als Dachflächenanlagen befinden, können diese darüber identifiziert und anhand des EEG-Anlagenschlüssels den Anlagen aus dem Marktstammdatenregister zugeordnet werden. Zudem kann nach der Georeferenzierung von GEB-PVA die Flächennutzung (basierend auf /OSM-0112/) und daraus die Gebäudenutzung (Wohnen, Landwirtschaft, Industrie & GHD) je PVA abgeleitet werden. Auch können Schlüsselwörter in der Anlagenbeschreibung wie „Fabrikhalle“ und „Viehstall“ auf die Gebäudenutzung hinweisen.

Das Ergebnis der Anlagenklassifikation ist in den folgenden Diagrammen dargestellt. Abbildung 4-2 zeigt die Entwicklung des Anlagenbestandes von GEB-PVA nach Gebäudetypen in Deutschland. Zum Stand September 2020 beträgt die bundesweite installierte Leistung auf Gebäuden ca. 36,7 GW, davon befinden sich rund 53 % auf Wohngebäuden, 35 % auf GHD- & Industriegebäuden und 12 % auf landwirtschaftlichen Gebäuden. Wie Abbildung 4-3 ersichtlich befinden sich weiter 14,5 GW auf Freiflächen. Somit beträgt der gesamte PV-Anlagenbestand in Deutschland 51,3 GW.

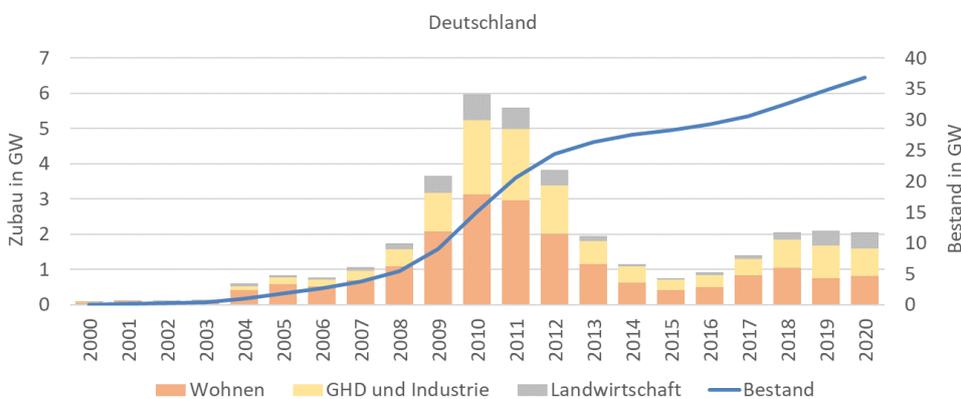


Abbildung 4-2: Entwicklung des Anlagenbestandes nach Gebäudeklassen (Stand: September 2020)

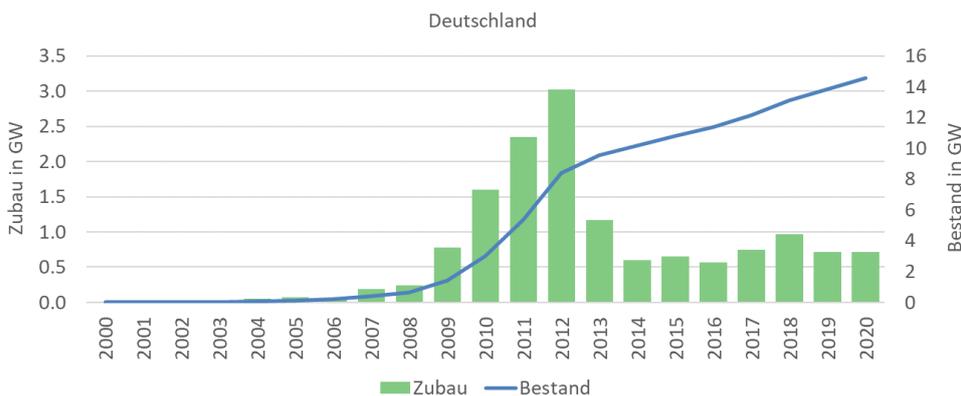


Abbildung 4-3: Entwicklung des Bestandes an Freiflächen-PVA (Stand: September 2020)

4.2 Potenzial: Gebäude

Der Photovoltaikzubau auf Gebäuden erfolgt im Rahmen des verfügbaren Dachflächenpotenzials. Der Gebäudebestand in Deutschland lässt sich in die Klassen Wohngebäude, landwirtschaftliche Gebäude sowie GHD- & Industriegebäude unterteilen. Aufgrund der Unterschiede zwischen den Gebäudeklassen erfolgt die Potenzialbestimmung wie in Abbildung 4-4 dargestellt durch separate Modelle.

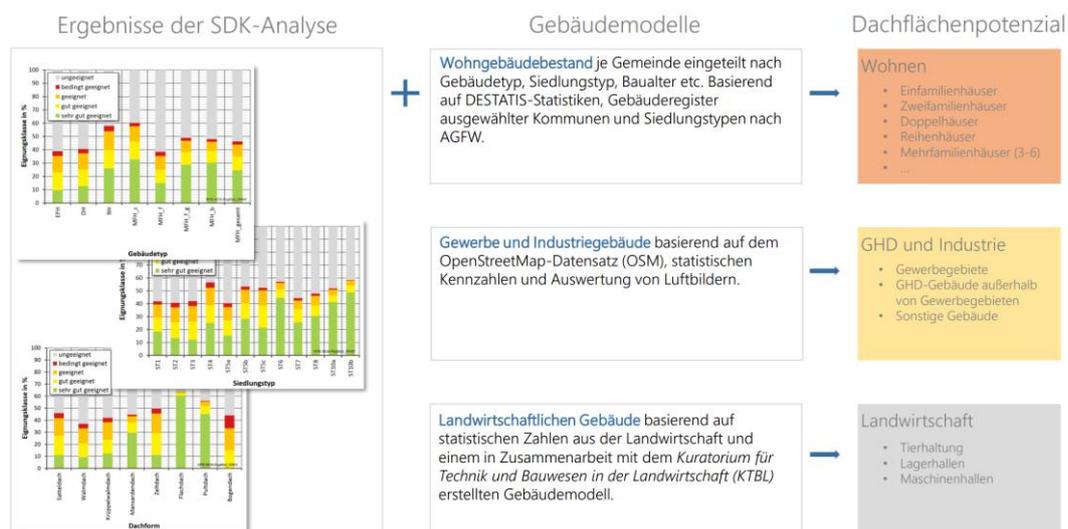


Abbildung 4-4: Modelle zur Ermittlung des Dachflächenpotenzials

Das Potenzial von PVA auf Wohngebäuden wird basierend auf dem FfE-Gebäudemodell und den Untersuchungsergebnissen eines Solardachkatasters (SDK) bestimmt. Eingangsdaten für das Gebäudemodell sind statistische Zahlen zum Gebäudebestand, die IWU-Gebäudetypologie, Gebäudedatenbanken ausgewählter Kommunen und Erkenntnisse aus kommunalen Energiekonzepten /FFE-04 12/. Das Gebäudemodell beschreibt für jede Gemeinde bzw. jede Stadt die Anzahl der Wohngebäude, Wohneinheiten und Dachflächen je Siedlungstyp, Gebäudetyp und Baualtersklasse. Eine einheitliche Datenbasis und Vorgehensweise gewährleistet dabei eine hohe Vergleichbarkeit der Gemeinden untereinander. Die aus der hohen räumlichen Auflösung von Solardachkatastern resultierenden Vorteile, wie die Verschattung durch Nachbargebäude, Bäume, Dachaufbauten bzw. die Berücksichtigung der Dachneigung und –orientierung, werden durch eine vorgeschaltete Analyse des Solardachkatasters einer Großstadt und die Ableitung von siedlungsstrukturellen Merkmalen berücksichtigt /JET-01 15/. Zentrales Ergebnis dieser Analyse ist die nach Wohngebäudetyp differenzierte, spezifische nutzbare Dachfläche für PVA. Diese wird auf den Gebäudebestand des FfE-Gebäudemodells übertragen, um das Dachflächenpotenzial auf Wohngebäuden zu bestimmen.

Das Potenzial auf landwirtschaftlichen Gebäuden wird basierend auf den statistischen Zahlen aus der Landwirtschaft und einem in Zusammenarbeit mit dem Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL) erstellten Gebäudemodell bestimmt. Das Ergebnis wird durch eine vergleichbare Studie von EuPD Research /PVM-01 09/ bestätigt.

Das Potenzial auf gewerblichen und industriellen Gebäuden ist schwieriger zu bestimmen. Zum einen ist die Qualität der Datenbasis zu gewerblichen Gebäuden gering, zum anderen ist die Eignung von gewerblichen bzw. industriellen Dachflächen von vielen Faktoren abhängig. Große Industriehallen können oft nicht mit dem Gewicht einer PVA belastet werden oder sind in Folge der zahlreichen Beleuchtungsöffnungen nicht geeignet. Zu Bestimmung des Potenzials wird auf Daten einer umfangreichen Recherche von gewerblichen und industriellen Gebäuden aus dem OpenStreetMap-Datensatz (OSM) /OSM-03 15/ zurückgegriffen. Hier liegen für viele Gemeinden umfangreiche Daten zum Gebäudebestand und zur Nutzung der Gebäude vor. Auf Basis von OSM- und statistischen Daten wurde ein Gebäudemodell für den Sektor Gewerbe und Industrie entwickelt. Durch umfangreiche Analysen der Dachflächen kann damit das PV-Potenzial auf diesen Gebäudetypen erhoben werden.

Das anhand der beschriebenen Modelle ermittelte Dachflächenpotenzial ist für die verschiedenen Gebäudeklassen in Abbildung 4-5 dargestellt. Das gesamte Potenzial in Deutschland beträgt bei einer Leistungsdichte von 0,15 kWp/m² 228 GW, davon entfällt knapp 60 % auf Wohngebäude.

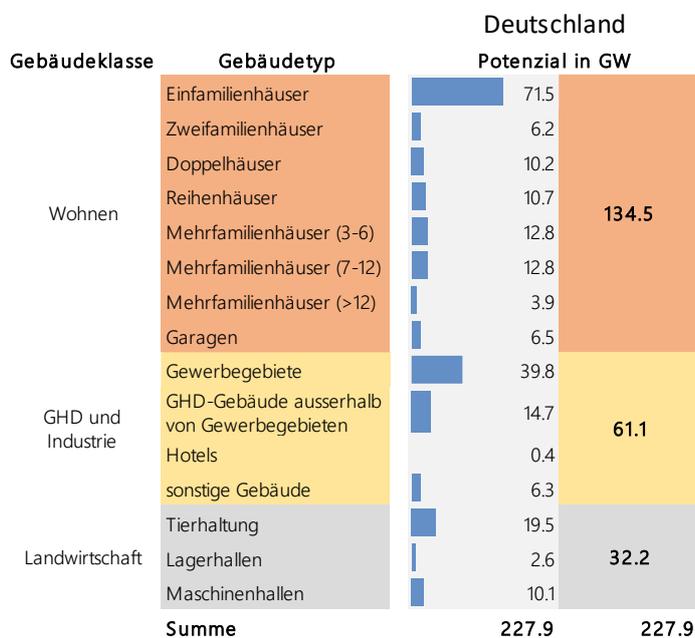


Abbildung 4-5: PVA-Potenzial nach Gebäudetyp in Deutschland

4.3 Potenzial: Freifläche

Das Flächenpotenzial für FF-PVA wird anhand von räumlichen Analysen für jede Gemeinde ermittelt. Dieses hängt maßgeblich von den gesetzlichen Rahmenbedingungen ab. So wird der Ausbau von PVA größer 750 kW über Ausschreibungen gesteuert.

Neben den in § 37 des EEG genehmigten Flächen innerhalb des 110m-Radius entlang von Autobahnen und Schienenwegen wurde daher das Flächenpotenzial von landwirtschaftlichen Flächen innerhalb und außerhalb von benachteiligten Gebieten unter Berücksichtigung aller Restriktionsflächen entsprechend /BFI-01 16/ ermittelt. Die gemäß /ELER-01 19/ festgelegten benachteiligte Gebiete sind ebenfalls als Flächenkategorie bei den Ausschreibungen zugelassen. Allerdings obliegt es nach § 37c des EEG dem Bundesland, ob dieses die Flächenkulisse um landwirtschaftliche Flächen innerhalb von benachteiligten Gebieten erweitert. In Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Rheinland-Pfalz und dem Saarland sind Gebote auf Acker- und Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten in unterschiedlichem Umfang zulässig.

Die übrigen in § 37 genehmigten Flächen wie Konversionsflächen können aufgrund einer fehlenden Datenbasis nicht erfasst werden. Luftbildauswertungen von FF-PVA ergeben einen durchschnittlichen Flächenverbrauch von etwa 25 m²/kWp, was einer Leistungsdichte von 0,04 kWp/m² bzw. 400 kWp/ha entspricht. In Tabelle 4-1 die technischen Potenziale für die verschiedene Flächenkategorien und –Kombinationen in Deutschland dargestellt.

Tabelle 4-1: Potenziale verschiedener Flächenkategorien für FF-PVA

Überschrift	Technisches Potenzial in GW
(1) Potenzial im 110m-Randstreifen entlang von Autobahnen und Schienenwegen	138,85 GW
(2) Potenzial auf landwirtschaftlichen Flächen nicht in (1)	4.545,60 GW
(2.1) Potenzial auf landwirtschaftlichen Flächen innerhalb von benachteiligten Gebieten	2.063,58 GW
(2.1.1) Potenzial auf landwirtschaftlichen Flächen innerhalb von benachteiligten Gebieten in den Bundesländern, die § 37c des EEG in Anspruch nehmen	834,2 GW
(1) + (2)	4.684,45 GW
(1) + (2.1)	2.202,43 GW
(1) + (2.1.1)	973,08GW

4.4 Modell: Gebäude

Die regionale Ausbaudynamik bestimmt den zukünftigen Zubau

Der Zubau von Gebäude-PVA ist vielfältig motiviert. Persönliches Bestreben nach Energieautarkie oder einem Beitrag zur Energiewende, der Einfluss regionaler Akteure, verfügbare Dachflächen und Kapital, aber auch die Aussicht auf hohe Erträge (energetisch wie bilanziell) beeinflussen die individuelle Investitionsentscheidung. Das nachfolgend vorgestellte Alpha-Modell berücksichtigt die Ausbaudynamik in den einzelnen Regionen, d.h. mit welcher Geschwindigkeit das vorhanden Dachflächenpotenzial erschlossen wird /SCHM-01 18/. Die regionale Auflösung für das Modell ist die Gemeindeebene. Nur so

können mögliche Imitationseffekte bei der Modellierung abgebildet werden, deren Reichweite nach /WEBER-01 17/ auf rund einen Kilometer begrenzt ist.

Im Rahmen des Modells wird zunächst der gemeindespezifische Ausbaugrad bestimmt und durch den Parameter Alpha beschrieben. Alpha kann nach Gleichung (4-1) durch die aktuelle installierte Leistung und dem Dachflächenpotenzial bestimmt werden und beschreibt die Ausbaudynamik in der Region.

$$\frac{p}{pot} = \left(\frac{P}{Pot} \right)^\alpha \quad (4-1)$$

- p Installierte Leistung in Deutschland
- p Installierte Leistung in der Gemeinde
- Pot Dachflächenpotenzial in Deutschland
- pot Dachflächenpotenzial in der Gemeinde
- α Ausbaudynamik der Gemeinde

Alpha nimmt in Gemeinden mit einem hohen Ausbaugrad einen geringen Wert, in Gemeinden mit einem niedrigen Ausbaugrad einen hohen Wert an. Unter der Annahme, dass Alpha ein zeitlich konstanter, gemeindespezifischer Wert ist, kann mit dem funktionalen Zusammenhang in Gleichung (4-1) die Entwicklung der installierten Leistung in der Gemeinde als Funktion der installierten Leistung in Deutschland bestimmt werden. Für drei verschiedene Gemeinden ist dieser Zusammenhang in Abbildung 4-6 dargestellt.

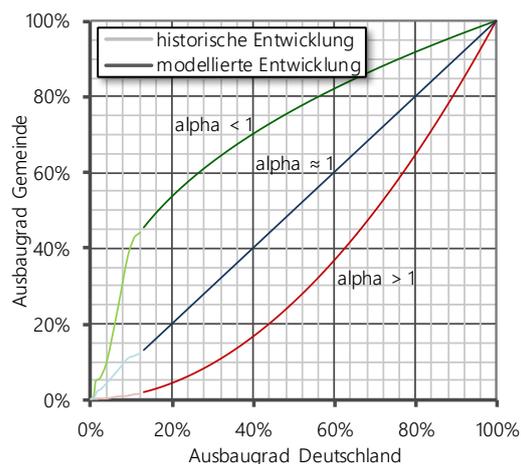


Abbildung 4-6: Bestimmung des Parameters α für drei Gemeinden

Regionale Treiber für den Ausbau von Photovoltaikanlagen führen zu einem hohen bzw. niedrigen Wert für die Variable Alpha. Damit werden in dem Modell endogen die oben erwähnten, vielfältigen Standortkriterien abgebildet.

Die Gewichtung von Potenzial und Bestand ermöglicht zudem die Abbildung von Entwicklungstendenzen. Zum Beispiel können dadurch PVA auf landwirtschaftlichen Gebäuden bei der Zubaumodellierung ausgeschlossen werden. Im Rahmen dieser Studie werden für die Gebäudeklassen die Gewichtungen nach Tabelle 4-2 angenommen.

Gewichtung von Potenzial und Bestand zur Abbildung von Entwicklungstendenzen

Wohnen	GHD und Industrie	Landwirtschaft
75 %	50 %	25 %

4.5 Modell: Freifläche

Die Regionalisierung der FF-PVA erfolgt in zwei Schritten. Zunächst werden Bundeslandmantelzahlen berechnet, anschließend diese kleinräumig basierend auf den individuellen Gebietskulissen der Bundesländer verteilt.

Bundeslandmantelzahl

Die Bundeslandmantelzahlen werden basierend auf den DE-Mantelzahlen und den Ausschreibungsergebnissen für FF-PVA bestimmt. Basierend auf den erfolgreichen Geboten aller zum Berechnungszeitpunkt vorliegenden Ausschreibungsrunden werden die DE-Mantelzahlen auf die Bundesländer verteilt. Bis Juli 2020 lagen die Ergebnisse der Ausschreibungen bis Ende 2019 vor.

Regionalisierung

Die modellierte, räumliche Verteilung des Zubaus von FF-PVA berücksichtigt das regionale Flächen- und Ertragspotenzial. Landwirtschaftliche Gebiete innerhalb von benachteiligten Gebieten werden als Flächenpotenzial dabei nur für diejenigen Bundesländer berücksichtigt, die § 37c des EEG in Anspruch nehmen (siehe Kapitel 4.3). Für das Ertragspotenzial wird ein Ertragsindex gebildet, der auf dem langjährigen Mittel der jährlichen Globalstrahlung vom Deutschen Wetterdienst basiert /DWD-02 04/. Die Regionalisierung des Zubaus von FF-PVA erfolgt nach Gleichung (4-2) über einen Freiflächenindex (FFI).

Freiflächenindex zur Regionalisierung von FF-PVA

$$FFI(GE) = \omega_F \cdot \text{Flächenindex}(GE) + \omega_E \cdot \text{Ertragsindex}(GE) \quad (4-2)$$

<i>FFI</i>	Freiflächenindex der Gemeinde
<i>Flächenindex</i>	Flächenpotenzialindex der Gemeinde
<i>Ertragsindex</i>	Ertragspotenzialindex der Gemeinde
ω_F	Gewichtungsfaktor Flächenpotenzialindex
ω_E	Gewichtungsfaktor Ertragspotenzialindex

mit

$$\text{Ertragsindex}(GE) = \frac{\text{Globalstrahlung}(GE)}{\text{Globalstrahlung}(DE)}$$

<i>Globalstrahlung(GE)</i>	Mittlere jährliche Globalstrahlung der Gemeinde
<i>Globalstrahlung(DE)</i>	Mittlere jährliche Globalstrahlung von Deutschland

und

$$\text{Flächenindex}(GE) = \sum_i \omega_i \cdot \frac{\text{Potenzial}_i(GE)}{\text{Potenzial}_i(DE)}$$

<i>Potenzial(GE)</i>	Flächenpotenzial in der Gemeinde
<i>Potenzial(DE)</i>	Flächenpotenzial in Deutschland
ω_i	Gewichtungsfaktor Flächenkategorie
<i>i</i>	Flächenkategorie

und

i ∈ {Landw. Flächen in benachteiligten Gebieten, 110m-Streifen, Sondergebiete}

Der dargestellte Ansatz berücksichtigt nicht, dass durch bestehende Freiflächenanlagen bereits Potenzialflächen in Anspruch genommen werden. Dies würde in den entsprechenden Gemeinden zu einem sinkenden Wert für den FFI führen. Da das Potenzial aber viel höher ist als der Bestand, ist die Näherung eines konstanten FFI legitim.

Anhand der Wahl der Gewichtungsfaktoren können Entwicklungstrends berücksichtigt werden. Da keine Informationen über regionale Pachtpreise oder über die Besitzverhältnisse der Flächen vorliegen (zur Identifikation großer zusammenhängender Flächen), kann als einziges Kriterium für den Vergleich der Wirtschaftlichkeit von Standorten der solare Ertrag verwendet werden. Da sich die Wirtschaftlichkeit nicht alleine durch dieses eine Kriterium bestimmen lässt und in den Ausschreibungsrunden der regionale Ertrag nicht als Indikator für eine höhere Zuschlagswahrscheinlichkeit identifiziert werden konnte, kann diese mit einer entsprechend geringen Gewichtung berücksichtigt werden.

5 Weitere Erneuerbare Energie

Neben Windenergie und Photovoltaik werden auch die Energieträger Biomasse und sonstige regenerative Erzeugung betrachtet. Die genehmigten Mantelzahlen sind in Abbildung 5-1 dargestellt.

Energieträger	Installierte Leistung [GW]				
	Referenz 2019	Szenario A 2035	Szenario B 2035	Szenario C 2035	Szenario B 2040
Kernenergie	8,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	20,9	7,8	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	22,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	30,0	38,1	42,4	46,7	42,4
Öl	4,4	1,3	1,3	1,3	1,1
Pumpspeicher	9,8	10,2	10,2	10,2	10,2
sonstige konventionelle Erzeugung	4,3	3,8	3,8	3,8	3,7
Summe konventionelle Erzeugung	100,1	61,2	57,7	62,0	57,4
Wind Onshore	53,3	81,5	86,8	90,9	88,8
Wind Offshore	7,5	28,0	30,0	34,0	40,0
Photovoltaik	49,0	110,2	117,8	120,1	125,8
Biomasse	8,3	6,8	7,5	8,7	8,2
Wasserkraft	4,8	5,6	5,6	5,6	5,6
sonstige regenerative Erzeugung	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Summe regenerative Erzeugung	124,2	233,4	249,0	260,6	269,7
Summe Erzeugung	224,3	294,6	306,7	322,6	327,1

Abbildung 5-1: Mantelzahlen nach Genehmigung

Die Leistungen der weiteren Erneuerbaren Energien sind deutlich geringer als für Windenergie und Photovoltaik. Noch geringer sind die Veränderungen zwischen Referenz und den Szenarien. Bei den sonstigen regenerativen Erzeugern entfällt zudem der größte Teil der Leistung auf Abfallkraftwerke deren regionale Verortung ist bereits durch die Kraftwerkliste der BNetzA festgelegt.

Im Rahmen der Regionalisierung werden – nach Abzug der Abfallkraftwerke – ausschließlich die bestehenden Standorte berücksichtigt. Die Daten des MaStR werden auf diese Mantelzahlen skaliert.

6 Ergebnisse

Das Ergebnis ist ein regional aufgelöster Datensatz zur Entwicklung der installierten Leistung von Photovoltaikanlagen (PVA) und Windenergieanlagen (WEA). Die regionale Auflösung ist mindestens die Gemeindeebene, PLZ-Ebene bzw. bei WEA der konkrete Standort der WEA.

Um einen visuellen Vergleich der Szenarien zur ermöglichen, werden die Ergebnisse im weiteren als Heatmap dargestellt. Die Leistungen je Anlage werden mittels Gaußverteilung in eine räumliche Darstellung gebracht. Diese Darstellungsform ist somit entkoppelt von Verwaltungsgrenzen. Die Einheit entspricht einer Leistungsdichte. Regionen mit vielen WEA bzw. PVA werden rot, Regionen mit wenigen Anlagen blau gekennzeichnet.

Für die Energieträger Wind und PV wurden in allen Szenarien und Jahre eine einheitliche Legende gewählt. Somit können alle Darstellungen einfach und fehlerfrei miteinander verglichen werden. Die Darstellungen werden durch einen Rückblick auf das Jahr 2019 ergänzt, um Gebiete mit einer steigenden Leistung schnell identifizieren zu können.

Windenergie

Die installierte Leistung der Windenergieanlagen steigt in allen Bundesländern an. In den Szenarien mit hohen Zubauraten (zum Beispiel B 2035) ist nicht nur ein Anstieg der Leistungsdichte zu erkennen, sondern es resultieren auch neue Einspeiseschwerpunkte (westliches Nordrhein-Westfalen, Hessen).

Photovoltaik

Die regionale Verteilung der Gebäude-PVA korreliert deutlich mit den Einwohnerzahlen. Zu Beginn ist noch ein Schwerpunkt im Süden zu erkennen, später ist die Korrelation zur Einwohnerzahl deutlicher ausgeprägt. Metropolen erscheinen dann als deutlich rote Flecken in der Karte, wenn auch das verfügbare Dachflächenpotenzial in diesen Städten nicht annähernd voll erschlossen wird.

Die regionale Verteilung der Freiflächen-PVA hat einen deutlichen Schwerpunkt im Osten und Süd-Osten. Im Rahmen der Prognose steigt die Leistungsdichte in den bereits heute bekannten Regionen weiter an.

Biomasse und sonstige Erneuerbare Energien

Die regionale Verteilung und die Höhe des Ausbaus verändern sich nicht/sehr wenig.

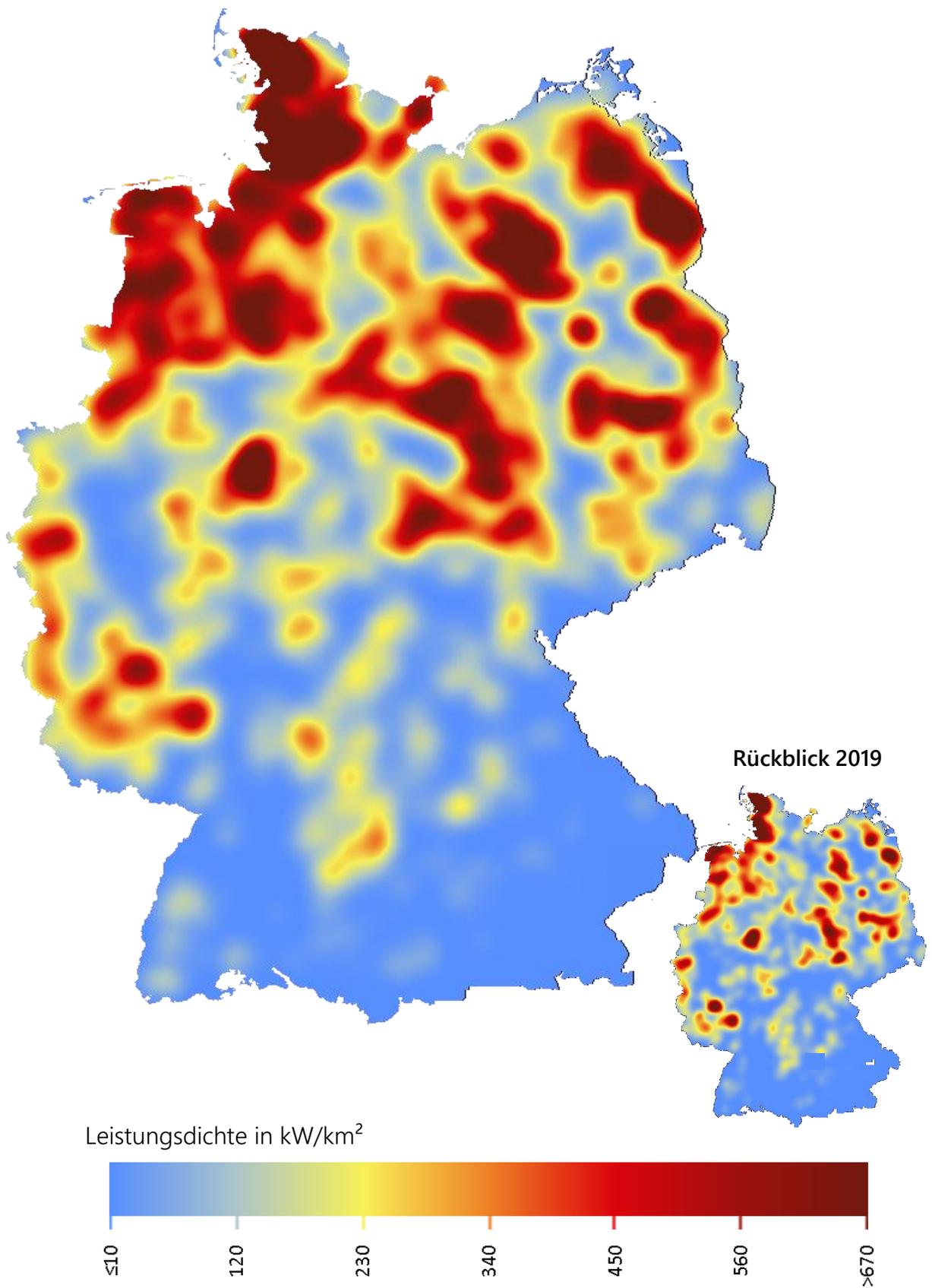


Abbildung 6-1: WEA 2035: Installierte Leistung Szenario „A“

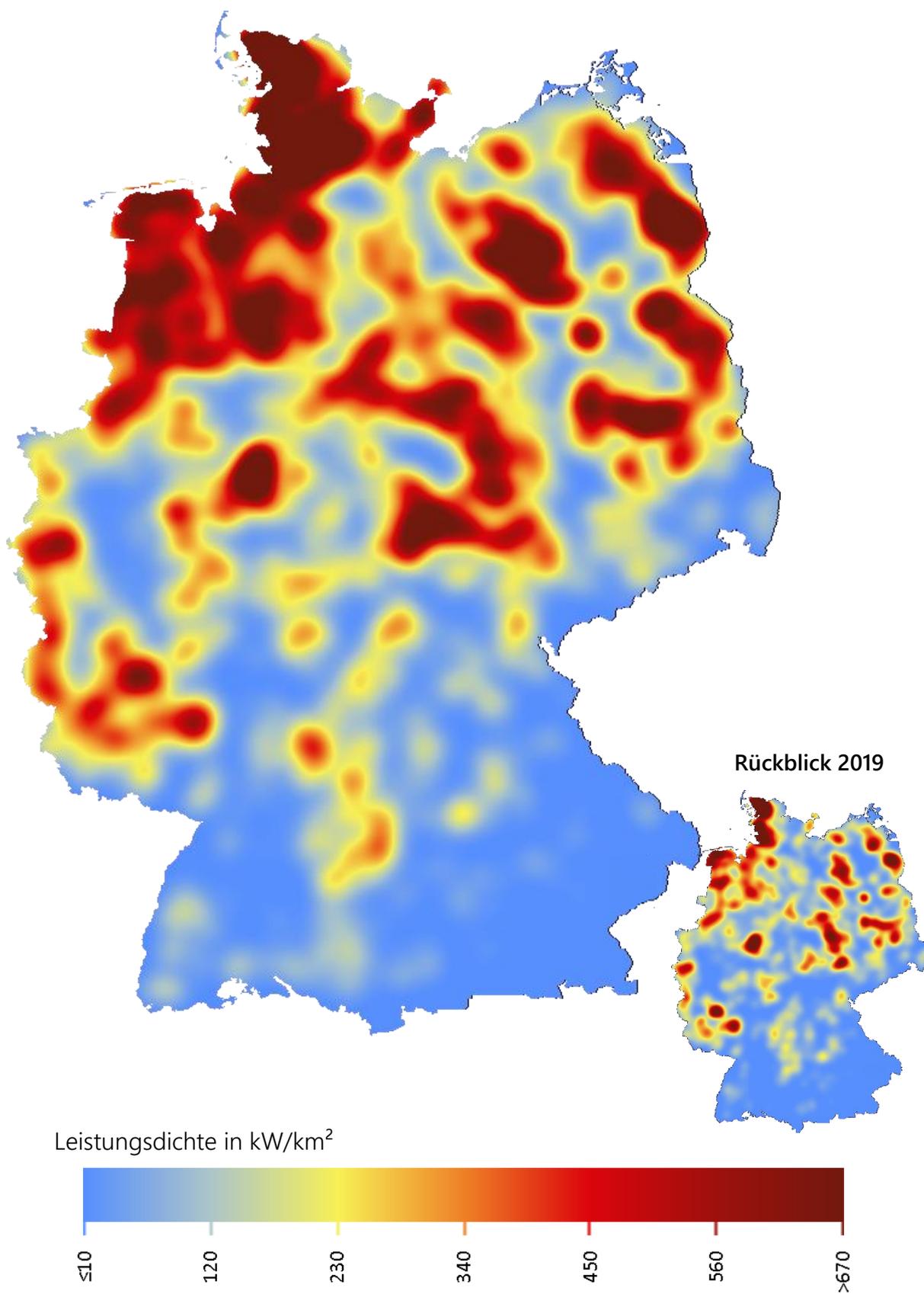


Abbildung 6-1: WEA 2035: Installierte Leistung Szenario „B“

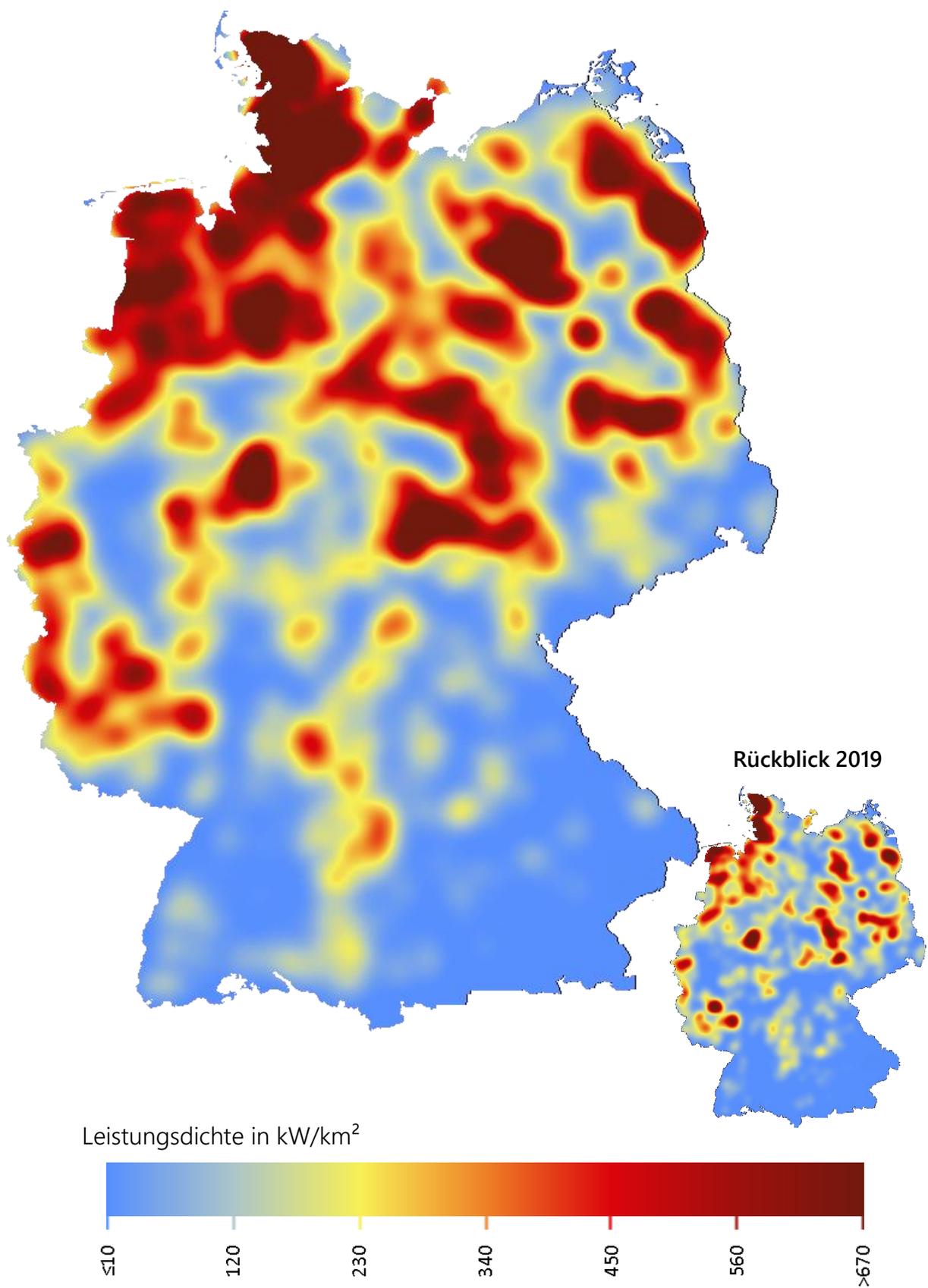


Abbildung 6-1: WEA 2040: Installierte Leistung Szenario „B“

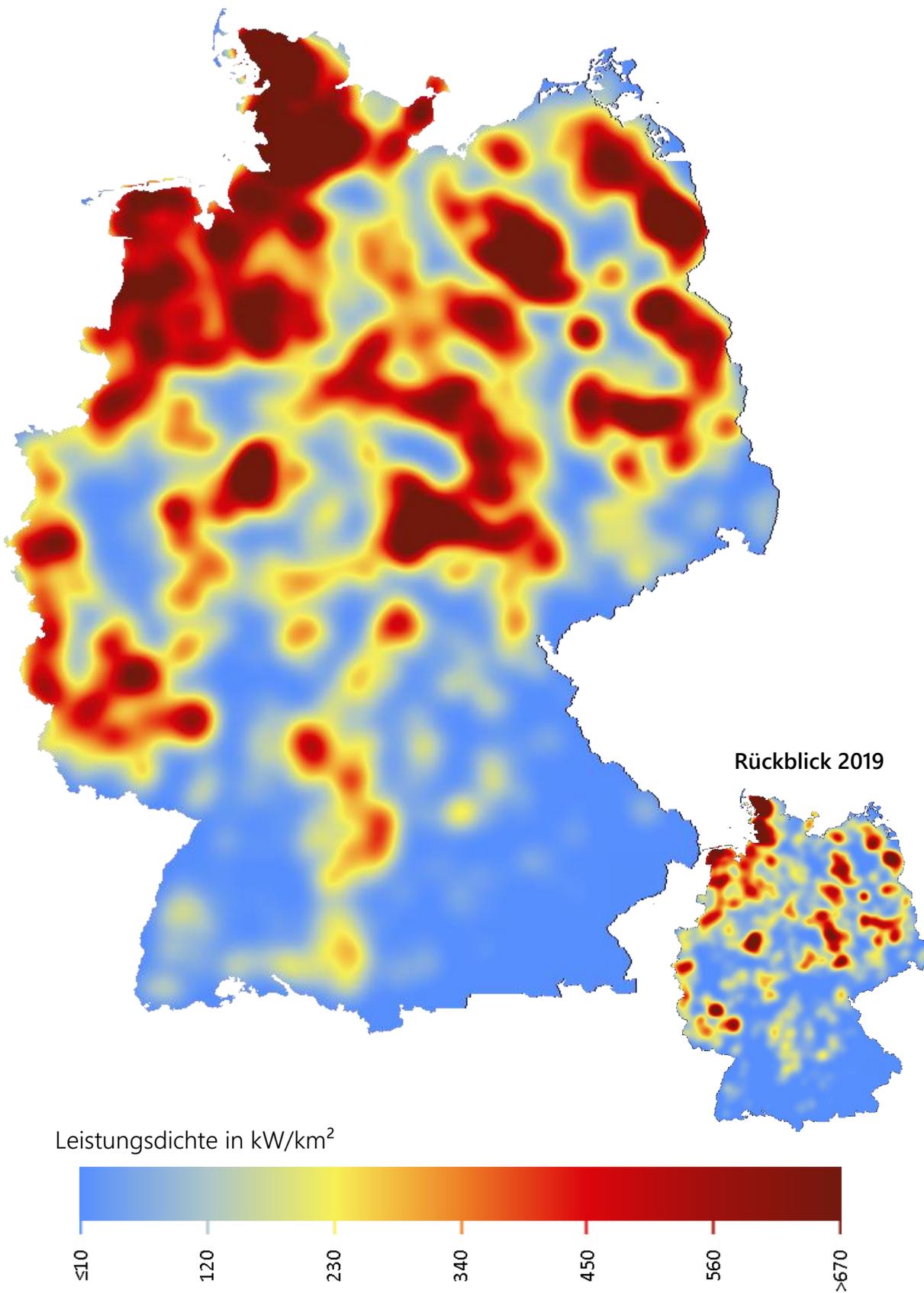


Abbildung 6-1: WEA 2035: Installierte Leistung Szenario „C“

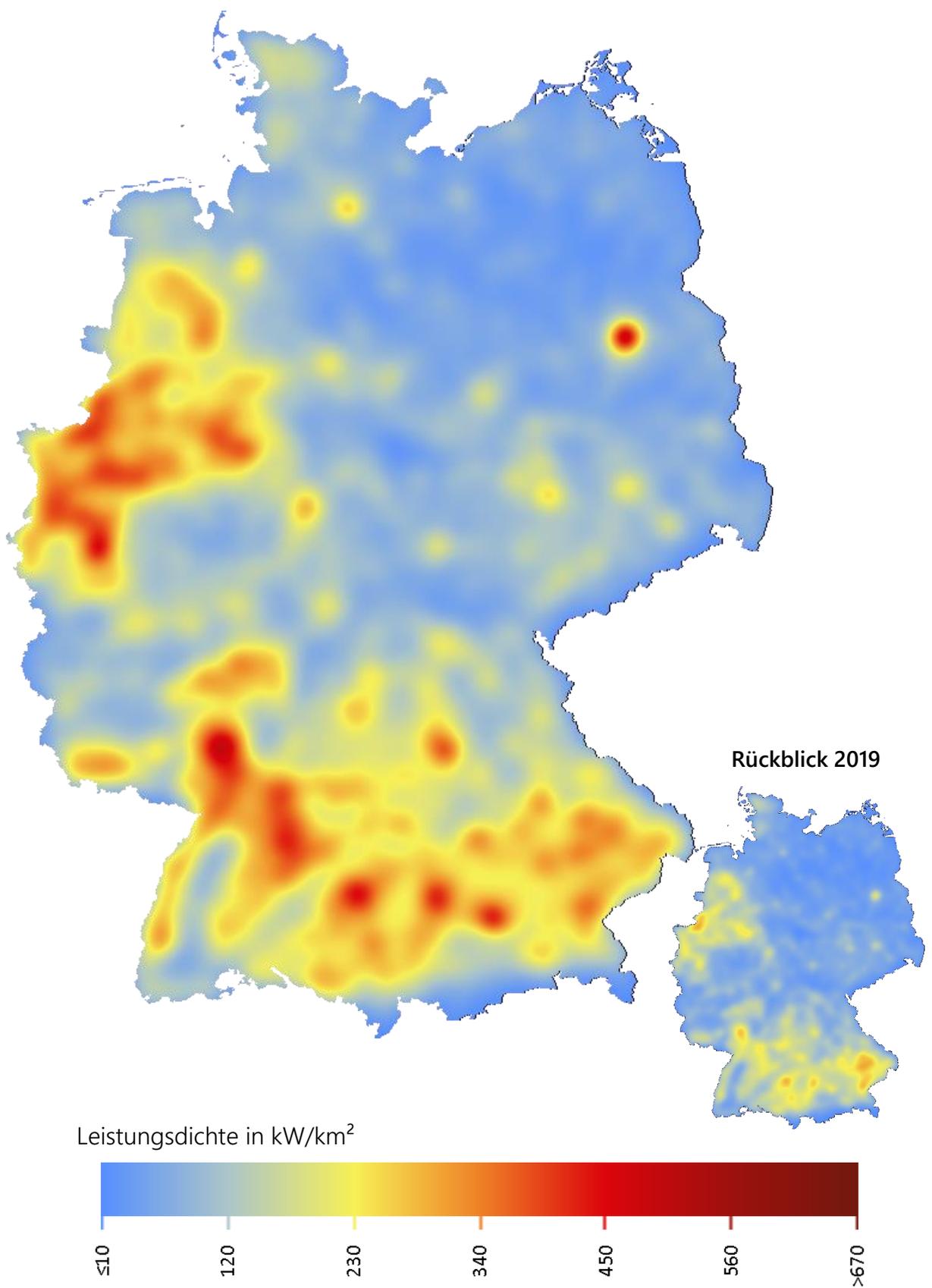


Abbildung 6-1: Gebäude-PVA 2035: Installierte Leistung Szenario „A“

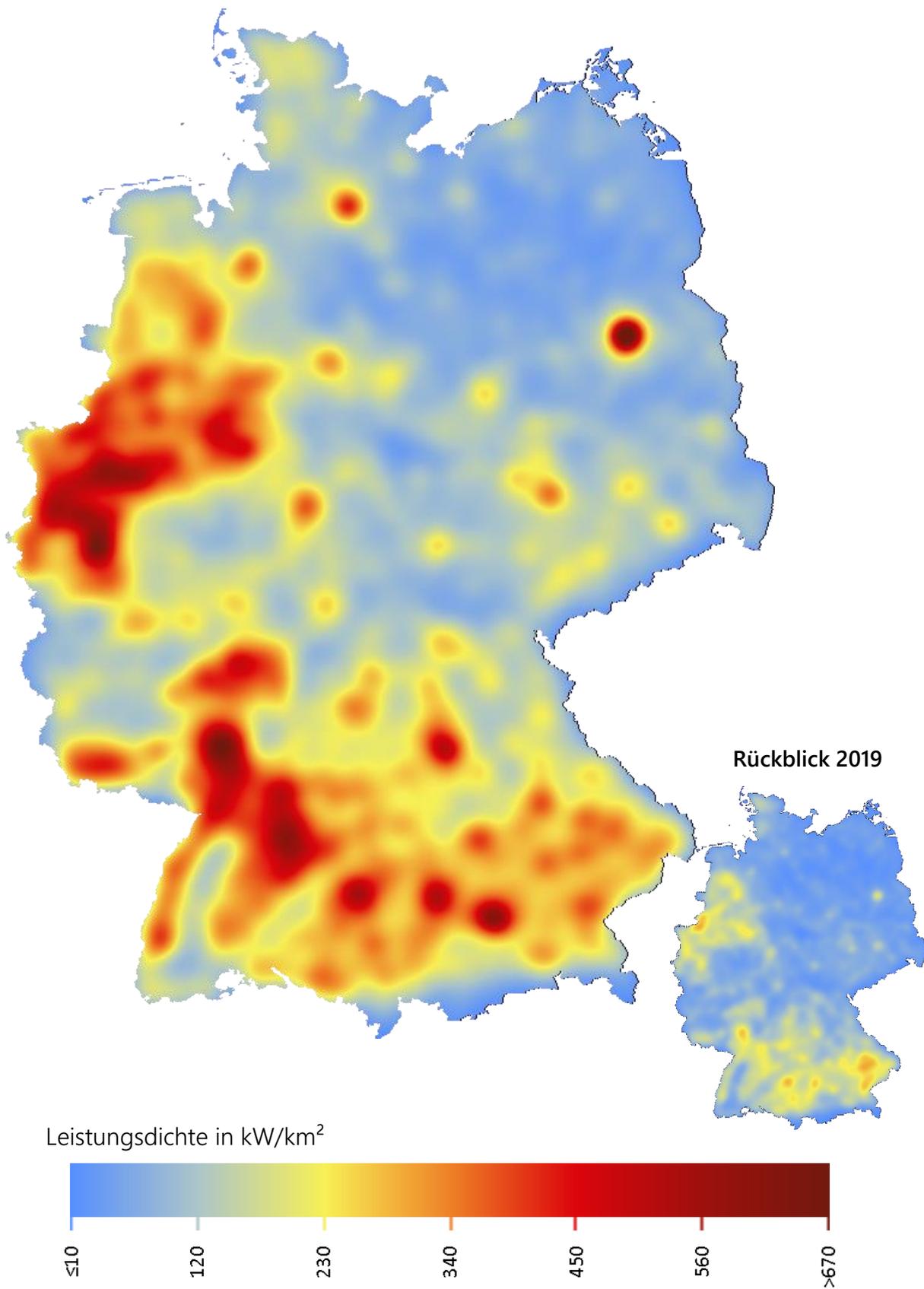


Abbildung 6-1: Gebäude-PVA 2035: Installierte Leistung Szenario „B“

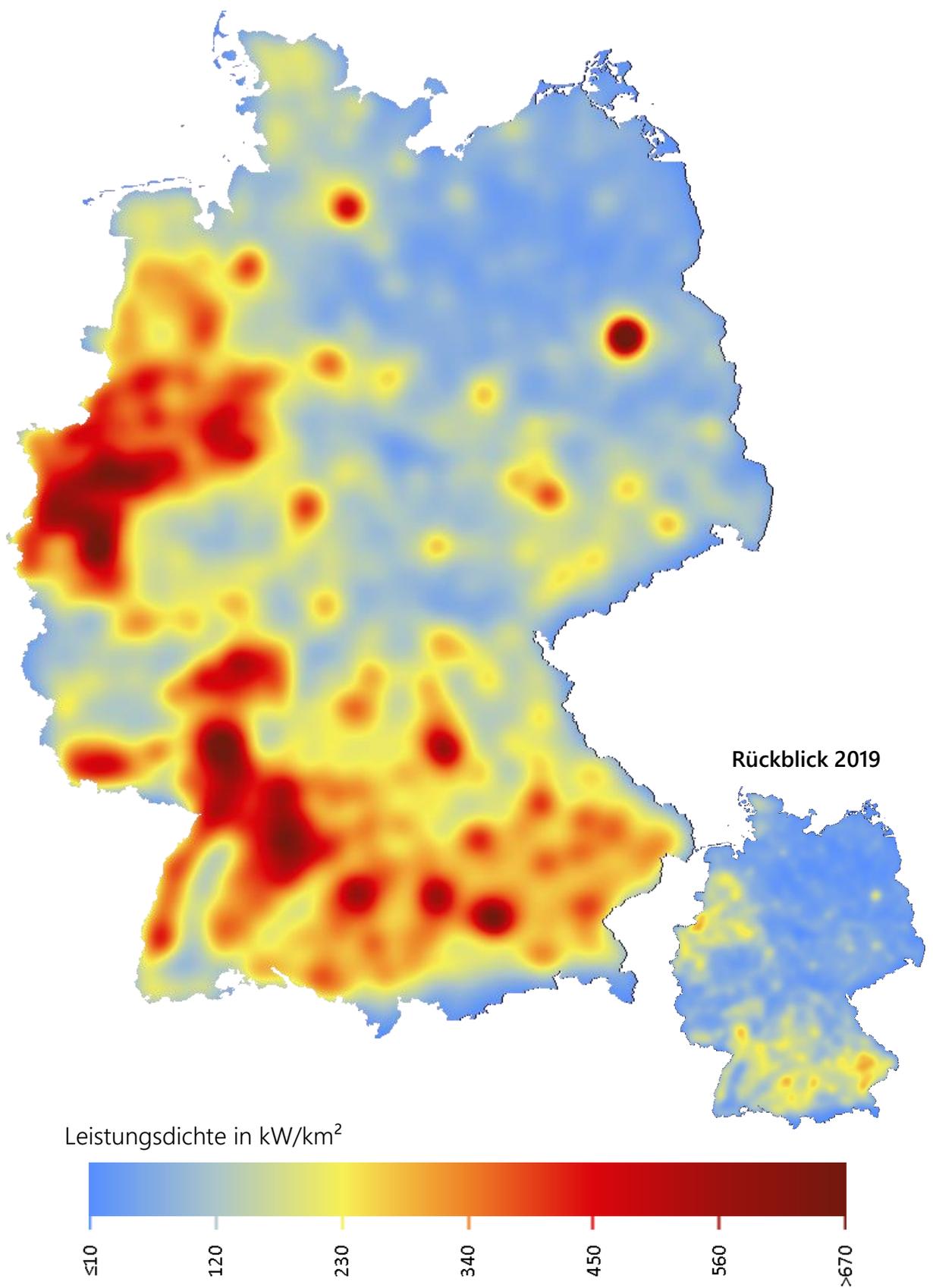


Abbildung 6-1: Gebäude-PVA 2040: Installierte Leistung Szenario „B“

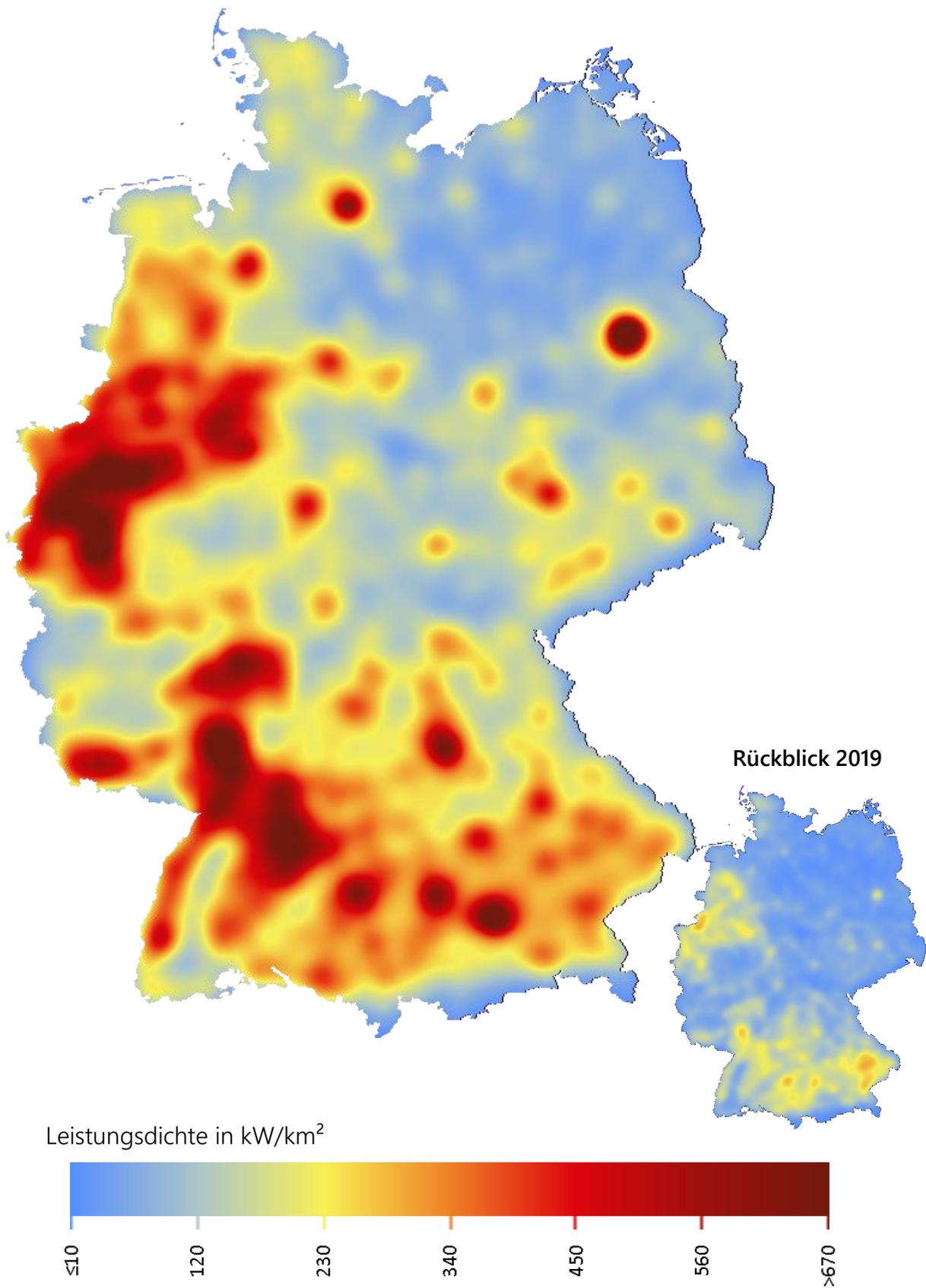


Abbildung 6-1: Gebäude-PVA 2035: Installierte Leistung Szenario „C“

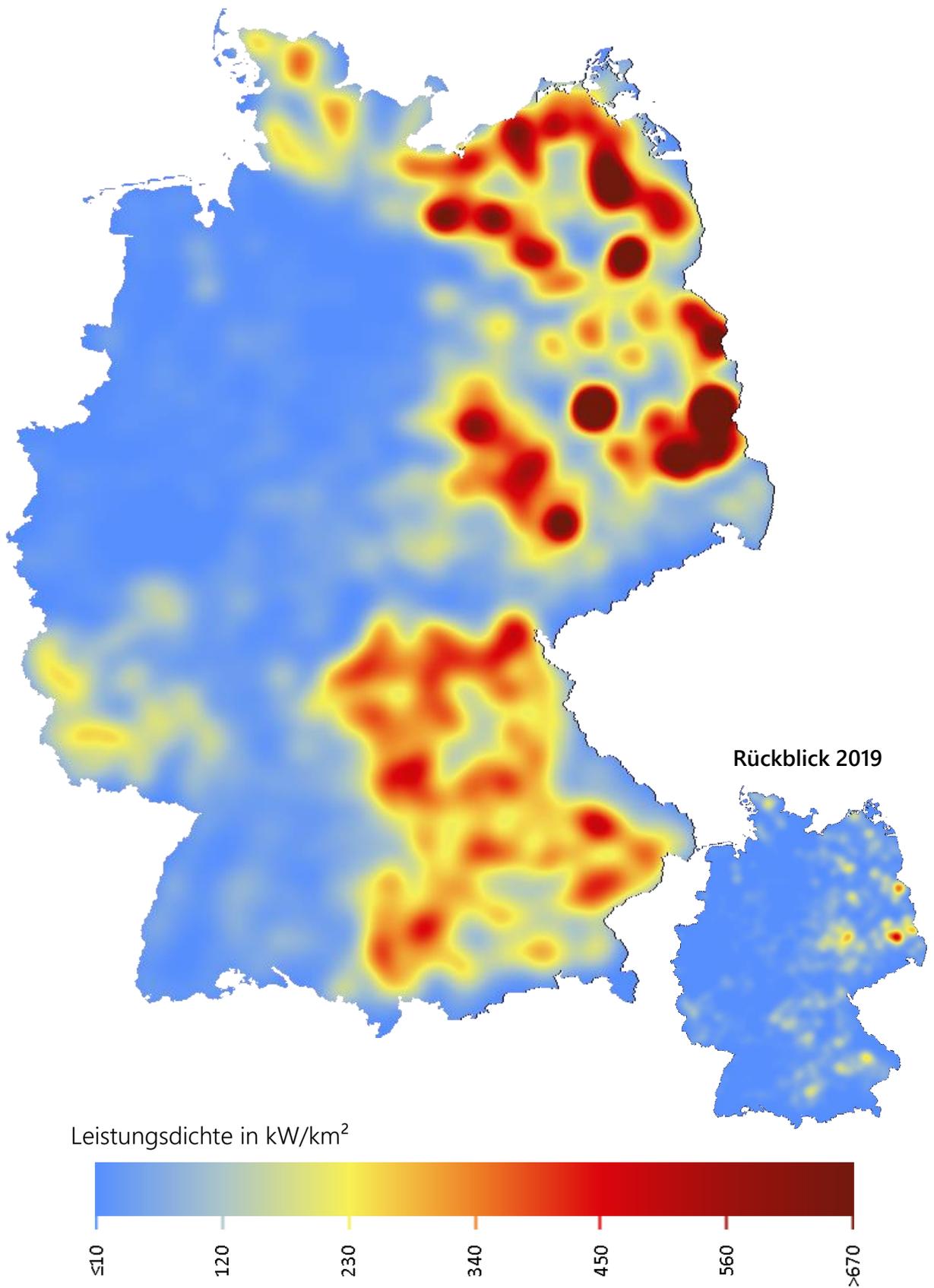


Abbildung 6-1: Freiflächen-PVA 2035: Installierte Leistung Szenario „A“

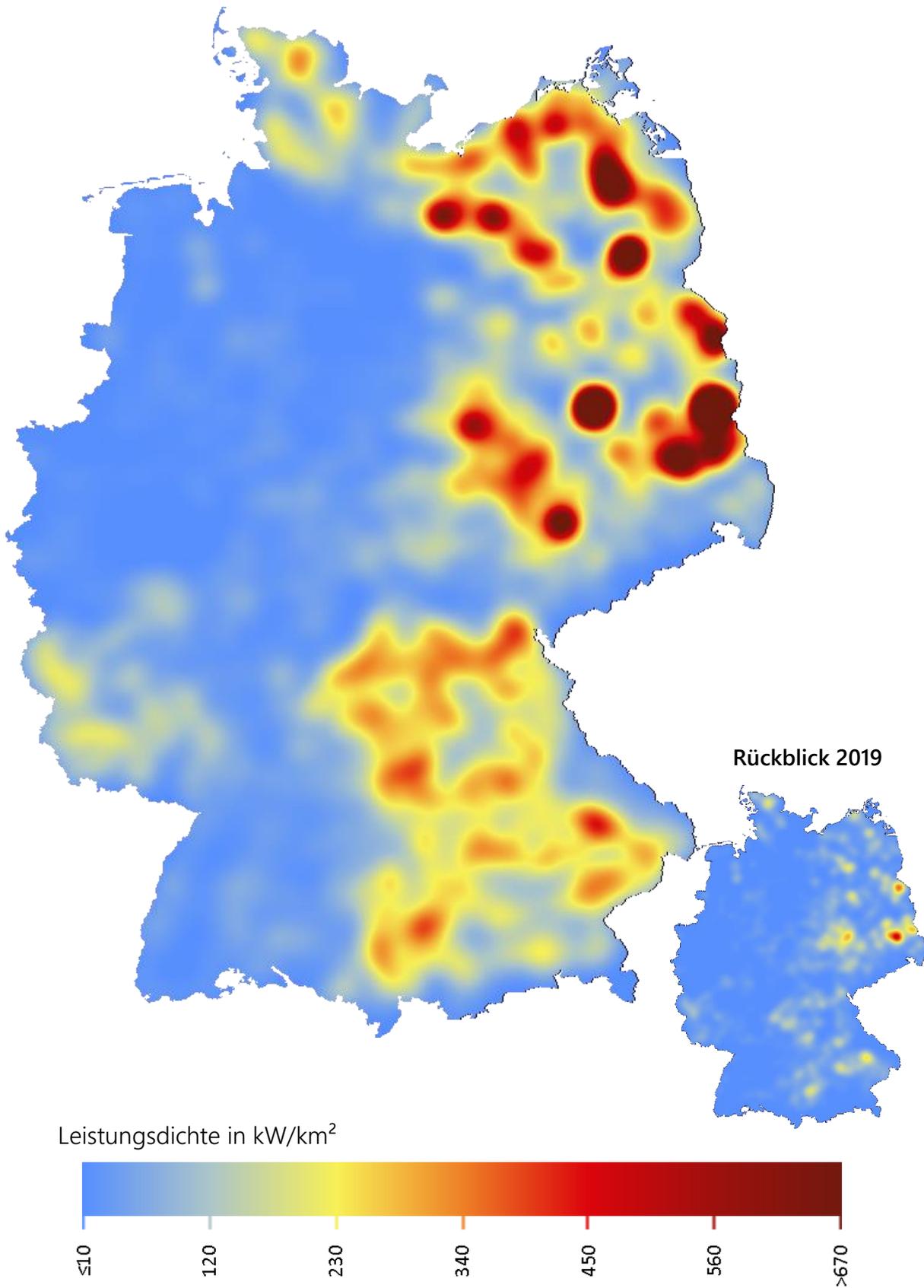


Abbildung 6-1: Freiflächen-PVA 2035: Installierte Leistung Szenario „B“

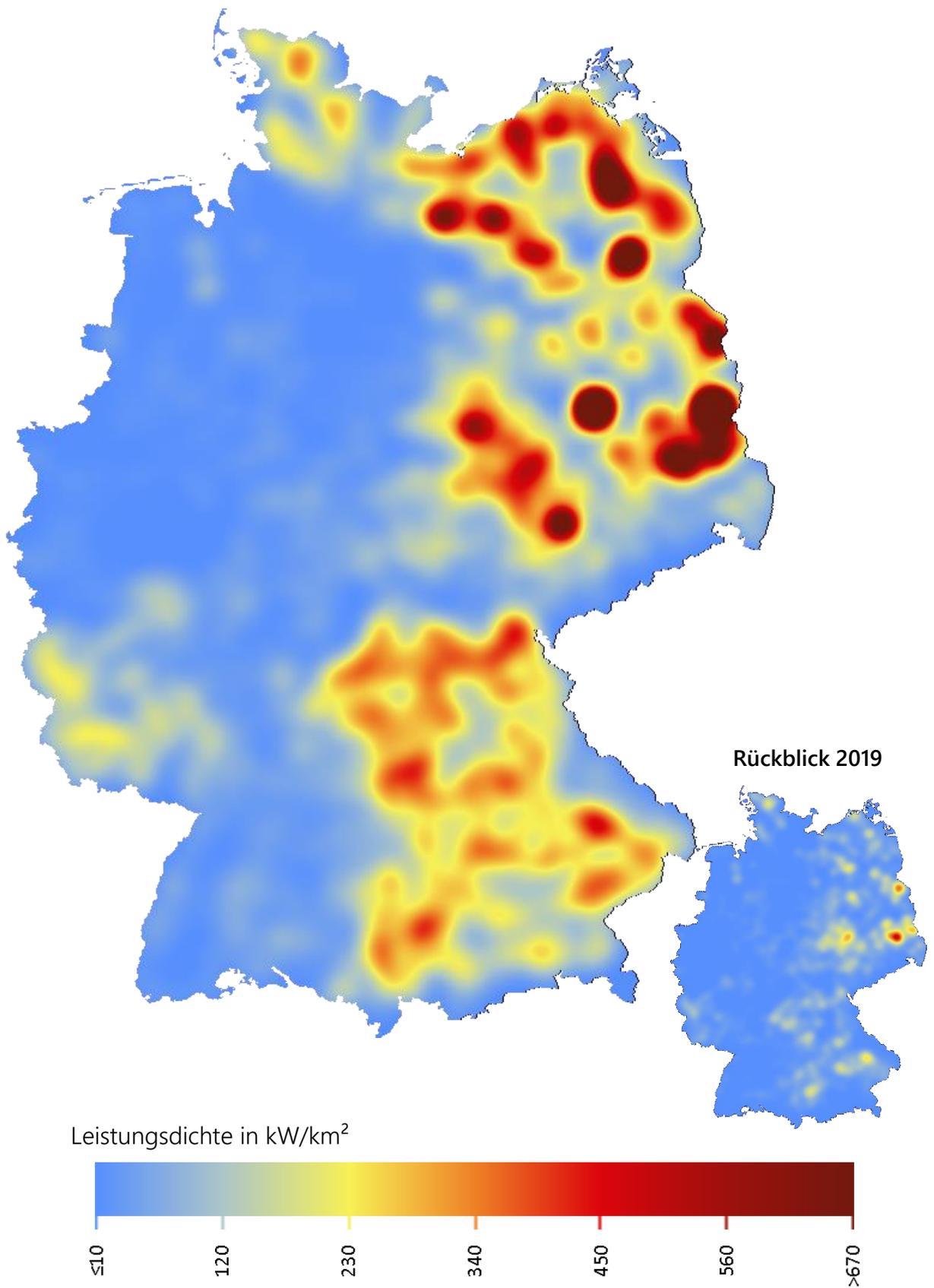


Abbildung 6-1: Freiflächen-PVA 2040: Installierte Leistung Szenario „B“

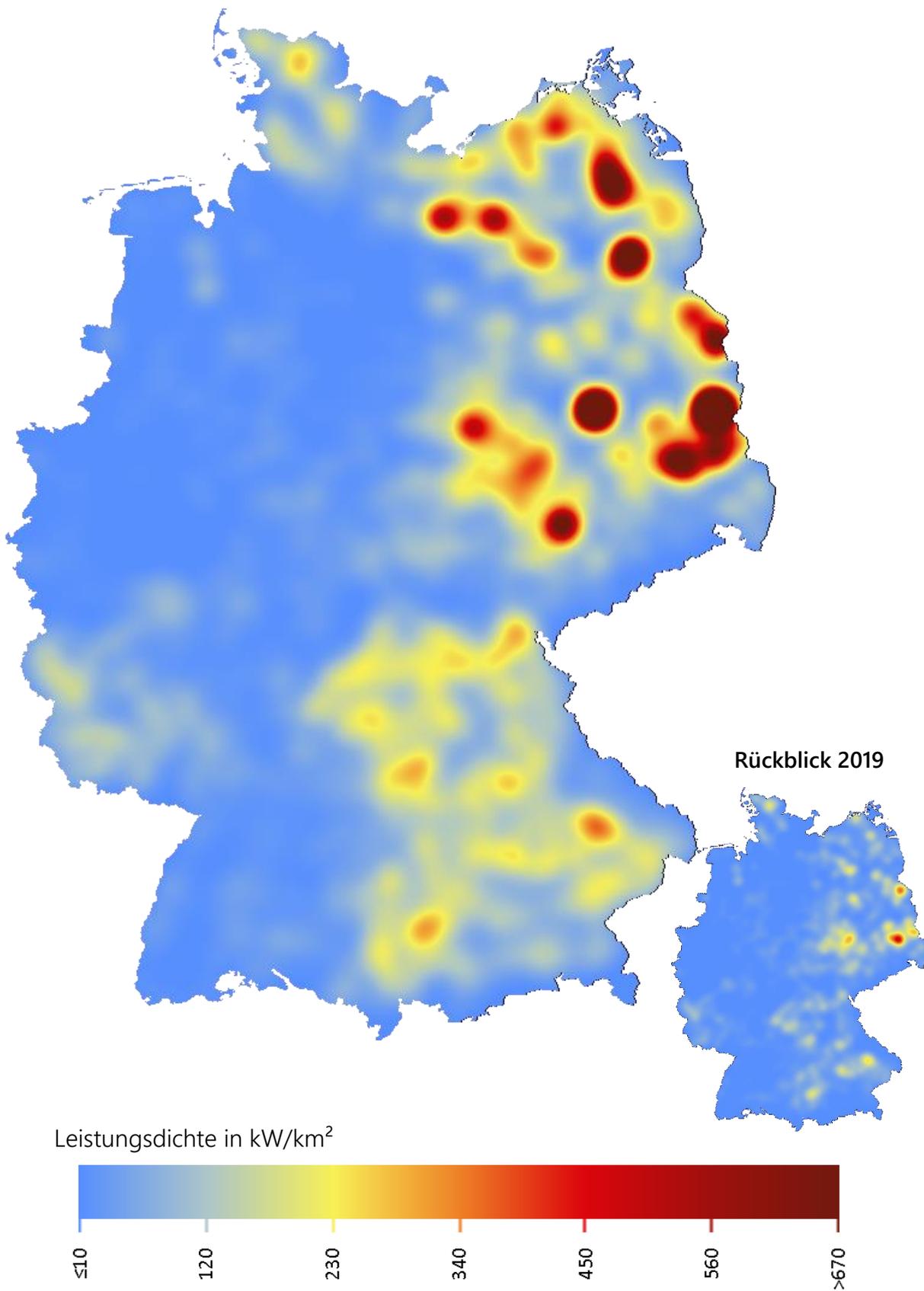


Abbildung 6-1: Freiflächen-PVA 2035: Installierte Leistung Szenario „C“

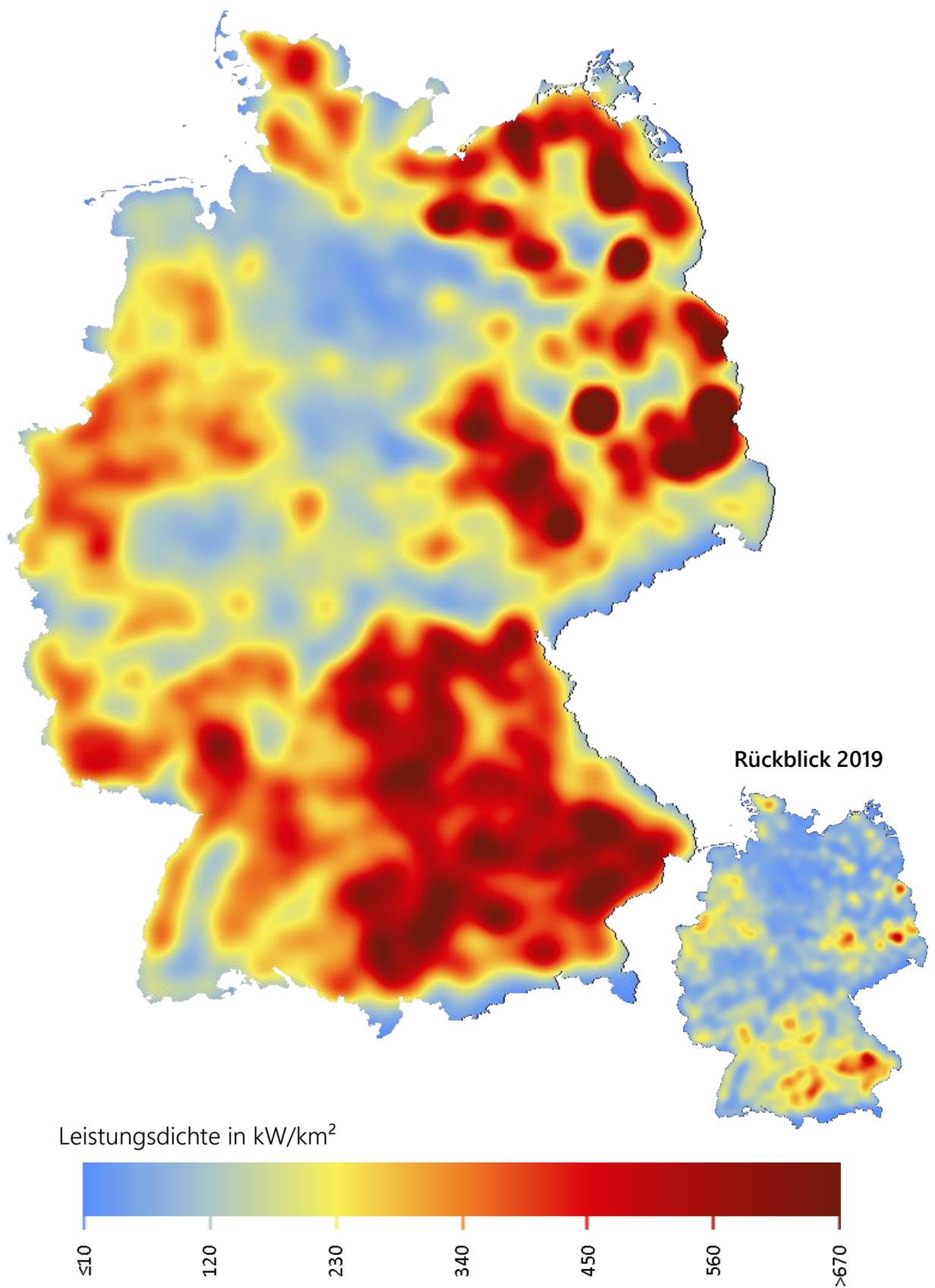


Abbildung 6-1: PVA gesamt 2035: Installierte Leistung Szenario „A“

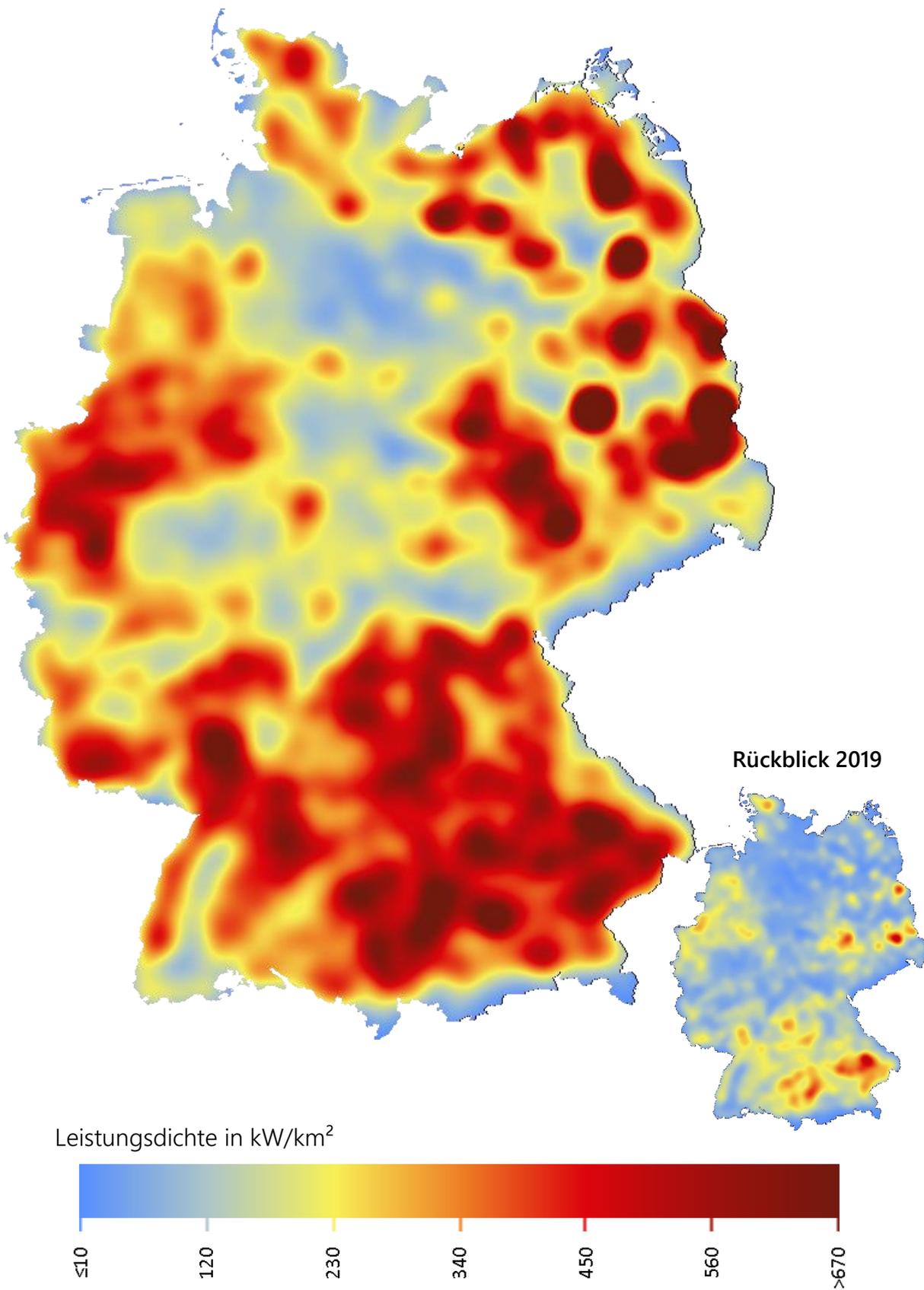


Abbildung 6-1: PVA gesamt 2035: Installierte Leistung Szenario „B“

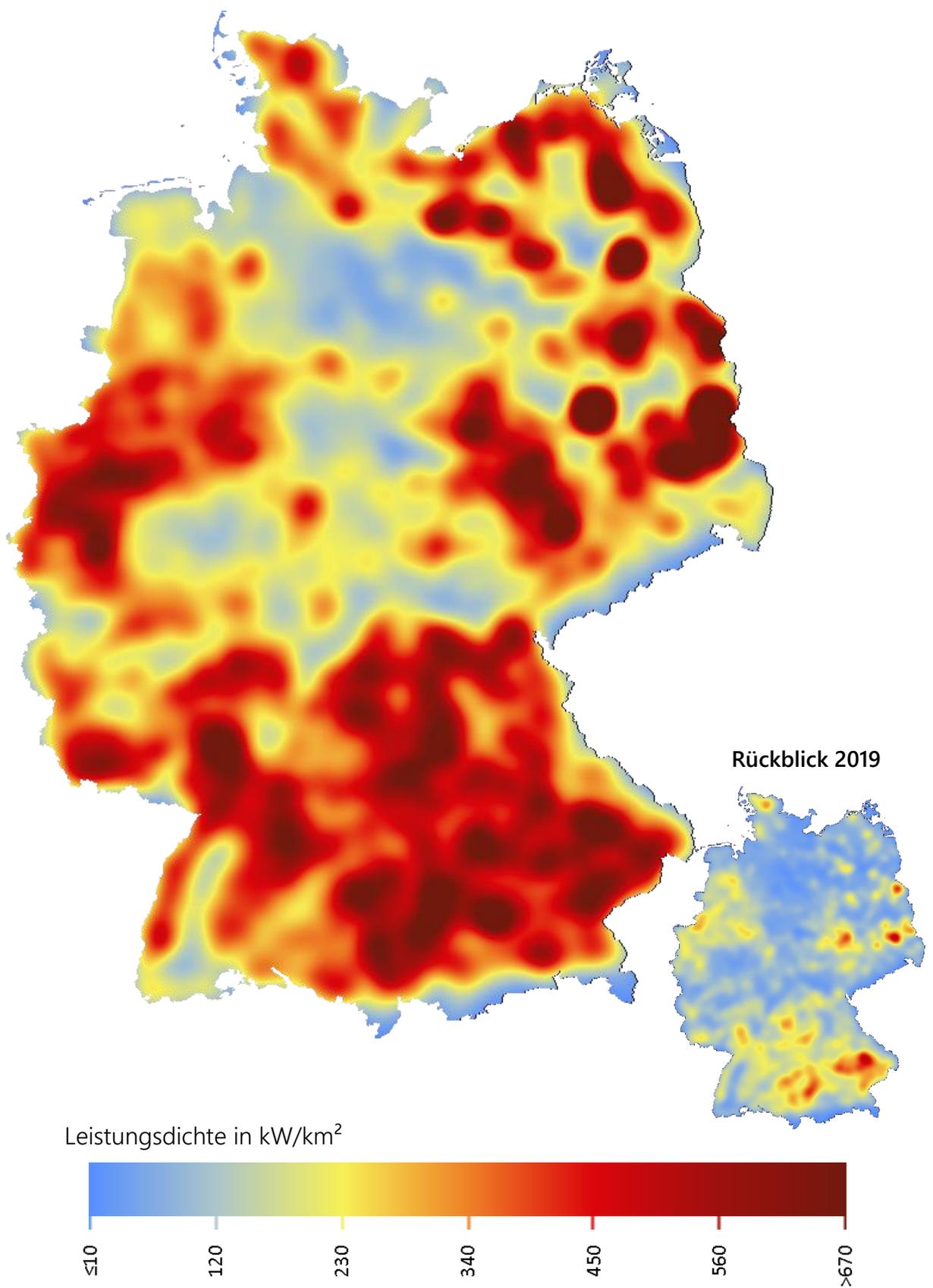


Abbildung 6-1: PVA gesamt 2040: Installierte Leistung Szenario „B“

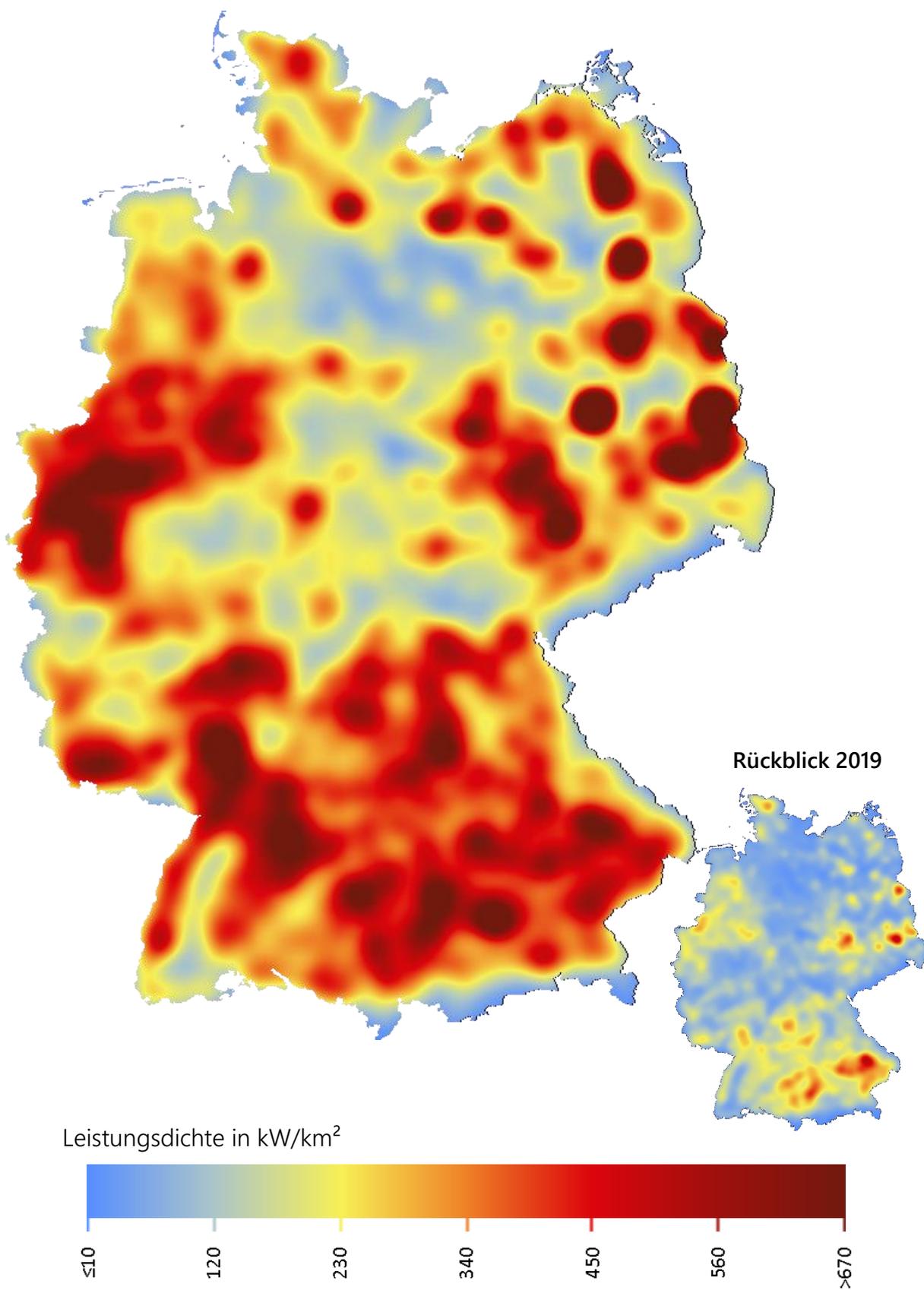


Abbildung 6-1: PVA gesamt 2035: Installierte Leistung Szenario „C“

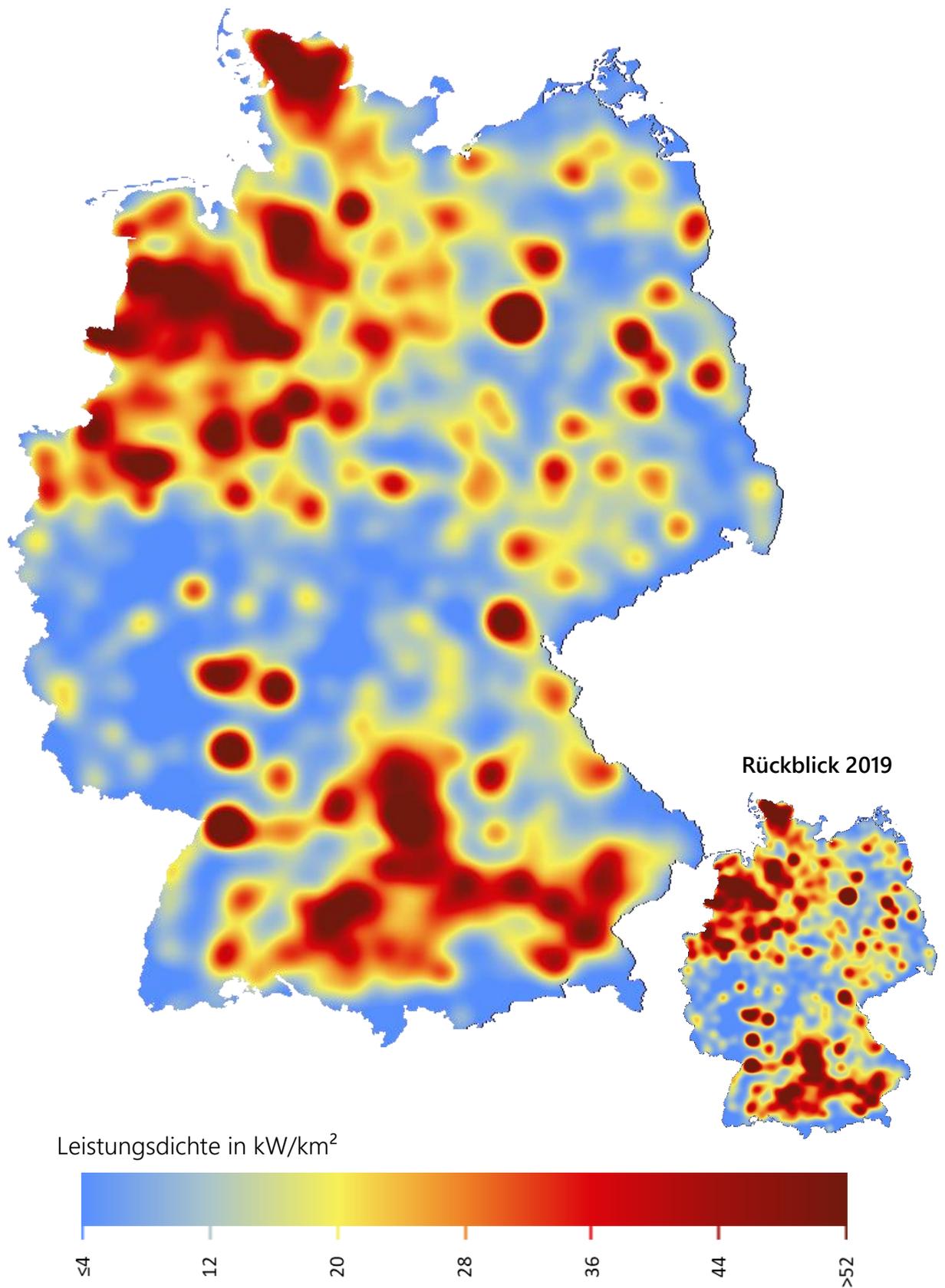


Abbildung 6-1: Biomasse 2035: Installierte Leistung Szenario „A“

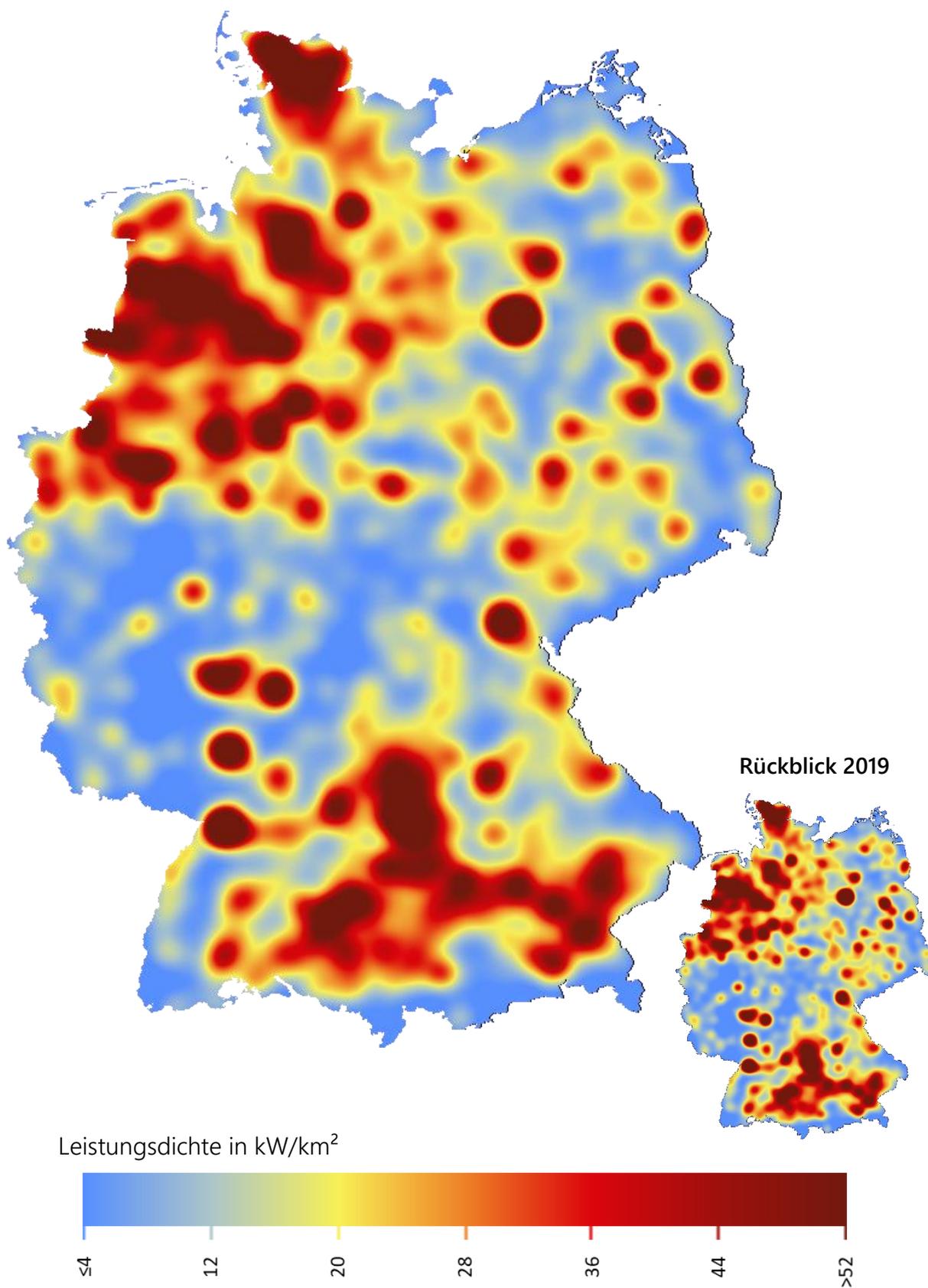


Abbildung 6-1: Biomasse 2035: Installierte Leistung Szenario „B“

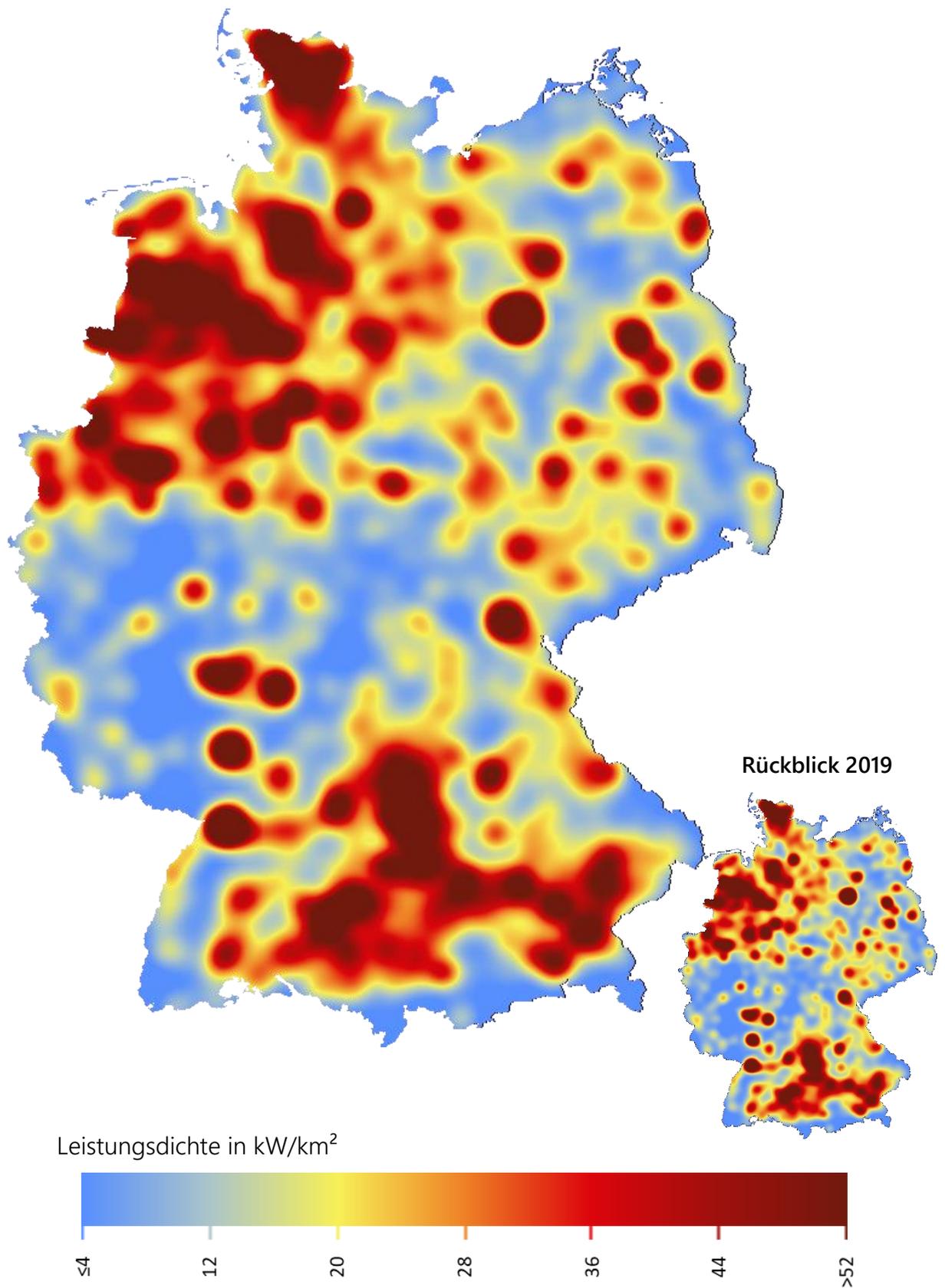


Abbildung 6-1: Biomasse 2040: Installierte Leistung Szenario „B“

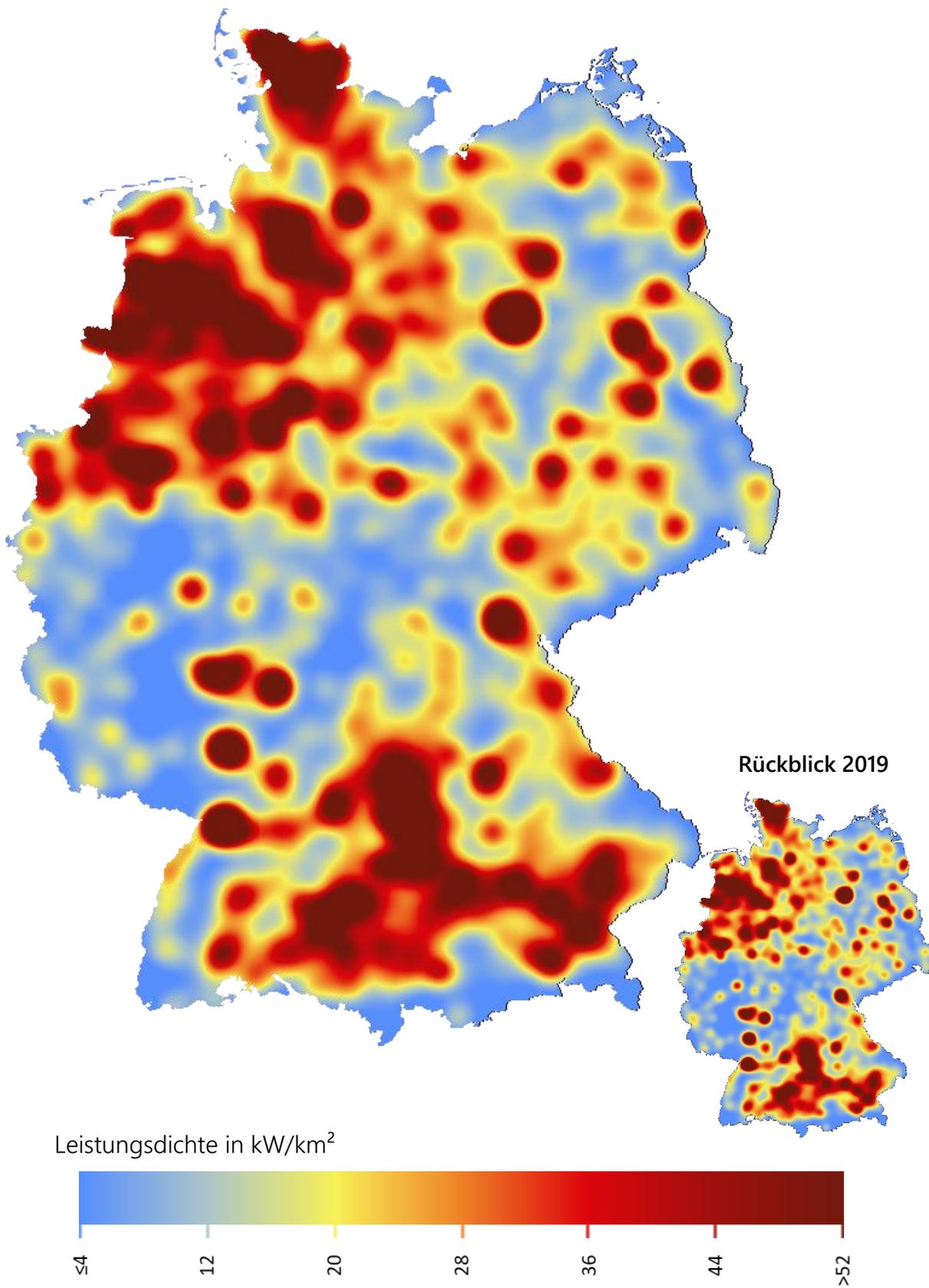


Abbildung 6-1: Biomasse 2035: Installierte Leistung Szenario „C“

7 Literatur

- BFG-01 13 Wasserschutzgebiete in Deutschland. Koblenz: Bundesanstalt für Gewässerkunde, 2013
- BFI-01 16 Langholz, Thies; Zimmermann, Dirk; Zaspel-Heispers, Brigitte: Potenziale für Erneuerbare Energien. Bonn: Bundesanstalt für Immobilienaufgaben, 2016
- BFN-01 13 Natura2000-Daten, Bundesamt für Naturschutz (BfN), 2013
- BFN-01 17 Natura 2000 - Biosphärenreservate - Nationalparke - Naturparke - Naturschutzgebiete - Landschaftsschutzgebiete - Ramsar. Bonn: Bundesamt für Naturschutz, 2017
- BKG-01 13 Digitales Landschaftsmodell 1:250000 (AAA-Modellierung). Leipzig: Bundesamt für Kartographie und Geodäsie - GeoDatenZentrum (BKG), 2013
- BMWI-14 13 Überblick zu den landesplanerischen Abstandsempfehlungen für die Regionalplanung zur Ausweisung von Windenergiegebieten. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2013
- BMWI-03 19 BMWi: Erneuerbare Energien. In: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html>. (Abruf am 2019-03-14); Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2019.
- BNETZA-06 19 Marktstammdatenregister - Öffentliche Einheitenübersicht. In: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht>. (Abruf am 2019-03-07); Bonn: Bundesnetzagentur, 2019.
- DWD-02 04 Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland, Mittlere Jahressummen, Zeitraum 1981-2000. Hamburg: Deutscher Wetterdienst (DWD), 2004
- DWD-02 12 Digitale Weibulldaten der Windgeschwindigkeit für gesamt Deutschland im 200-m-Raster. Offenbach: Deutscher Wetterdienst (DWD), 2012
- EEA-04 16 Erdbeobachtungsprogramm Copernicus: Pan-European - Reference Data. <http://land.copernicus.eu/pan-european/satellite-derived-products>. Kopenhagen: European Environment Agency (EEA), 2016
- FFE-04 12 Schmid, Tobias; Beer, Michael; Corradini, Roger: Energiemodell der Wohngebäude in: BWK Bd. 64 (2012) Nr. 1/2. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2012
- FFE-46 17 Konetschny, Claudia; Schmid, Tobias; Jetter, Fabian: Potenzielle Leistungsdichte und Stromerzeugung von Windparks: Anteil der regionalen Windstromerzeugung am Verbrauch für ein "2 % Szenario" in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 5 2017. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2017
- IWES-02 11 Bofinger, Stefan; Callies, Doron; Scheibe, Michael; Saint-Drenan, Yves-Marie; Rohrig, Kurt: Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land. Berlin: Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE), 2011
- JET-01 15 Jetter, Fabian: GIS-gestützte Analyse des Photovoltaik-Potenzials einer Großstadt anhand siedlungsgenetischer Merkmale. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Universität Augsburg, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: München, 2015.
- NIE-01 16 Niemöller, Susanne: Abstandsanalyse bestehender, genehmigter und geplanter Windenergieanlagen in Deutschland. Bachelorarbeit. Herausgegeben durch die Hochschule für angewandte Wissenschaft München. München, 2016.

- OSM-01 12 OpenStreetMap und Mitwirkende: OpenStreetMap (OSM) - Deutschland. Daten veröffentlicht unter ODbL. <http://www.openstreetmap.de/>, 2012
- OSM-03 15 OpenStreetMap (OSM) - Die freie Wiki-Weltkarte. Veröffentlicht unter der freien CC-BY-SA-Lizenz durch OpenStreetMap und Mitwirkende. <http://www.openstreetmap.org/>, 2015
- PVM-01 09 Photovoltaik-Potenzial von über 22 Gigawatt. In: <https://www.pv-magazine.de/2009/04/27/photovoltaik-potenzial-von-ber-22-gigawatt/>. Berlin: pv magazine group GmbH & Co. KG, 2009
- SCHM-01 18 Schmid, Tobias: Dynamische und kleinräumige Modellierung der aktuellen und zukünftigen Energienachfrage und Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Dissertation. Herausgegeben durch Technische Universität München, geprüft von Prof. Wagner, Ulrich und Prof. Kolbe, Thomas H.: München, 2018.
- UBA-04 13 Lütkehus, Insa; Salecker, Hanno; Adlunger, Kirsten: Potenzial der Windenergie an Land - Studie zur Ermittlung des bundesweiten Flächen- und Leistungspotenzials der Windenergienutzung an Land. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (UBA), 2013
- ÜNB-01 14 Netztransparenz.de - Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber in: <http://www.netztransparenz.de/de/index.htm>. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH, 2014
- WEBER-01 17 Weber, Alexander; Johannes, Rode: Imitationseffekte bei der Verbreitung von Photovoltaik-Anlagen in Deutschland. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 67. Jg. (2017) Heft 1/2. Essen: etv Energieverlag GmbH, 2017