



Stiftung
Klimaneutralität

Abschätzung der notwendigen Ausschreibungs- und Zubaukorridore für Photovoltaik (PV)

Berlin, 28. Januar 2021



Abschätzung der notwendigen Ausschreibungs- und Zubaukorridore für Photovoltaik (PV)

Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse

- Für das Jahresende 2030 wird ein Ziel von 150 GW¹ Photovoltaik angestrebt.
- Bis zum Jahresende 2022 wird eine installierte Leistung von gut 65 GW erwartet.
- Von 2023 an wird daher ein Nettozubau von 85 GW benötigt.
- Unter konservativen Annahmen zum Rückbau von Bestandsanlagen ergibt sich ein notwendiger durchschnittlicher Bruttozubau von 11 500 MW pro Jahr

Zielstellung, Annahmen und relevante Randbedingungen

- Zum Ende des Jahres 2030 soll eine installierte PV-Leistung von 150 GW erreicht worden sein.
- Der derzeitige rechtliche Rahmen (inkl. der im Entwurf des EEG 2021 enthaltenen Zubauinstrumente) wird bis 2022 fortgeschrieben.
- **Ziel der Abschätzung ist es, jahresscharf die ab einschl. 2023 zur Zielerreichung erforderlichen jährlichen Ausschreibungsmengen zu bestimmen.**
- Ab 2021 erlischt der Zahlungsanspruch einer wachsenden Zahl von PV-Anlagen (Ü20-Anlagen) entsprechend der Zubaudynamik ab 2000. Es ist zu prüfen wann und in welchem Umfang eine Außerbetriebnahme von Ü20-Anlagen zu erwarten ist. Der Bruttozubau von PV muss entsprechend erhöht werden, um den für die Zielerreichung erforderlichen Netto-Zubau zu erreichen.
- PV beinhaltet verschiedene Anlagentypen. Es müssen also Annahmen gemacht werden bezüglich der Verteilung des Zubaus über die verschiedenen Anlagentypen. Hierzu ist eine Kenntnis des Potentials der verschiedenen Anlagentypen erforderlich.
- Nicht alle Anlagen werden durch Ausschreibung bestimmt. Wie viel der Kapazitäten von welchem Anlagentyp nicht auf Grundlage von Ausschreibungen errichtet werden, muss ebenfalls entschieden werden.
- Zwischen ausgeschriebener und tatsächlich in Betrieb genommener PV-Kapazität besteht nicht unmittelbar ein 1:1-Zusammenhang. Zu prüfen ist, ob hinreichend Angebote in den Ausschreibungen zu erwarten ist, und welcher Anteil bezuschlagter Gebote tatsächlich fristgerecht in Betrieb geht.
- Die Abschätzung erfolgt daher in den folgenden Schritten
 1. Bestimmung der installierten Leistung bis Ende 2022
 2. Bestimmung der bis Ende 2022 in Ausschreibungen bezuschlagten PV-Mengen
 3. Jahresscharfe Abschätzung der außer Betrieb gehenden Ü20-Anlagen und Bestimmung des Brutto Zubauvolumens
 4. Zuordnung des Bruttoausbaus zu verschiedenen Anlagenklassen auf Basis von Potentialdaten und weiteren Kriterien (Akzeptanz, Effizienz, Netzintegration, Lieferkette)
 5. Annahmen zum Zubau außerhalb von Ausschreibungen
 6. Bestimmung des Korrekturfaktors für verzögerte, bezuschlagte Projekte
 7. Resultierende erforderliche Ausschreibungsmengen 2023-30

¹ Zur Vereinfachung wird im Dokument die Einheit Watt-Peak (W_p) als Watt (W) geschrieben. Die Angaben beziehen sich dabei immer auf Watt-Peak (W_p).



1. Bestimmung der installierten Leistung bis Ende 2022

PV-Kapazität bis Ende 2020

Ende 2019 betrug die installierte PV-Leistung rund 49 GW. Bis Ende Juli 2020 wurden ca. 2,8 GW zugebaut und vorläufige Daten gehen für 2020 von einem Gesamt-Zubau von knapp 5 GW aus. Damit ist für **Ende 2020** von einer installierten Leistung von rund **54 GW** auszugehen.

Zubau bis Ende 2022 durch Ausschreibungen

In den Jahren 2021/22 müssen **PV-Anlagen** in Betrieb gehen, die in den Jahren 2019-2020 ausgeschrieben wurden. In den **Ausschreibungen** für Solaranlagen in 2019/20 wurde eine Kapazität von **2862 MW** bezuschlagt.

In den Technologie-offenen **Ausschreibungen für Wind und Solar** wurden bisher nur PV-Projekte bezuschlagt. In den Ausschreibungen in 2019 und 2020 wurden **819 MW** bezuschlagt.

Die Ergebnisse der **Innovationsausschreibung** (Frist 1.9.2020²) wurden am 30.9.2020 bekannt gegeben. Das Volumen betrug 650 MW. Insgesamt wurden Anlagen mit einer Kapazität von 677 Megawatt bezuschlagt, davon 394 MW als Anlagenkombination (hiervon 27 PV und 1 Wind Erzeugung) und entsprechend 283 MW Einzelanlagen (alle PV). Aus bisher veröffentlichten Angaben ist die PV-Kapazität nicht exakt zu berechnen. Es scheint aber plausibel, von ca. **600 MW PV** auszugehen.

Insgesamt sind damit PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von rund **4280 MW bezuschlagt**, die bis Ende 2022 ans Netz gehen müssen, um ihren Zahlungsanspruch nicht zu verlieren.

Vereinfachend wir angenommen, dass 50% der 2019 bezuschlagten Anlagen bereits in den Zubauzahlen für 2020 enthalten sind. Dies entspricht rund 1 000 MW. Im Sinne einer Absicherung der Zielerreichung ist dies eine konservative Annahme. **Damit gehen für den Zubau in den Jahren 2021/22 insgesamt 3 300 MW aus Ausschreibungen in 2019/20 ein.**

Zubau bis Ende 2022 außerhalb von Ausschreibungen

Es ist außerordentlich schwierig den Zubau in den Marktsegmenten außerhalb von Ausschreibungen vorherzusagen. Die Abschätzung erfolgt innerhalb der folgenden Segmente: Dachanlagen bis 30 kW, Dachanlagen größer 30 kW bis 300 kW, Dachanlagen größer 300 kW und kleiner 750 kW, Freiflächenanlagen bis 750 kW, Freiflächenanlagen größer 750 kW:

- **Dachanlagen bis 30 kW:** Nach EEG 2021 sind Anlagen bis zu dieser Größe vollständig von der EEG-Umlage befreit (bisher war der Schwellenwert 10 kW). 2020 verzeichnete ein sehr starkes Wachstum in diesem Segment: bis Ende November waren in 2020 knapp 1 300 MW zugebaut, in 2019 waren es insgesamt nur gut 650 MW. Für **2021/22** wird ein Zubau von **jeweils 1 800 MW** angenommen, da

² Die Frist für die Errichtung der Anlagen beträgt 30 Monate. Es wird vereinfachend angenommen, dass alle Anlagen bis Ende 2022 ans Netz gehen. Dies ändert den erforderlichen Zubau ab 2023 nicht.



insbesondere die Größen über 10 kW bis 30 kW ab 2021 finanziell attraktiver geworden sind.

- **Dachanlagen größer 30 kW bis 300 kW:** In diesem Segment wurden bis Ende November 2020 ca. 750 MW zugebaut. Für **2021/22** werden **jeweils 1 000 MW** angenommen.
- **Dachanlagen größer 300 kW bis 750 kW:** Im EEG 2021 sind für Dachanlagen ab einer Größe von 750 kW Ausschreibungen verpflichtend. Allerdings erhalten Anlagen mit einer Größe von 300 kW bis 750 kW für maximal 50% der Erzeugung eine Einspeisvergütung. In vielen Fällen sind hohe Eigenverbräuche bei diesem Anlagentyp nicht darstellbar, so dass das Segment einen deutlichen Rückgang verzeichnen dürfte. Statt der knapp 920 MW, die in 2020 bis Ende November zugebaut wurden, wird für **2021/22** nur noch ein jährlicher Zubau von **jeweils 400 MW** veranschlagt.
- **Freiflächen bis 750 kW:** Dieses Segment bleibt weiterhin außerhalb der Ausschreibungen und hatte in 2020 bis Ende November einen Zubau von knapp 270 MW. Für **2021/22** werden jeweils **300 MW** angenommen.
- **Freiflächen größer 750 kW:** Dieses Segment entwickelt sich außerhalb der EEG-Ausschreibungen im Rahmen von langfristigen Abnahmeverträgen (Power Purchase Agreements, PPAs) derzeit sehr dynamisch. Bis Ende November 2020 gingen gut 100 MW solcher Anlagen in Betrieb. Für **2021/22** wird von jeweils **500 MW** ausgegangen.

Auf Basis dieser Einzelabschätzungen ergibt sich für **2021/22 in diesen Segmenten ein Gesamtzubau von 8 000 MW.**

Damit beträgt die erwartete installierte Leistung zum Ende 2022 ca. 65 300 MW.

2. Bestimmung der bis Ende 2022 bezuschlagten PV-Mengen

Gemäß EEG 2021 beträgt die auszuschreibende PV-Menge im ersten Segment (Freiflächen größer 750 kW):

- 2021: 1 850 MW, davon 1 600 MW als Sonderausschreibungen,
- 2022: 1 600 MW.

Von den oben genannten Ausschreibungsmengen werden u.a. „die Summe der installierten Leistung der Freiflächenanlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt worden ist und die im jeweils vorangegangenen Kalenderjahr an das Register als in Betrieb genommen gemeldet worden sind“ abgezogen. Von Januar bis November 2020 wurden in dieser Kategorie knapp 270 MW gemeldet. Es kann also davon ausgegangen werden, dass in 2021 nur 1 600 MW entsprechend der Sonderausschreibung ausgeschrieben werden. Nimmt man für 2021 einen Wert von 300 MW für das anzurechnende Segment an, so reduziert sich das Ausschreibungsvolumen auf 1 300 MW.

Im zweiten Segment (Dachanlagen) werden in 2021/22 jeweils 300 MW ausgeschrieben.

In den Innovationsausschreibungen sind für 2021 500 MW und in 2022 600 MW vorgesehen.

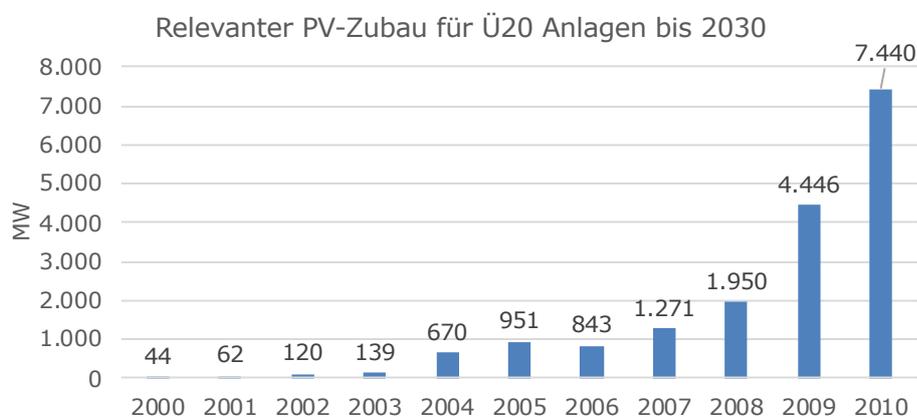


Es wird angenommen, dass 90% der PV-Leistung tatsächlich im Rahmen dieser Ausschreibungen auch realisiert werden. Für die Innovationsausschreibung wird angenommen, dass 450 MW (2021) und 500 MW (2022) als PV umgesetzt werden.

Dies bedeutet einen **Zubau von ca. 2,16 GW durch Ausschreibungen in 2021 und 1,94 GW durch Ausschreibungen in 2022**. Vereinfachend wird angenommen, dass diese Mengen erst ab 2023 installiert werden.

3. Jahresscharfe Abschätzung der außer Betrieb gehenden Ü20-Anlagen

Für die Abschätzung von Ü20-Anlagen bis 2030 ist der PV-Zubau von 2000-10 relevant (s. Abbildung).



Quelle: Bundesregierung, erneuerbare-energien.de

Ü20-PV-Anlagen erhalten gemäß EEG 2021 den Marktwert ihrer Erzeugung als anzulegenden Wert als Vergütung (bis 100 kW, ab dieser Schwelle gilt ohnehin verpflichtende Direktvermarktung). Es ist davon auszugehen, dass dies die Betriebskosten der PV-Dach-Anlagen deckt. Außerdem können Dachanlagen über Eigenverbrauch eine attraktive Nachnutzung erschließen. Im Falle von Freiflächenanlagen ist die Regelung zur Pacht relevant, was für einen Weiterbetrieb Herausforderungen bedeuten kann.

Die Gesamtleistung neuer Ü20-Anlagen bis einschl. Ende 2026 (Zubau bis einschl. 2003) ist unterhalb der Unsicherheiten dieser Abschätzung und wird nicht detailliert berücksichtigt. Da es sich dabei ausschließlich um Dachanlagen handelt wird davon ausgegangen, dass die Anlagen in Betrieb bleiben, bzw. ihr Ersatz implizit in der Prognose der Neuanlagen enthalten ist.

Auch ab 2007 blieb der Markt für PV-Anlagen von Dachanlagen dominiert; noch 2007 betrug der Anteil von Freiflächenanlagen nur rund 10% (Zubau von rund 116 MW) und stieg bis 2010 auf 20% (rund 1600 MW). Für die Abschätzung wird angenommen, dass in 2007/8 10% und in 2009/10 20% der Anlagen



Freiflächenanlagen waren und für die Zeit davor die Kapazitäten vernachlässigt werden können.

Im Sinne einer Absicherung der Zielerreichung wird angenommen, dass:

- 50 % der Dachanlagen ein Jahr weiter betrieben werden und 50% zwei Jahre
- Freiflächenanlagen nicht weiter betrieben werden

Daraus ergeben sich die folgenden Daten für Ersatzbedarf:

	2027	2028	2029	2030
Dachanlagen (MW)	0	570	1.450	2.900
Freiflächen (MW)	130	190	900	1.500
Gesamt (MW)	130	760	2.350	4.400

Bis einschließlich 2030 müssen also insgesamt rund **7 600 MW zusätzlich zugebaut werden**. Diese Zahlen basieren auf recht starken Annahmen bezüglich eines zeitnahen Marktaustritts ausgeförderter Anlagen, d.h. sie sind im Sinne einer Absicherung der Zielerreichung gewählt. Es ist aber sehr klar, dass nach 2030 der Ersatzbedarf in jedem Fall zusätzlich Druck auf den notwendigen Zubau machen wird.

Daraus ergibt sich insgesamt ein Brutto-Zubau-Volumen in den Jahren 2023 bis 2030 von wie folgt:

Installierte Leistung Ende 2020	54.000 MW
Zubau bis Ende 2022 (ohne Ausschreibungen 2021/22)	11.300 MW
<u>Gesamt</u>	<u>65.300 MW</u>
Ziel bis Ende 2030	150.000 MW
<u>Erforderlicher Nettozubau*</u>	<u>84.700 MW</u>
Abbau von Anlagen bis Ende 2030	7 600 MW
Erforderlicher Bruttozubau (auf volle GW gerundet)	92 000 MW
Durchschnittlicher Jahres Bruttozubau 2023-2030	11.500 MW

* 4,1 GW davon von Ausschreibungen 2021/22 abgedeckt



4. Zuordnung des Bruttoausbaus zu verschiedenen Anlagenklassen

Das langfristige, wirtschaftliche Potential wurde im Rahmen einer Literaturrecherche abgeschätzt (siehe separates Papier zu PV-Potentialen). Zusammenfassend ergeben sich die folgenden langfristigen Potentialdaten:

Anlagentyp	Kategorie	Potential [GW]	Kommentar
Freifläche gem. EEG 2017/2021 s. Anhang 1**	Autobahn- u. Schienen-Randstreifen	70-105	Erweiterung auf 200m gemäß EEG21 an, Annahme 4-6% der Fläche nutzbar
	Konversionsfläche	6-10	250 000 ha Gesamtfläche, ca. 15-25% raumverträglich und hiervon 20% ökonomisch nutzbar
	Ackerflächen und Grünland in benachteiligten Gebieten	90	1,5% der Ackerflächen und Grünland in benachteiligten Gebieten
	Versiegelte Flächen	2,5	Nutzbare Gesamtfläche 670 km ² , 5% als wirtschaftlich betrachtet.
Zusätzliche Freifläche	Agri-PV	130	Pauschal 1% der Landwirtschaftsfläche als Größenordnungseinschätzung
	Schwimmende PV	5-7,5	Zwei- bis Dreifache der geeigneten Flächen in ehem. Tagebauten bei 5% wirtschaftlicher Nutzbarkeit
Gebäude-integriert***	15 m ² -50m ² (2-6kW _p)	120	Zerlegung eines dt. Gesamtpotentials von 400 GW (Abschlag von 20% auf Potential gem. Eggers et al. 2020) gemäß Dachstruktur in Hessen
	50 m ² -100 m ² (6-13kW _p)	110	
	100 m ² -250 m ² (13-30kW _p)	80	
	250 m ² -500 m ² (30-60kW _p)	30	
	500 m ² -1000 m ² (60-125kW _p)	20	
	>1000 m ² (>125kW _p)	30	
Fassaden	320	Abschlag von 20% auf Potential gem. Eggers et al. 2020	
Gesamt	Freifläche	300-350	große ‚zusätzliche Reserve‘ durch landwirtschaftl. Fläche
	Dach	400	
	Fassade	320	

Insgesamt lassen die Flächenpotentiale eine Vielzahl möglicher Ausbaupfade zu. Welche Ausbau-Kombination anzustreben ist, hängt von einer Reihe von Faktoren ab. Hierzu zählen:

- Volkswirtschaftliche Effizienz: Unterschiedliche Anlagen haben verschiedene Stromgestehungskosten und Erzeugungsprofile. Größere Freiflächenanlagen (ggf. in Ost-West-Ausrichtung) sind hier wahrscheinlich am vorteilhaftesten.
- Öffentliche Partizipation und Akzeptanz: Dachanlagen auf Wohngebäuden genießen eine hohe Akzeptanz – insbesondere, wenn Anreizinstrumente sicherstellen, dass auch Mieterinnen und Mieter an den Erträgen von Dachanlagen angemessen beteiligt werden.
- Netzintegration: Verteilnetze zeigen regional teils große Unterschiede bezüglich der bestehenden Aufnahmekapazität für neue Anlagen im Bestandsnetz, den Kosten für Netzausbau zur Integration von Neuanlagen sowie ohnehin anfallende Ausbaubedarfe



im Rahmen der Integration von Elektromobilität und Elektrifizierung der Wärmeversorgung.

- Lieferkette und Arbeitskräfte: Unterschiedliche Anlagentypen haben verschieden starke Anforderungen an die Lieferkette und Spezialisierung von Personal. Zum Beispiel ist davon auszugehen, dass Aufständierungen für Agri-PV nicht sofort in großer Menge verfügbar sein werden oder dass es einige Zeit dauern wird, bis hinreichend viele Installateurinnen und Installateure für eine große Menge an PV-Dachanlagen zur Verfügung stehen.

Eine differenzierte Betrachtung dieser Einflussfaktoren geht über den Rahmen dieses Papiers hinaus. Allerdings ist festzustellen, dass die Faktoren Effizienz und Akzeptanz in gegenläufige Richtungen gehen (Effizienz favorisiert große Anlagen, Akzeptanz eher kleine) und die beiden Faktoren Integration und Lieferkette legen eine Diversifizierung nahe.

Aus diesem Grund wird für eine erste Abschätzung angenommen, dass 50% der Anlagen auf Dächern und 50% auf Freiflächen ausgebaut werden. Innerhalb der Dachanlagen werden 50% der Kapazität auf Wohngebäude (pauschal Dächer unterhalb von 250 m² Dachfläche, entspricht rund 30 kW_p) und 50% auf Nicht-Wohngebäuden (pauschal Dächer oberhalb von 250 m²) angenommen. Bei den Nicht-Wohngebäuden wird angenommen, dass wiederum 70% der installierten Kapazität von Anlagen kleiner also 300 kW_p stammen.

Im Bereich der Freiflächenanlagen erscheint insbesondere die Agri-PV vielversprechend, da sie den Zugriff auf das sehr große Potential landwirtschaftlicher Flächen bei gleichzeitiger Minimierung der Nutzungskonkurrenz erlaubt. Daher wird insgesamt 20% des Freiflächenausbaus bis 2030 über diesen Weg realisiert. 10% entfallen auf kleinere Anlagen unterhalb der auch im EEG 2021 enthaltenen Schwelle von 750 kW für Ausschreibungen.

Damit ergibt sich der folgende, mögliche Ausbaukorridor für den notwendigen Bruttozubau von 92 GW.

Anlagentyp	Anteil Bruttozubau	GW Bruttozubau
Wohngebäude (bis 30 kW _p)	25%	23
Kleine und mittlere Nicht-Wohngebäude (30-300 kW _p)	17,5%	16
Große Nicht-Wohngebäude (>300 kW _p)	7,5%	7
Freiflächen bis 750 kW (ohne Agri-PV)	5%	5
Freiflächen größer 750 kW (ohne Agri-PV)	35%	32
Freiflächen Agri-PV	10%	9

Vergleicht man diese Gewichtung der Anlagenkategorien mit den ermittelten Potentialen, so fällt auf, dass insbesondere im Segment der Nicht-Wohngebäude ein größerer Anteil (knapp 30%) des langfristigen Potentials gehoben werden müsste. Hier wäre daher nochmals eine genauere Prüfung des Potentials angezeigt (bisherige Zerlegung erfolgte



auf Basis der Daten für Hessen) bzw. eine Umschichtung des Zubaus in Richtung kleinerer Dachanlagen.

5. Annahmen zum Zubau außerhalb von Ausschreibungen

Bei einer Reihe von Anlagentypen ist mit Sicherheit davon auszugehen, dass sie außerhalb von Ausschreibungen errichtet werden. Dies gilt für alle Dachanlagen auf Wohngebäuden sowie kleineren und mittleren Dachanlagen auf Nicht-Wohngebäuden. Bei großen Anlagen auf Nicht-Wohngebäuden regelt das EEG 2021, dass Anlagen ab 750 kW an Ausschreibungen teilnehmen müssen. Diese Schwelle erstreckt sich aber faktisch auch auf Anlagen mit 300 kW, da ab dieser Größe nur noch maximal 50% der Erzeugung eine Einspeisevergütung erhält.

Bei Freiflächenanlagen kann davon ausgegangen werden, dass der Zubau von Agri-PV nur über dezidierte Ausschreibungen angereizt werden kann, da dieser Anlagentyp mit Mehrkosten gegenüber konventionellen Freiflächenanlagen verbunden ist. Bei allen anderen Freiflächenanlagen ist es möglich, dass der Zubau auch außerhalb von Ausschreibungen stattfinden könnte. Dies hängt im Wesentlichen davon ab, wie sich die Ausschreibungsvolumina im Verhältnis zur Projektentwicklungskapazität bzw. Flächenverfügbarkeit entwickeln und ob die Flächenkulisse für Anlagen außerhalb von Ausschreibungen vorteilhafter bleiben wird, wie dies im Moment der Fall ist.

Solange der Ausschreibungskorridor noch Projektentwicklungskapazitäten ungenutzt lässt und für Anlagen außerhalb von Ausschreibungen auf zusätzliche Flächen zurückgegriffen werden kann, ist mit einer dynamischen Entwicklung dieses Segments zu rechnen. Auch bei einer gleichberechtigten Flächenkulisse können PPA-basierte Projekte in nennenswertem Umfang umgesetzt werden, solange noch genug Flächen auch für Ausschreibungen zur Verfügung stehen.³

Allerdings gibt es eine Reihe von Fragen, die in dieser Hinsicht zu prüfen sind. Insbesondere ist fraglich, wie groß die langfristige Nachfrage nach PPA-basierten PV-Projekten ist. Insbesondere bei einem sehr hohen PV-Zubau in kommenden Jahren ist mit einem sinkenden Marktwert der Erzeugung zu rechnen, was einen PPA-basierten Zubau schnell zum Erliegen bringen kann, solange keine sehr günstigen Flexibilitätsoptionen zur Verfügung stehen.

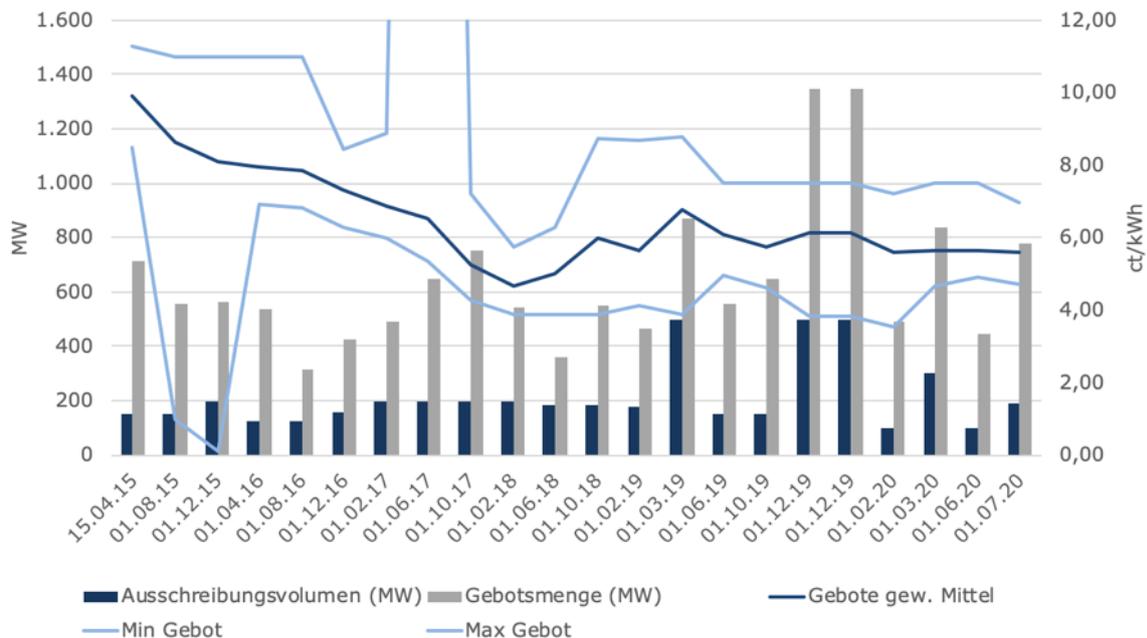
Zur Berücksichtigung von PPA-basierten Freiflächenanlagen wird davon ausgegangen, dass ihr Anteil am Segment der sonst per Ausschreibungen Zugebauten Anlagen von jährlich 1 GW in 2023 um je 250 MW pro Jahr zusätzlich auf 2750 MW Zubau in 2030 ansteigt. Dies ist eine vorläufige Annahme für diese Analyse. Eine Reihe von Politikinstrumenten kann diesen Anteil beeinflussen, insbesondere die Raumordnung sowie die zukünftige Ausgestaltung der Endkundenstrompreise.

6. Bestimmung des Korrekturfaktors für verzögerte Projekte

³ Es kann Gründe geben, die ein PPA-Projekt lohnenswerter für einen Projektentwickler machen als die Teilnahme an einer Ausschreibung. Allerdings ist insbesondere die Sicherheit eines langfristigen Abnahmevertrags mit staatlicher Garantie ein großer Anreiz an Ausschreibungen teilzunehmen. Nur bei einem starken Preisverfall in den Ausschreibungen könnten attraktivere Preise im PPA-Segment diesen Vorteil aufheben.



Die bisherige Erfahrung mit Ausschreibungen für Photovoltaik waren überwiegend positiv. Die Ausschreibungen waren historisch alle überzeichnet und haben – abgesehen von Ausnahmen durch Verzögerungen von sehr großen Einzelprojekten bei der Ausschreibung vom 1.10.2017 – sehr hohe Realisierungsquoten von typischerweise 90-100% (Monitoringbericht 2019 und BNetzA Daten zu Ausschreibungen).



Es wird daher davon ausgegangen, dass Ausschreibungen auch weiterhin überzeichnet sein werden und 90% der bezuschlagten Projekte auch innerhalb der Erstbezuschlagung umgesetzt werden.

7. Erforderliche Ausschreibungsmengen und Zubaumengen 2023-30

Die ermittelten Zubauvolumina werden für alle Anlagen, die nicht über Ausschreibungen vergütet werden, gleichmäßig auf die Jahre 2023-30 verteilt.

Die in 2021/22 bezuschlagten Kapazitäten werden entsprechend Schritt 2) und den Annahmen in Schritt 6) für die Jahre 2023/24 berücksichtigt.

Das verbleibende Zubauvolumen wird von 2023 bis 2029 ausgeschrieben und ab 2024 zugebaut. Für Ausschreibungen von Dachanlagen wird ab 2023 ein Volumen von gut 1100 MW angenommen.

Bei Agro-PV findet ein Hochlauf wie folgt statt: 2023 300 MW, 2024 600 MW, ab 2025 kanpp 2000 MW. Für reguläre Freiflächenanlagen wird kein Hochlauf angenommen, allerdings werden mehr und mehr Anlagen außerhalb von Ausschreibungen auf PPA-Basis ausgebaut.



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Wohngebäude gesetzlich	2.800	2.800	2.800	2.800	2.800	2.800	2.800	2.800
Nicht-Wohn gesetzlich	1.900	1.900	1.900	1.900	1.900	1.900	1.900	1.900
Nicht-Wohn Ausschreibung	500	700	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Freiflächen gesetzlich	600	600	600	600	600	600	600	600
Freiflächen Ausschreibung	2.900	2.100	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400
Freiflächen PPA	1.000	1.300	1.500	1.800	2.000	2.300	2.500	2.800
Agri-PV Ausschreibungen	-	100	400	1.200	1.800	1.800	1.800	1.800
Brutto Jahreszubau	9.700	9.500	10.600	11.700	12.500	12.800	13.000	13.300
Abbau Dach	-	-	-	-	-	-570	-1.450	-2.900
Abbau Frei	-	-	-	-	-130	-190	-900	-1.500
Netto Jahreszubau	9.700	9.500	10.600	11.700	12.370	12.040	10.650	8.900
Installierte Leistung zum Jahresende	75.000	84.000	95.000	106.000	119.000	131.000	141.000	150.000

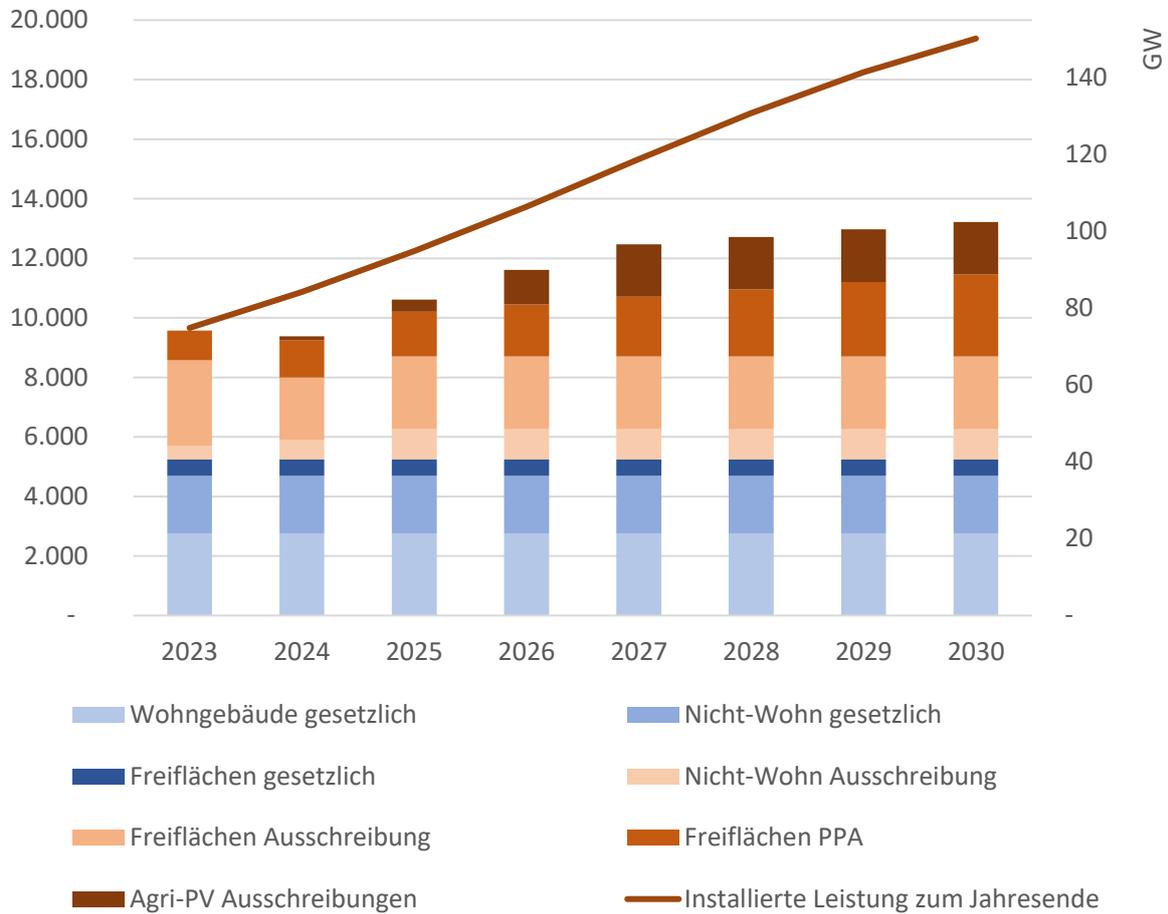
Anlagenzubau gerundet auf 100 MW, Gesamtzubau gerundet auf GW.

Für die notwendigen Ausschreibungen ergibt sich:

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Dach	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100
Freiflächen allg.	2.700	2.700	2.700	2.700	2.700	2.700	2.700
Agri-PV Ausschreibungen	300	600	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
Gesamt MW Ausschreibung	4.100	4.400	5.800	5.800	5.800	5.800	5.800



Bruttouzubau PV nach Anlagenklasse (MW, linke Achse) und installierte Gesamtleistung (GW, rechte Achse) zum Jahresende, 2023-30





Jährliche Ausschreibungsvolumina PV nach
Anlagenklasse (MW), 2021-27

