

CHANCEN EINER VERDREIFACHUNG DES PV-KLEINANLAGENANTEILS AM STROMMIX BIS 2030

KLIMASCHUTZPOTENZIAL UND NOTWENDIGE MAßNAHMEN

Berlin, 24.07.2020

EWS Elektrizitätswerke Schönau eG

Michael Claußner, Matthis Brinkhaus,
Christopher Troost

INHALTSVERZEICHNIS

Executive Summary.....	1
1. Einleitung.....	3
2. Wie hoch ist das Potenzial von PV-Kleinanlagen in Deutschland?.....	5
2.1. Definition verschiedener Potenziale und Studienansatz.....	5
2.2. Studienlage zum technischen Potenzial.....	7
2.2.1. Datengrundlage und methodische Ansätze.....	8
2.2.2. Vergleich technischer Annahmen und Restriktionen.....	9
2.3. Studienlage zum wirtschaftlich-praktischen Potenzial.....	11
2.4. Exkurs: Studienlage zum Thema Netzrestriktionen.....	14
2.5. Ableitung eines technisch-praktischen Potenzials für PV-Kleinanlagen.....	17
3. Klimaschutzbeitrag einer Ausschöpfung des PV-Kleinanlagenpotenzials bis 2030.....	21
3.1. Annahmen für die Modellierung des Klimaschutzbeitrags.....	21
3.1.1. Base-Szenario: Annahmen zum Strommarkt im Jahr 2030.....	21
3.1.2. PV-Szenario: Abweichende Annahmen.....	24
3.2. Ergebnisse.....	26
3.2.1. Auswirkungen auf den Strommarkt: Ökostromlücke abgewendet, Importabhängigkeit reduziert.....	26
3.2.2. Zusätzliche Einsparung energiewirtschaftlicher CO ₂ -Emissionen in 2030.....	27
4. Maßnahmen zur Erreichung des Klimaschutzbeitrags.....	30
4.1. Planungssicherheit für die gesamte PV-Wertschöpfungskette gewährleisten.....	30
4.2. Marktintegration der PV vorantreiben.....	31
4.2.1. Förderfreien Zubau von Großanlagen erleichtern.....	31
4.2.2. Fördermittel verstärkt zur Vernetzung von Kleinstanlagen nutzen.....	33
4.2.3. Klimaschutzpotenzial von Altanlagen heben: Weiterbetrieb durch Marktintegration.....	35
4.3. Anwendungsfälle für PV-Kleinanlagen erweitern.....	38

4.3.1. PV-Pflicht für Neubauten und Integration in den atmenden Deckel.....	38
4.3.2. Mieterstrommodell vereinfachen und ausbauen.....	40
4.3.3. Energy-Sharing-Modelle ermöglichen.....	43
5. Literaturverzeichnis	45
6. Anhang	50
Kurzportrait Energy Brainpool.....	52

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Deutscher Bruttostromerzeugungsmix in 2019 und 2030	2
Abbildung 2: Der deutsche Emissionsreduktionspfad gemäß Klimaschutzplan in (UBA, 2020)	3
Abbildung 3: Installierte PV-Leistung in GW in 2018, je Bundesland nach (Statista, 2020); Stadtstaaten in <i>kursiv</i>	4
Abbildung 4: Unterscheidung der Ausbau-Potenziale im Kontext dieser Studie	5
Abbildung 5: Ableitung des technisch-praktischen Potenzials	20
Abbildung 6: Annahme zur Entwicklung der Stromnachfrage bis 2030 und resultierende Ökostromlücke.....	23
Abbildung 7: Zur Potenzialausschöpfung erforderlicher PV-Zubaupfad bis 2030 in Deutschland	25
Abbildung 8: Installierte PV-Leistung und Verhältnis von Dach- zu Freiflächennutzung im Base- und PV-Szenario im Vergleich zu heute ¹²	25
Abbildung 9: Emissionsreduktion in Deutschland (*Quelle: Online-Portal des UBA).....	28
Abbildung 10: Emissionsreduktion in EU-27 inkl. UK, Norwegen und Schweiz (*Quelle: Online- Portal der European Environment Agency)	29
Abbildung 11: Prognostizierte Stromgestehungskostenentwicklung (nach F-ISE, 2018), die (modellierten) Vermarktungserlöse für PV sowie der zugrunde liegende CO ₂ -Preisverlauf* im PV- Szenario	32
Abbildung 12: Funktionsschema Power2Sim	51

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Vergleichende Übersicht zu Annahmen und Potenzialen.....	8
Tabelle 2: Anlagengröße und Umsetzungspotenzial im GHD-Bereich nach Quaschnig, 2019 ...	13
Tabelle 3: Beschränkung des PV-Potenzials durch das Verteilnetz nach Lödl, 2010	16
Tabelle 4: Technisch nutzbares Globalstrahlungspotenzial auf Dachflächen in Deutschland nach Quaschnig (2000) für den Gebäudebestand 1994 sowie hochskaliert auf 2018	18
Tabelle 5: Annahmen zu Commodity-Preisen in 2030.....	23

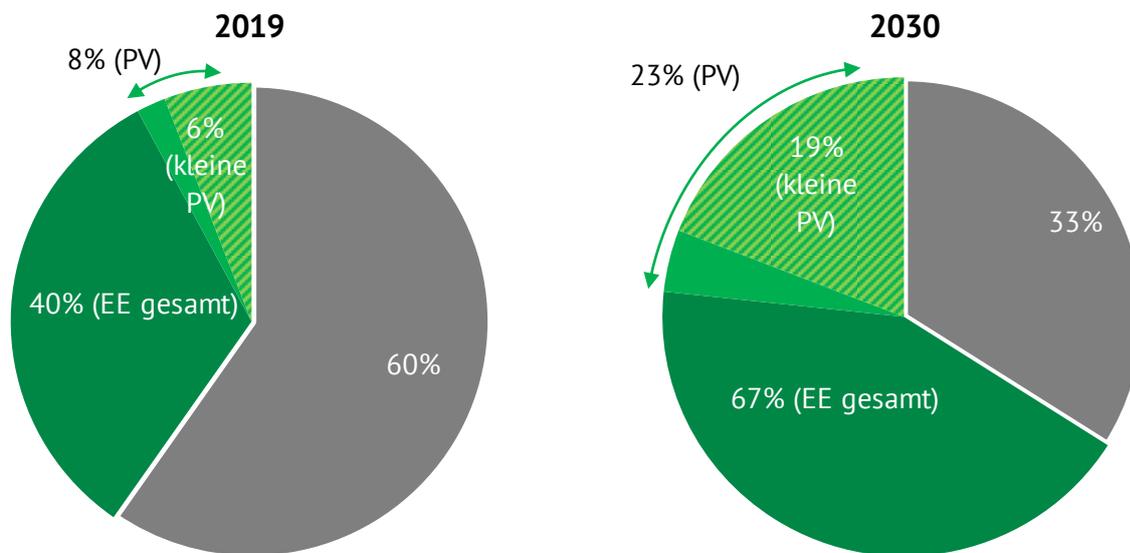
EXECUTIVE SUMMARY

Möchte Deutschland seinen Beitrag zur Erreichung der Ziele des Pariser Klimaabkommens leisten, muss es bis spätestens 2050 klimaneutral werden. Auf dem Weg dorthin gilt es, die Etappenziele des nationalen Klimaschutzplans zu erreichen. Für die Energiewirtschaft bedeutet das: Erneuerbare Energien (EE) sollen bis 2030 auf einen Anteil von 65 Prozent am Bruttostromverbrauch ausgebaut werden, damit die jährlichen Treibhausgasemissionen des Sektors auf 175 bis 183 Mt CO₂-Äquivalente sinken.

Mangelnde politische Entschlossenheit, Genehmigungsstau und projektbezogene Akzeptanzprobleme verzögern den EE-Zubau jedoch erheblich und gefährden die Erreichung der Ziele für 2030. Ein ambitionierter Zubau gebäudeintegrierter Photovoltaik(PV)-Kleinanlagen kann hier Teil der Lösung sein: So könnten die Bürger wieder stärker an der Energiewende partizipieren, der Ausbau von EE-Kapazitäten wäre mit weniger zusätzlichem Flächenverbrauch möglich. Insbesondere Deutschlands Städte könnten einen essenziellen Beitrag zur Energiewende leisten, die dadurch zudem verbrauchsnahe ausgestaltet würde. Diese Studie im Auftrag der EWS Elektrizitätswerke Schönau eG steckt das Potenzial für PV-Kleinanlagen in Deutschland ab und untersucht die Auswirkungen einer Potenzialausschöpfung bis 2030 auf die Klimaziele.

Die zentralen Ergebnisse:

- Bis 2030 ist ein Ausbau von **PV-Kleinanlagen** auf bis zu **140 GW** möglich.
- Dadurch wird die **drohende Ökostromlücke abgewendet**, der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch liegt in 2030 mit **67 Prozent** über dem Ziel.
- Der **Anteil der PV-Kleinanlagen** am deutschen Strommix **verdreifacht** sich (s. Abbildung 1).
- Eine **ambitionierte CO₂-Bepreisung** von 79 EUR/t in 2030 senkt die jährlichen Treibhausgasemissionen der Energiewirtschaft auf 157 Mt im Jahr 2030. Das **Reduktionsziel** der deutschen Energiewirtschaft wird damit **deutlich übertroffen**, diese vorgezogene Emissionsminderung ist ein besonders wertvoller Beitrag zum Klimaschutz.
- Die **Ausschöpfung des PV-Kleinanlagenpotenzials ermöglicht eine zusätzliche Einsparung von 33 Mt**, davon 14,5 Mt in Deutschland und 18,5 Mt im europäischen Ausland (durch Verdrängung von Graustromimporten). Verbliebe der CO₂-Preis auf dem heutigen Niveau (25 bis 30 EUR/t), würde sich die Emissionsreduktion durch PV schätzungsweise um den Faktor 1,5 oder mehr erhöhen.



- Graustromanteil
- Anteil EE gesamt
- Anteil PV
- Anteil PV-Kleinanlagen (geschätzt)*

Abbildung 1: Deutscher Bruttostromerzeugungsmix in 2019 und 2030¹

* in etwa 75% Dachanlagenanteil an der gesamten PV-Erzeugung, vgl. (Öko-Institut, Prognos, 2018)

Die Ausschöpfung des PV-Kleinanlagenpotenzials erfordert einen ambitionierten PV-Zubaupfad, der von den heutigen 4 GW/a in 2019 auf 12 GW/a ab 2024 bzw. 14 GW/a ab 2027 ansteigt.

Um einen derart ambitionierten Zubaupfad realisieren zu können, müssen einige regulatorische Rahmenbedingungen angepasst werden. **Das Maßnahmenpaket beruht auf 3 Säulen:**

Planungssicherheit schaffen	Marktintegration der PV vorantreiben	Mehr Anwendungsfälle für PV-Kleinanlagen
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ausbaupfad frühzeitig gesetzlich verankern ▪ Wertschöpfungskette stärken 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Förderfreien Zubau von Großanlagen erleichtern ▪ Fördermittel verstärkt zur Vernetzung von Kleinstanlagen nutzen ▪ Marktintegrierende Weiterbetriebsoptionen für Altanlagen schaffen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ PV-Pflicht für Neubauten und Integration in den atmenden Deckel ▪ Mieterstrommodell vereinfachen und ausbauen ▪ Energy-Sharing ermöglichen

¹ Für die Werte für 2019, vgl. (AG Energiebilanzen, 2020). Die Werte für 2030 entsprechen Ergebnissen der Szenariomodellierung von Energy Brainpool, bei voller Ausschöpfung des PV-Kleinanlagenpotenzials.

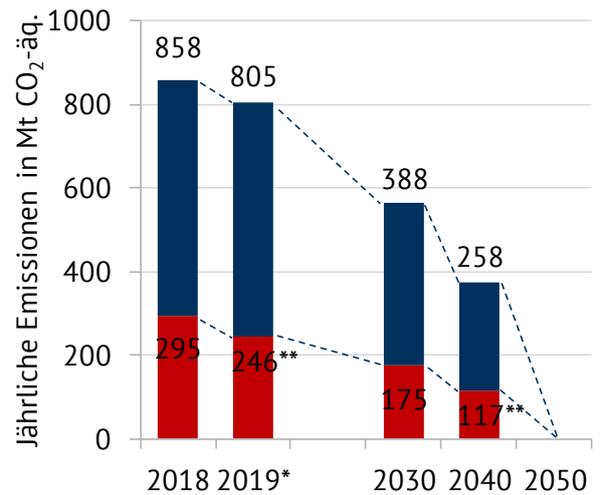
1. EINLEITUNG

Die Erreichung des Ziels des Pariser Klimaabkommens, die globale Erwärmung auf möglichst 1,5°C und höchstens 2° C zu begrenzen, erfordert eine rapide Umstellung unserer Volkswirtschaften hin zur Klimaneutralität. Sowohl das Pariser Abkommen als auch der Green New Deal der EU sehen vor, dass diese Transformation bis spätestens 2050 vollzogen wird.

Dem Energiesektor in Form der öffentlichen Strom- und Wärmeversorgung wird hierfür eine

Schlüsselfunktion eingeräumt. In Deutschland ist dieser Sektor alleine für rund ein Drittel der jährlichen Treibhausgasemissionen verantwortlich (vgl. Abbildung 2). Bezieht man die energiebedingten Emissionen anderer Sektoren (z. B. Verkehr, Industrie) mit ein, sind es sogar rund 85 Prozent der deutschen Gesamtemissionen (UBA, 2020). Die Defossilisierung der Energiewirtschaft kommt in der Folge auch anderen Wirtschaftsbereichen zu Gute. Eine zunehmende Elektrifizierung und Sektorenkopplung verstärken diesen Effekt in der Zukunft. Entsprechend sieht der deutsche Klimaschutzplan für die Energiewirtschaft bis 2030 eine Reduktion der Jahresemissionen auf möglichst 175 Mt CO₂-Äquivalente vor (vgl. Abbildung 2).² Um dies zu erreichen, soll unter anderem der Anteil erneuerbarer Energien (EE) am Bruttostromverbrauch auf 65 Prozent ansteigen.

Diese Ziele können jedoch nur erreicht werden, wenn genügend EE-Anlagen zugebaut werden. Ansonsten würde es an Ökostrom fehlen („Ökostromlücke“), um insbesondere CO₂-intensiven Kohlestrom vom Markt zu verdrängen. Aktuell wird der Ausbau insbesondere größerer EE-Projekte mangels politischer Entschlossenheit, Genehmigungsstau und projektbezogener Akzeptanzprobleme jedoch erheblich verzögert. Die Flächeninanspruchnahme, Bedenken hinsichtlich Natur- und Landschaftsschutz sowie mangelnde Teilhabemöglichkeiten sind einige der Gründe, die beispielsweise bei Anrainern für Vorbehalte sorgen können. Da der Zubau großer Wind- und



■ Deutschland gesamt ■ Anteil Energiesektor

Abbildung 2: Der deutsche Emissionsreduktionspfad gemäß Klimaschutzplan in (UBA, 2020)

*) vorläufige Schätzwerte des UBA für 2019

***) kein offizieller Zielwert; Wert ergibt sich aus der Fortschreibung des Energiesektoranteils für 2030

² Offizieller Zielkorridor: 175 bis 183 Mt

Solarparks für die Energiewende essenziell ist, werden inzwischen zusätzliche Maßnahmen diskutiert (z.B. stärkere finanzielle Beteiligung von Kommunen und Bürgern am Betrieb von Windenergieanlagen), um die Situation zu verbessern. Es bleibt jedoch unklar, ob die Ziele für 2030 alleine durch diese Maßnahmen sicher erreicht werden können.

Um die Akzeptanz in der Bevölkerung langfristig zu steigern und gleichzeitig den notwendigen Zubau sicherzustellen, sollten deshalb zusätzlich die Rahmenbedingungen für den Zubau ge-

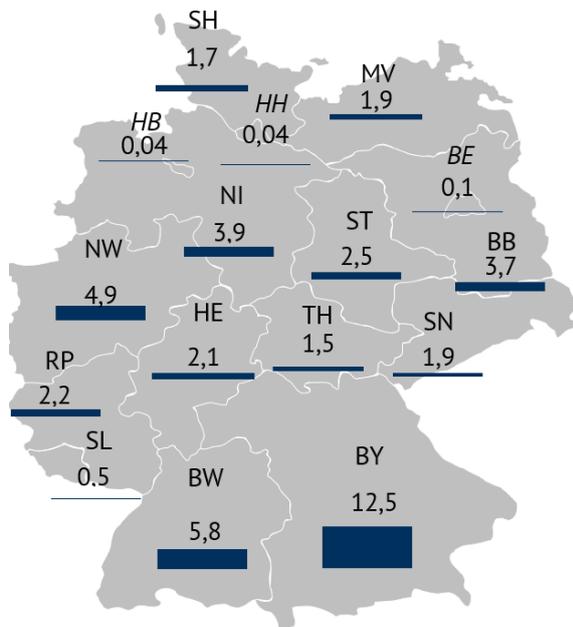


Abbildung 3: Installierte PV-Leistung in GW in 2018, je Bundesland nach (Statista, 2020); Stadtstaaten in *kursiv*

bäudeintegrierter Photovoltaik(PV)-Kleinanlagen verbessert werden. Derlei Anlagen befänden sich nicht nur weitestgehend in Bürgerhand, sondern ermöglichen den Ausbau des EE-Kraftwerksparks ohne zusätzlichen Naturflächenverbrauch.

Schon heute leisten tausende PV-Kleinanlagen einen signifikanten Beitrag zur Defossilisierung des Stromsystems. Mit rund 36 TWh stellten diese Anlagen in 2019 rund 6 Prozent der deutschen Stromproduktion bereit (vgl. Abbildung 1). Damit konnten 12 Mio. deutsche Haushalte mit Strom versorgt werden.³ Abbildung 3 verdeut-

licht jedoch: Bisher fand der PV-Ausbau in Deutschland vorwiegend in ländlichen Regionen

statt, die installierte Leistung insbesondere in den Stadtstaaten bleibt weit dahinter zurück. Dabei bieten vor allem Gebäude in den urbanen Verbrauchszentren ein hohes Potenzial für eine CO₂-freie Stromversorgung vor Ort. Dieser logische nächste Schritt der Bürgerenergie- wende muss nun gegangen und das PV-Kleinanlagenpotenzial in Deutschland ausgeschöpft werden, um die Erreichung der Ziele für 2030 und darüber hinaus sicherzustellen.

Dabei kommen einige Fragen auf: Wie viele PV-Kleinanlagen können in Deutschland bis 2030 realistischer Weise zugebaut werden? Welche Auswirkungen hat ein verstärkter Zubau von PV-Kleinanlagen auf das CO₂-Sektorziel und das Ökostromziel? Was müssen wir tun, um das Zubaupotenzial auch heben zu können?

Diesen Fragen wird in dieser Studie nachgegangen. Durch eine Metastudie wird zunächst ein realistisches PV-Kleinanlagenpotenzial ermittelt. Anschließend werden die Auswirkungen einer Ausschöpfung dieses Potenzials bis 2030 mithilfe einer Szenariomodellierung untersucht.

³ Unter Annahme eines durchschnittlichen Jahresstromverbrauchs von 3.000 kWh pro Haushalt

2. WIE HOCH IST DAS POTENZIAL VON PV-KLEINANLAGEN IN DEUTSCHLAND?

Um das Potenzial der installierbaren Leistung von Photovoltaik(PV)-Kleinanlagen zu ermitteln, wird in dieser Studie eine Meta-Analyse von vorhandenen Studien zum PV-Potenzial für Deutschland durchgeführt. Der Fokus liegt dabei auf gebäudeintegrierten PV-Anlagen. Für diese Studie werden Kleinanlagen als Anlagen mit höchstens 100 kW installierter Leistung definiert⁴. Im Gegensatz zu Aufdach- und Fassadenanlagen wird für künftig errichtete Freiflächenanlagen vereinfachend davon ausgegangen, dass diese nicht in das Kleinanlagensegment fallen. Jedoch dürften auch auf manchen Dächern künftig Anlagen größer als 100 kW installiert werden. Dieser Umstand wird in Kapitel 2.5 mittels pauschaler Abschläge für entsprechende Dächer berücksichtigt.

2.1. DEFINITION VERSCHIEDENER POTENZIALE UND STUDIENANSATZ

Zum besseren Verständnis, wie in dieser Studie das PV-Kleinanlagenpotenzial ermittelt wurde, erfolgt zunächst eine Erläuterung der einzelnen Arten von PV-Potenzialen. Die Abbildung 4 zeigt auf, wie üblicherweise das theoretische Potenzial von einem technischen Potenzial sowie dem praktisch umsetzbaren Potenzial unterschieden wird.

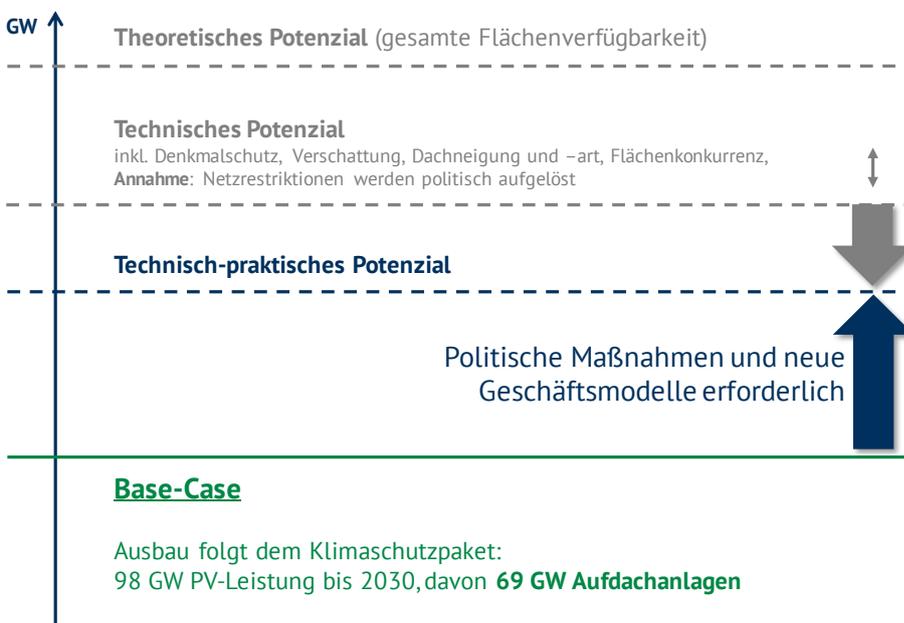


Abbildung 4: Unterscheidung der Ausbau-Potenziale im Kontext dieser Studie

⁴ Die installierte Leistung von Photovoltaikanlagen wird in dieser Studie vereinfacht mit Watt (W) anstelle von Wattpeak (Wp) angegeben.

Das theoretische Potenzial bezieht sich auf das physisch maximal ausschöpfbare Potenzial an Solarenergie, das sich aus verfügbarer Globalstrahlung und Fläche ergibt (also alle Dachflächen ungeachtet von Dachaufbauten oder anderen Restriktionen).

Demgegenüber berücksichtigt das technische Potenzial grundlegende technische Randbedingungen, die das Solarpotenzial deutlich verringern. Dazu zählen:

- die Dachart, -neigung und -ausrichtung (z. B. keine Norddächer mit Azimuth von 0°, unterschiedliche Neigungsspielräume auf Flach- und Schrägdächern),
- die Verschattung (die Verschattung eines Teils der PV-Anlage kann den Gesamtertrag der PV-Anlage deutlich reduzieren, sodass häufig verschattete Flächen nicht bebaut werden sollten),
- mögliche Dachaufbauten (z. B. Kamine) und andere Nutzungskonkurrenzen (z. B. Solarthermische Kollektoren), wodurch die freie Fläche für PV-Anlagen reduziert wird,
- der Denkmalschutz (i.d.R. keine Veränderung des äußeren Erscheinungsbilds eines Gebäudes möglich),
- die maximal mögliche Dachlast aufgrund der Statik des Daches (insbesondere Flachdächer in der Industrie) sowie
- ggf. Restriktionen zur Einspeisung in das Stromnetz.

Durch eine Annahme zum durchschnittlichen Modulwirkungsgrad kann zudem vom technischen Globalstrahlungspotenzial auf das technisch erreichbare Potenzial an elektrischer Energie geschlossen werden.

Über technische Einschränkungen hinaus sind jedoch auch wirtschaftlich-praktische Randbedingungen zu berücksichtigen, die das umsetzbare Potenzial weiter einschränken. Zu den „praktischen“ Beschränkungen zählen insbesondere:

- die Altersstruktur der Privatinvestoren (trotz gegebener Wirtschaftlichkeit sehen Privatakteure im Seniorenalter von Investitionen mit langer Amortisationszeit gegebenenfalls ab)
- Dachsanierungszyklen (zu hohe Kosten für die Deinstallation und Reinstallation der PV-Anlage),
- sowie die vorherrschenden Besitzverhältnisse (Investitionsentscheidungen bei Personenidentität von Investor und Letztverbraucher sind einfacher als z. B. bei Eigentümergemeinschaften).

Darüber hinaus stellen einige Studien Rentabilitätsberechnungen an, um Aussagen über den unter den jeweils aktuellen Rahmenbedingungen wirtschaftlich möglichen Zubau von PV-Anlagen treffen zu können. Allerdings stellt die Wirtschaftlichkeit nicht bei allen Besitzern von PV-Anlagen das oberste Ziel dar. Für diese Studie wird die Frage der Rentabilität nicht weiter untersucht. Stattdessen wird in Kapitel 2.5 ein technisch-praktisches PV-Potenzial für Kleinanlagen ermittelt. Die notwendige Rentabilität für dessen Ausschöpfung muss durch politische Maßnahmen und neue Geschäftsmodelle sichergestellt werden (u.a. siehe Kapitel 4).

Es gilt zu beachten, dass die hier definierten Abgrenzungen zwischen den einzelnen Potenzialkategorien nicht in jeder Studie gleichermaßen gezogen werden.

2.2. STUDIENLAGE ZUM TECHNISCHEN POTENZIAL

Zwecks der Abschätzung des technischen Potenzials für die Installation von PV-Anlagen auf Dächern und/oder Fassade in Deutschland wurden verschiedene Studien analysiert und hinsichtlich ihrer Methodik, sofern möglich, verglichen. Dabei hat sich gezeigt, dass der Großteil der Studien eine Datenbasis verwendet, deren Aktualität selten über das Jahr 2015 hinausgeht. Um auf das heutige Potenzial zu schließen, sollten die hier diskutierten Studienergebnisse daher grundsätzlich auf den aktuellen Gebäudebestand angepasst werden. Grundlegende Arbeiten zu diesem Thema wurden von (Kaltschmitt & Wiese, 1993), (Quaschnig, 2000) und (Lödl, 2010) verfasst. Darüber hinaus betrachtete Studien umfassen (DLR, ifeu, WI, 2004), (Mainzer & Fath, 2014) sowie (BMVI, 2015) und (Fraunhofer IWES, 2012). Wie in Tabelle 1 zu erkennen ist, unterliegen die ermittelten Potenziale der hier betrachteten Studien einer gewissen Streuung.

Das Minimum hinsichtlich der installierbaren Leistung bildet die Studie des Konsortiums bestehend aus dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), dem Institut für Energie und Umweltforschung (ifeu) Heidelberg und dem Wuppertal Institut (WI) mit einem ermittelten Wert von 105 GW. Die maximale Potenzialabschätzung entstammt der Metastudie des Fraunhofer IWES mit 240 GW. Ein Vergleich zwischen den Studien ist nur bedingt möglich, da nicht immer ersichtlich ist, welche Annahmen getroffen, welche Einschränkungen berücksichtigt und wie stark diese gewichtet wurden. Dennoch sollen nachfolgend die unterschiedlichen Herangehensweisen der Studien diskutiert werden, um deren Ergebnisse besser nachvollziehen und um eine Aussage zu deren Belastbarkeit machen zu können. Die Studie vom (DLR, ifeu, WI, 2004) ist nicht Teil dieser Diskussion, da dort weder Angaben zur Datengrundlage noch zu den Annahmen gemacht wurden, sodass der Einbezug dieser Studie in den methodischen Vergleich nicht zielführend und belastbar erscheint.

Tabelle 1: Vergleichende Übersicht zu Annahmen und Potenzialen

QUELLE	POTENZIAL IN GW	ENERGIEERT-TRAG IN TWH	FLÄCHE IN KM ²
Kaltschmitt (1993)	k. A.	k. A.	800
Quaschnig (2000)	129	112	1303*
DLR, ifeu, WI (2004)	105	115	800
Lödl (2010)	161	k. A.	k. A.
Fraunhofer IWES (2012)	96 - 240	k. A.	965 -1516
Mainzer und Fath (2014)	89 - 208	148	k. A.
BMVI (2015)	150	142	k. A.

*Fläche ohne Berücksichtigung der Nutzungskonkurrenz mit Solarthermie

2.2.1. DATENGRUNDLAGE UND METHODISCHE ANSÄTZE

Die Datengrundlage, auf der die Ergebnisse der einzelnen Studien aufbauen, entstammen teils verschiedenen Quellen. (Lödl, 2010) trifft seine Abschätzung basierend auf 67 Kartografien mit ca. 4.500 Gebäuden aus Bayern, unterteilt in 3 Strukturtypen (Land, Dorf, Vorstadt), die anschließend über das Grundflächenverhältnis von Bayern zur Bundesebene auf ganz Deutschland hochgerechnet wurden. Nicht berücksichtigt wurden hierbei Stadtgebiete und Fassaden. (Mainzer & Fath, 2014) stützen ihre Annahmen demgegenüber auf 11.593 vermessene Gemeinden anhand von GIS-Daten⁵, während die Berechnungen des (BMVI, 2015) wie auch die von (Kaltschmitt & Wiese, 1993) und (Quaschnig, 2000) auf Gebäudedaten des Statistischen Bundesamtes beruhen, die von den statistischen Landesämtern dort zentral gesammelt werden. Doch auch die Daten der drei zuletzt genannten Studien sind nicht identisch, da sie zum Teil aus verschiedenen Bezugsjahren stammen. Allein an dieser Diversität der Datengrundlagen lässt sich bereits ein Teil der zuvor genannten Streuung der Potenzialabschätzung begründen. Die Metastudie des (Fraunhofer IWES, 2012) bedient sich bereits vorliegender Erhebungen und hat somit keine eigene Datenerhebung durchgeführt.

Da der Datenbestand des Statistischen Bundesamtes sich jedoch nur auf Flächen von Wohngebäuden bezieht, sind ergänzende Annahmen erforderlich, um sich dem tatsächlichen Potenzial anzunähern. Ein Beispiel bildet die Einbeziehung von Nicht-Wohngebäuden. Diese werden im Vergleich zu Wohngebäuden weniger genau dokumentiert, sodass Anzahl und Flächengröße schwieriger zu bewerten sind. Deshalb sind Nicht-Wohngebäude (NWG) in (Mainzer & Fath, 2014) und (BMVI, 2015) beispielsweise nicht miteinbezogen. In (Kaltschmitt & Wiese, 1993)

⁵ Geographical Information Systems (GIS)

bzw. (Quaschnig, 2000) stellen diese mit 52 bzw. 46 Prozent jedoch einen signifikanten Anteil an der verfügbaren Dachflächen dar.

In (Lödl, 2010) werden NWG zwar nicht explizit erwähnt, es ist jedoch anzunehmen, dass sie bei der Kartierung der drei Gebietskategorien berücksichtigt sind. Beispielsweise wird für die Kategorie Land von weniger, aber dafür großen Dachflächen auf landwirtschaftlich genutzten Gebäuden gesprochen. (Lödl, 2010) hingegen berücksichtigt im Gegensatz zu anderen Studien keine Dachflächen in den Stadtkernen oder in Industriegebieten. Diese Vereinfachung verringert das resultierende Flächenpotenzial deutlich, da gerade diese Gebiete eine höhere Gebäudezahl sowie eine andere Dachflächenstruktur aufweisen. Eine Begründung dazu und eine Angabe der daraus erhaltenen Gesamtfläche wird nicht genannt, sodass ein Vergleich zu den Flächenpotenzialen der anderen Studien hier nicht erbracht werden kann.

2.2.2. VERGLEICH TECHNISCHER ANNAHMEN UND RESTRIKTIONEN

Abgesehen von der zur Verfügung stehenden Fläche als Grundlage, müssen weitere Annahmen der einzelnen Studien betrachtet werden, um die verwendeten Annahmen der nachfolgenden Modellierung begründen zu können. Das Flächenpotenzial wird als erstes über den Ausschluss von Schrägdächern mit ungünstiger Ausrichtung reduziert. So berücksichtigt (Kaltschmitt & Wiese, 1993) nur Flächen mit einer Abweichung zur Südausrichtung von $\pm 45^\circ$, während (Lödl, 2010) und (Quaschnig, 2000) Flächen bis zu einer Abweichung von $\pm 90^\circ$ von Süden einbeziehen. Dadurch wird bereits der Unterschied in den verfügbaren Flächen von 500 Quadratkilometern nachvollziehbar. Flachdächer sind aufgrund der flexiblen Aufständigung der PV-Module nicht von der Ausrichtung des Daches betroffen. Da aufgrund der Kostendegression der PV-Anlagen auch ein Betrieb mit einer Ost-West-Ausrichtung trotz geringerer Einstrahlungswerte wirtschaftlich sein kann, erscheint die Einbeziehung der Flächen mit einer Abweichung Süd $\pm 90^\circ$ sinnvoll. (Mainzer & Fath, 2014) gehen noch einen Schritt weiter und schließen auch Schrägdächer mit einer Nordausrichtung aufgrund von möglichen technologischen Entwicklungen nicht aus. Dies vergrößert natürlich das Flächenpotenzial und begründet das relativ hohe PV-Potenzial von 208 GW.

Zusätzlich müssen Abschläge bedingt durch unterschiedliche Einflüsse wie Verschattungseffekte, unzureichende Statik oder Denkmalschutz vorgenommen werden. So ist bei Flachdächern trotz der flexiblen Aufständigung nicht die gesamte Fläche nutzbar, da sich der Ertrag der einzelnen Module sonst durch Verschattung reduzieren würde. Daraus folgend gibt (Kaltschmitt &

Wiese, 1993) an, dass nur 30 Prozent der Flachdächer genutzt werden könnten. Dem entgegenzustellen ist die Annahme von (Quaschnig, 2000) und (Lödl, 2010), welche von einem Nutzungsgrad von 50 Prozent der Flachdächer ausgehen. Auch bei Schrägdächern kann es zu Verschattungseffekten kommen, z. B. hervorgerufen durch Kamine oder benachbarte Gebäude. Bei Schrägdächern wird i. d. R. davon ausgegangen, dass keine weitere Aufständigung erfolgt, sondern die PV-Module parallel zur Dachschräge montiert werden.

Den Denkmalschutz beziehen (Mainzer & Fath, 2014) nicht mit ein. (Lödl, 2010) bemisst diesen mit 20 Prozent der möglichen Flächen. Eine Überprüfung dieser pauschalen Annahme von (Lödl, 2010) ist nicht möglich, jedoch bewegt sich der Wert in einer ähnlichen Größenordnung wie bei (Quaschnig, 2019), der für Berlin von einem Abschlag von 16 Prozent (1 GW von insgesamt 6,3 GW) ausgeht. Es ist jedoch gut möglich, dass der Anteil denkmalgeschützter Gebäude über alle deutschen Kommunen im Durchschnitt deutlich niedriger ausfällt als in Berlin.

Unabhängig von den technischen Einschränkungen könnten die verfügbaren Flächen auch in anderer Form genutzt werden. Diese größte Flächenkonkurrenz geht von Solarthermie-Anlagen zur Warmwasserbereitung oder Heizungsunterstützung aus und wäre vom Flächenpotenzial abzuziehen. So geben (Lödl, 2010) und (Quaschnig, 2000) an, die solarthermische Nutzung der Flächen bereits mit einem Abschlag von 34 Prozent berücksichtigt zu haben. Das BMVI gibt an, dass sich das ermittelte Potenzial von 150 GW auf 89 GW reduzieren würde, läge der künftige Fokus auf der solarthermischen Nutzung. Dies entspricht einer Reduktion von 40 Prozent.

Grundsätzlich lässt sich feststellen, dass nur ein kleiner Teil des zunächst bestimmten theoretischen Potenzials für eine PV-Nutzung in Betracht zu ziehen ist, wie am Beispiel von (Quaschnig, 2000) zu sehen ist. Dieser reduziert sein theoretisches Flächenpotenzial von 4.345 km² um insgesamt 70 Prozent auf 1.303 km², die tatsächlich technisch nutzbar wären.

Bezogen auf den Wirkungsgrad nehmen die Studien (BMVI, 2015), (Mainzer & Fath, 2014) und (Lödl, 2010) im Mittel einen Wert von 15 Prozent an. (Fraunhofer IWES, 2012) bilden verschiedene Szenarien mit verschiedenen Flächen als auch verschiedenen Wirkungsgraden zwischen 8 Prozent und 20 Prozent, durch deren Überlagerung die große Spanne zu erklären ist. In (Mainzer & Fath, 2014) wird auf die International Energy Agency (IEA) verwiesen, die einen Anstieg der Wirkungsgrade auf 25 Prozent bis 2030 für möglich hält. Auch (Quaschnig, 2000) stellt ein Szenario mit einem Wirkungsgrad von 20 Prozent auf. Angesichts der bisher erzielten technologischen Fortschritte halten die Studienautoren einen Modulwirkungsgrad von 20 Prozent für die Modellierung künftiger Potenziale für am plausibelsten.

2.3. STUDIENLAGE ZUM WIRTSCHAFTLICH-PRAKTISCHEN POTENZIAL

Relevante Studien zum wirtschaftlich-praktischen Aufdachpotenzial wurden vor allem im Bereich der WG erstellt, sowohl hinsichtlich einer PV-basierten Eigenversorgung für Ein- und Zweifamilienhäuser, also WG mit 1-2 Wohneinheiten (WE) (vgl. (Prognos, 2016)) als auch mit Blick auf das Mieterstrommodell zur Versorgung von WG mit 3+ WE (vgl. (BH&W, Prognos, 2017) und (IÖW, 2017)). (Prognos, 2016) stellt darüber hinaus Hochrechnungen für das PV-Eigenversorgungspotenzial in den Gewerbebereichen Landwirtschaft und Lebensmitteleinzelhandel an. Aufgrund der Heterogenität und der mangelnden Datenlage im Bereich der NWG seien Aussagen zum PV-Potenzial in anderen Branchen des Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektors (GHD), in der Industrie sowie auf Dächern öffentlicher Gebäude demnach kaum möglich. Die limitierte Studienlage bestätigt dies.

Für den Haushaltssektor beschränkt sich (Prognos, 2016) dabei auf das Segment der Kleinstanlagen unter 10 kW. Um im Rahmen der Eigenverbrauchsoptimierung einen möglichst hohen Selbstverbrauchsanteil am erzeugten PV-Strom zu gewährleisten, sei in den letzten Jahren demnach ein Rückgang der durchschnittlichen installierten Leistung je PV-Aufdachanlage zu beobachten gewesen. Deshalb wird ausgehend vom Wohngebäudebestand zum 31.12.2014 geprüft, auf wie vielen der zur Verfügung stehenden Dächer von Ein- und Zweifamilienhäusern 5 kW-Anlagen installiert werden könnten. Die theoretisch zur Verfügung stehenden Dächer werden um einen pauschalen Abschlag von 70 Prozent reduziert, um technisch-praktischen Beschränkungen wie Ausrichtung oder Verschattung sowie ungünstigen Eigentumsverhältnissen Rechnung zu tragen. So bestehe eine Personenidentität von Dachbesitzern und potenziellen Stromverbrauchern lediglich in rund 80 Prozent der Fälle (gemäß Daten des Statistischen Bundesamts zu Wohnverhältnissen privater Haushalte von 2013). Auf dieser Grundlage ergibt sich eine untere Potenzialgrenze von 15 GW für EEG-geförderte PV-Aufdachanlagen ohne Speicher. Diese Zahl basiert auf Rentabilitätsberechnungen einer Eigenversorgung für Beispielhaushalte mit einem Selbstverbrauchsanteil von durchschnittlich 30 Prozent (ohne Speicher). Würden die PV-Anlagen mit einem Batteriespeicher sowie dem Hauswärmesystem (Wärmespeicher- und -pumpen) gekoppelt und der Selbstverbrauchsanteil so auf 80 Prozent erhöht, könnten alle der zur Verfügung stehenden Dächer mit einer 5 kW-Anlage ausgestattet werden. Dies ergibt ein Maximalpotenzial von 38,6 TWh Eigenverbrauch bzw. 50 GW installierter Leistung.⁶ Die Autoren

⁶ Basierend auf der Annahme von durchschnittlich 950 Vollbenutzungsstunden (VBS) pro Anlage (vgl. Prognos, 2016)

betonen, dass für eine solche Potenzialausschöpfung eine Umsetzung ohne große rechtliche oder administrative Schwierigkeiten ermöglicht werden müsse.

Hinsichtlich des Eigenversorgungspotenzials im GHD-Sektor weisen die Autoren in (Prognos, 2016) darauf hin, dass die Eigentums- und Nutzungsverhältnisse die Möglichkeiten zur Eigenversorgung in vielen Branchen sehr einschränken. Lediglich bei Herstellungsbetrieben (Kfz-, Holz-, Metall-, Papier- und Druckgewerbe), im Lebensmitteleinzel- und -großhandel, bei Krankenhäusern, Schulen und Bädern, in der Landwirtschaft oder im Beherbergungsgewerbe sei überwiegend von einer juristischen Personenidentität von Immobiliennutzer und -eigentümer oder zumindest von einem geringen vertraglichen Aufwand zur Dachnutzung auszugehen. Neben der Nutzungskonkurrenz der Dachfläche mit der Solarthermie erschwert hier jedoch insbesondere die zusätzliche „Investitionskonkurrenz“ mit Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen eine Potenzialanalyse. Daher beschränkt sich (Prognos, 2016) auf Hochrechnungen des maximalen Eigenversorgungspotenzials für den Lebensmitteleinzel- und -großhandel (basierend auf Dachflächendaten; 260 MW oder 1,96 TWh/a Eigenverbrauch) sowie die Landwirtschaft (ausgehend von Stromverbrauchsdaten; 1,8 TWh/a Eigenverbrauch).

Über eigenversorgungsbezogene Potenziale hinaus haben sich (BH&W, Prognos, 2017) und (IÖW, 2017) zudem mit Aufdachpotenzialen auf Mietwohngebäuden auseinandergesetzt. Die Studie von Prognos und BH&W darf hier als die (weitaus umfangreichere) Leitstudie gesehen werden, da sie vom BMWi⁷ im Zuge des Gesetzgebungsverfahrens zum Mieterstrommodell verfasst wurde. Hier werden Rentabilitätsberechnungen für verschiedene Wohng Gebäudetypen und Beispielanlagen angestellt, welche zu einem wirtschaftlichen Mieterstrompotenzial von insgesamt 14 TWh/a bzw. knapp 15 GW (950 VBS) führen. Neben der Wirtschaftlichkeit wurden außerdem technische und praktische Einschränkungen miteinbezogen. So wurden pauschal 34 Prozent der WG bei der Potenzialberechnung ausgeschlossen, um den Einschränkungen Denkmalschutz, Verschattung, ungünstige Dachart und Dachneigung Rechnung zu tragen. Auf praktischer Seite wurden WG mit wahrscheinlich anstehender Dachsanierung in den nächsten 10 bis 20 Jahren, WG von Eigentümergemeinschaften oder im Privatbesitz sowie WG mit weniger als 12 Wohnungen lediglich eingeschränkt berücksichtigt (Details hierzu werden in Kapitel 2.5 aufgegriffen). Die vom Bündnis 90/Die Grünen beauftragte Studie des IÖW erörterte zusätzlich mögliche Potenziale, sollten praktische Hürden gezielt abgebaut werden. Hierzu zählen organisatorische

⁷ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)

und rechtliche Vereinfachungen wie die Entbindung von der Lieferantenpflicht bei Mieterstromanlagen mit einer Leistung von bis zu 10 kW, eine anfängliche Förderung bei der Installation von Zähler- und Abrechnungssystemen sowie die Bereitstellung von Informationen und Beratung für Eigentümergemeinschaften (IÖW, 2017). Das errechnete, zusätzliche Potenzial beträgt demnach 5,7 GW. Die Autoren weisen jedoch auf ein weitaus größeres Potenzial bei Mietsgebäuden im WG- und NWG-Bereich hin, würde ein solches Modell auf den GHD-Sektor sowie eine nahräumliche Versorgung im Rahmen von sogenannten Peer-to-Peer Konzepten ausgeweitet.

In der Untersuchung des Berliner Solarpotenzials hat (Quaschnig, 2019) den GHD-Bereich noch weiter aufgeschlüsselt und den Median der PV-Anlagengröße für verschiedene Gewerbekategorien berechnet. Dieser Median liegt stets unter 100 kW, würde also als Kleinanlage gelten (vgl. Tabelle 2). Unter Berücksichtigung der bereits erwähnten technischen und praktischen Restriktionen zeigt Tabelle 2 eigene Überlegungen zum Umsetzungspotenzial auf Basis der Vorteile und Hürden auf. Für Einkaufszentren, Lager und sonstige Hallen sowie das Gastgewerbe wird das Umsetzungspotenzial dabei als „gut“ eingestuft.

Tabelle 2: Anlagengröße und Umsetzungspotenzial im GHD-Bereich nach Quaschnig, 2019

KATEGORIE	MEDIAN ANLAGENGRÖÖE	UMSETZUNGSPOTENZIAL	VORTEILE	HÜRDEN
Gewerbe / Industrie	43	Mittel	tw. große unbebaute Fläche, klare Eigentümer, Interesse an Eigenversorgung	Statik, Aufbauten, Wirtschaftlichkeit
Büro-Gebäude	23	Mittel	Mieterstrom-Modelle oder Eigenverbrauch	Eigentümer-Struktur, Mieterwechsel, Größe der Fläche,
Einkaufszentrum	83	Gut	Klare Eigentümer, direkter Verbrauch	Aufbauten
Lager, andere Hallen	36	Gut	Große unbebaute Fläche	Statik
Freizeit	32	Unklar		
Hotel, Gastro	30	Gut	Klare Eigentümer, Interesse an Eigenverbrauch	
Tankstellen	22	Niedrig	Unbebautes Dach	Statik, Feuerschutz, Verschattung, kleine Fläche
Sonstiges	n. a.	unklar		

Abschließend sei hier erwähnt, dass hinsichtlich der Erreichung der in den Studien ermittelten wirtschaftlich-praktischen Potenziale weitere Unsicherheitsfaktoren bestehen, die aufgrund ihrer schwierigen Abschätzbarkeit in Potenzialstudien zumeist außer Acht gelassen werden müssen. Investitionsentscheidungen hängen sowohl im privaten als auch im gewerblichen Bereich nicht allein von der Rentabilität oder von demographischen sowie technischen Umständen ab. Beispielsweise ist die Finanzkraft mancher Akteure unter Umständen so schwach, dass eine zusätzliche Kreditaufnahme zur Vorfinanzierung der Anlagen-Investition nicht in Betracht kommt. Hier könnten Leasingmodelle unter Umständen unterstützend wirken, indem die Investitionskosten über die Laufzeit verteilt werden. Dennoch handelt nicht jeder Hausbesitzer nach rein betriebswirtschaftlichen Maßstäben, wie eine vergleichbare Untersuchung zur Motivation bei Heimspeichern zeigt: etwa die Hälfte derjenigen, die sich zwischen 2013 und 2018 einen Heimspeicher angeschafft haben, gaben an, ein Nullsummenspiel oder sogar finanzielle Verluste zu akzeptieren, die andere Hälfte verfolgte dagegen Gewinnerzielungsabsichten (ISEA RWTH Aachen, 2018). Darüber hinaus könnten auch ästhetische oder andere Präferenzen eine Investitionsentscheidung für eine PV-Anlage verhindern, oder schlicht der Umstand, dass man nicht über die Möglichkeiten und Vorteile solch einer Investition informiert ist.

2.4. EXKURS: STUDIENLAGE ZUM THEMA NETZRESTRIKTIONEN

Die Kapazitäten des Verteilnetzes, an die die PV-Anlagen angeschlossen werden sollen, könnten aus verschiedenen Gründen eine Restriktion für das Gesamtpotenzial darstellen. Die Aspekte der Spannungshaltung und der Wirkleistungskapazität sollen hier kurz erläutert werden.

Die Spannung am Netzanschlusspunkt eines Verbrauchers darf den Schwankungsbereich von $\pm 10\%$ um den Sollwert von 230/400 V Wechselspannung nicht überschreiten, um die angeschlossenen Verbrauchsgeräte zu schützen. In der Vergangenheit war die Spannungshaltung einfach zu handhaben, solange die Wirkleistung von den Kraftwerken an den höheren Spannungsebenen nur in eine Richtung auf die niedrigeren Spannungsebenen "floss". Durch den Anschluss vieler dezentraler Erzeugungseinheiten wie z. B. PV-Anlagen ändert sich jedoch zunehmend die "Flussrichtung" der Wirkleistung in so manchem Verteilnetzstrang. Insbesondere, wenn wenig Verbrauchslast und viel Erzeugungsleistung angeschlossen ist, könnten die Spannungsgrenzwerte an manchen Netzknoten überschritten werden, da einspeisende Netzknoten die Spannung lokal erhöhen. Mithilfe von Blindleistung kann die Spannung jedoch technisch reguliert werden (vgl. (Roland Berger, 2010)). Moderne Wechselrichter sind in der Lage, Blindlei-

tung ohne größere Einbußen bei der Wirkleistung bereitzustellen, sodass das Problem der Spannungshaltung relativ einfach zu lösen ist. Es bräuchte lediglich einen Kommunikationskanal zwischen dem Verteilnetzbetreiber und den dezentralen Erzeugungsanlagen, um die Blindleistungsbereitstellung über ein Datensignal vorzugeben.

Die Frage der Wirkleistungskapazität ist demgegenüber komplexer und wurde in manchen der bereits aufgeführten Studien untersucht oder erwähnt, häufig jedoch ignoriert. Grundsätzlich stellt sich beim Netzausbau die Frage, inwiefern der Einsatz von Stromspeichern den Netzausbau komplementieren oder gar kompensieren könnte. Stromspeicher könnten Erzeugungsspitzen der PV-Anlagen aufnehmen und in den Abendstunden ins Netz einspeisen, sodass die Netzkapazität viel gleichmäßiger beansprucht werden würde. Während der Ausbau des Verteilnetzes durch die Verteilnetzbetreiber zentral organisiert werden würde, hängt die Installation von Stromspeichern überwiegend von privaten Akteuren ab (Heimspeicher, Speicherbetrieb für Bereitstellung von Systemdienstleistungen oder für den Handel am Spotmarkt). Die Netzflex-Studie der (Deutsche Energie-Agentur, 2017) sagt dazu, dass Flexibilitätsoptionen im Verteilnetz technisch durchaus vorhanden, aber durch den aktuellen regulatorischen Rahmen wirtschaftlich unattraktiv sind. Deswegen würden sie nicht flächendeckend eingesetzt. Mit einem geeigneten Anreizprogramm könnten die brachliegende Flexibilität netzdienlich eingesetzt werden. Rückenwind für den Einsatz von Speichern kommt darüber hinaus von der EU. Im “Winterpaket” (auch bekannt als “Clean Energy for all Europeans”-Paket) wird in verschiedenen Richtlinien bzw. Verordnungen die Rolle der Speicher hervorgehoben. Eine Kurzstudie der TU Braunschweig, 2019, hat in diesem Zusammenhang in 2019 errechnet, dass die Ladekapazität für E-Pkw im Niederspannungsverteilstromnetz verdoppelt werden könnte, wenn die PV-Einspeisung und die Ladevorgänge der E-Pkw (und das sind letztlich auch nur Batteriespeicher) intelligent zusammenwirken (vgl. (PV magazine, 2019)). Demzufolge müsste auch die potenzielle Anschlussleistung von PV-Anlagen gesteigert werden können.

Das (Fraunhofer ISE, 2020) beschreibt in den regelmäßig veröffentlichten Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, dass der PV-Ausbau nicht auf den Ausbau von Speichern warten müsse. Die Netze hätten genügend Kapazität. Die Autoren beziehen sich auf eine Studie von (Agora Energiewende, 2018), die besagt, dass bis 2030 keine Restriktionen für den PV-Ausbau bestehen, unter der Annahme, dass bis zu dem Jahr rund 98 GW PV-Erzeugungsleistung installiert sein wird. Es heißt dort weiter, dass bis zu 98 Prozent der PV-Kapazität im Verteilnetz ange-

geschlossen sein wird und die Anlagen regional relativ ausgewogen verteilt sein werden. Allerdings müsse man sich die Verteilnetze genauer angucken, denn diese unterscheiden sich stark nach Größe, Struktur, Netztechnik, Alter und weiteren Faktoren.

(Lödl, 2010) hat in der Aufteilung der drei Netztypen ganz konkrete Kapazitätsbegrenzungen abgeschätzt und in seine PV-Potenzialberechnung einfließen lassen (vgl. Tabelle 3).

Tabelle 3: Beschränkung des PV-Potenzials durch das Verteilnetz nach Lödl, 2010

NETZTYP	PV-POTENZIALGRENZE
Land	200 – 330 kW
Dorf	800 kW
Vorstadt	830 kW

Auf dem Land sei das Potenzial aufgrund eher schwacher Netze deutlich niedriger als in urbanen Räumen. Der Unterschied zwischen Dorf und Vorstadt sei minimal, da in beiden Fällen Wohngebäude mit nur ein oder zwei Wohneinheiten überwiegen. Diese Netztypen wurden für das Bundesland Bayern ermittelt und die Daten dafür erhoben. Die erfolgte Hochrechnung der bayrischen Ergebnisse auf ganz Deutschland erscheint problematisch, da die Siedlungsstrukturen in den Bundesländern doch sehr unterschiedlich ausfallen. Hinzu kommt, dass der Kern der Städte gar nicht in der Studie berücksichtigt wurde, hier jedoch auch ein großes Potenzial für Aufdachanlagen liegt.

Sowohl eine Studie von (Roland Berger, 2010) als auch von (Quaschnig, 2019) weisen darauf hin, dass das Netz im städtischen Bereich keine Hürde für einen umfassenden PV-Ausbau darstellt. Die Roland-Berger-Studie sieht dagegen im ländlichen Raum Kapazitätsprobleme, Quaschnig beurteilt die Stadtrandgebiete als kritisch, sieht hier jedoch den Einsatz von Batteriespeichern als hoch wahrscheinlich an, sodass Netzengpässe damit aufgelöst werden würden. Dadurch, dass der in dieser Studie betrachtete Ausbau von PV-Aufdachanlagen kleiner als 100 kW überwiegend im urbanen und suburbanen Raum stattfinden dürfte und dort der Ausbau von Speichern (Heimspeicher, Quartierspeicher) zunehmen dürfte, werden Netzrestriktionen im weiteren Verlauf der Studie nicht als Hindernis bewertet und somit auch nicht weiter berücksichtigt.

2.5. ABLEITUNG EINES TECHNISCH-PRAKTISCHEN POTENZIALS FÜR PV-KLEINANLAGEN

Um aus den in Kapitel 2.2 und 2.3 diskutierten, technischen und wirtschaftlich-praktischen Potenzialen ein möglichst realistisches technisch-praktisches Potenzial für PV-Kleinanlagen bis 2030 abzuleiten, werden die aus Sicht der Studienautoren plausibelsten Annahmen aufgegriffen und ein entsprechendes Potenzial berechnet. Da die Realisierung der Fassadenpotenziale bis zum Jahr 2030 mit weitaus größeren wirtschaftlichen Herausforderungen verbunden sein könnte als die der Aufdachpotenziale, werden Fassadenpotenziale für diesen Zeitraum außer Acht gelassen. Stattdessen wird ein technisch-praktisches Potenzial für PV-Aufdachanlagen unter 100 kW ermittelt. Über 2030 hinaus könnte die gezielte Ausschöpfung des Fassadenpotenzials im Kleinanlagenbereich jedoch eine wichtige Rolle spielen.

Während Wohngebäudedaten (WG) jährlich aktualisiert vom Statistischen Bundesamt bereitgestellt und in Studien aufgegriffen werden, geht die umfangreichste Verarbeitung von Nicht-Wohngebäudedaten auf die Studie von Kaltschmitt/Wiese im Jahr 1993 zurück, in der die NWG-Daten aus den alten Bundesländern auf die wiedervereinte Bundesrepublik hochgerechnet wurden (vgl. (Fraunhofer IWES, 2012)). (Quaschning, 2000) griff diese verarbeiteten Daten unter veränderten Annahmen wieder auf und berechnete, wieviel verwertbare solare Strahlungsenergie auf den Schräg- und Flachdächern deutscher WG und NWG eintrifft. Dabei inbegriffen sind u. a. ein Abschlag von 40 Prozent der Dachflächen wegen baulicher Restriktionen, Dachaufbauten oder starker Abschattung. Bei Flachdächern wird angenommen, dass 50 Prozent der Grundfläche als Kollektorfläche der aufgeständerten PV-Module verfügbar sind.

Verrechnet man das ermittelte technische Globalstrahlungspotenzial darüber hinaus mit den von Quaschning angesetzten Flächenabschlägen für die solarthermische Nutzung (insgesamt 200 km² auf WG, 40 Prozent der Dachflächen auf NWG), so beträgt das finale technische Solarpotenzial rund 834 TWh/a. Quaschnings Berechnungen beruhen jedoch auf dem Wohngebäudebestand von 1994. Die aktuellsten Daten des Statistischen Bundesamts zum Wohngebäudebestand liegen für 2018 vor. Vereinfacht wird das technische Globalstrahlungspotenzial von 1994 für WG wie NWG mit dem Wachstumsfaktor, der sich aus der Veränderung des Wohngebäudebestands ergibt, auf 2018 hochskaliert. Trotz der Vereinfachung im NWG-Bereich ist dies ein konservativer Ansatz, da von einer Zunahme des Gebäudebestands bis 2030 auszugehen ist. Insgesamt beträgt das resultierende Gesamtpotenzial 1.023 TWh/a. Tabelle 4 bietet hierzu eine Übersicht.

Tabelle 4: Technisch nutzbares Globalstrahlungspotenzial auf Dachflächen in Deutschland nach Quaschning (2000) für den Gebäudebestand 1994 sowie hochskaliert auf 2018

Dachart	Technisches Globalstrahlungspotenzial nach Quaschning (2000), Gebäudebestand 1994		Technisch Globalstrahlungspotenzial nach Quaschning (2000), Gebäudebestand 2018*
	in TWh/a ohne Solarthermie(ST)-Abschlag	in TWh/a mit ST-Abschlag	in TWh/a mit ST-Abschlag
WG schräg	609	473 (WG gesamt)	581 (WG gesamt)
WG flach	52		
NWG schräg	223	134	164
NWG flach	378	227	278
Gesamt	1262	834	1023

*skaliert mit dem Faktor 1,227, der sich aus dem Verhältnis des Wohngebäudebestands 2018 zu 1994 ergibt (19 zu 15,5 Mio.). Vereinfachend wird für NWG dasselbe Gebäudebestandswachstum angenommen.

Einer Realisierung des technischen Aufdachpotenzials aus Tabelle 4 bis zum Jahre 2030 stehen jedoch wirtschaftlich-praktische Einschränkungen im Wege. Für den Wohngebäudebereich werden diese in (BH&W, Prognos, 2017) umfassend thematisiert und mit Abschlägen versehen. So werden aufgrund des organisatorischen Aufwands im aktuellen Mieterstrommodell lediglich 10 Prozent der WG mit 3-6 Wohneinheiten (WE) sowie 75 Prozent der WG mit 7-12 WE berücksichtigt. Auch bei Gemeinschaften von Wohnungseigentümern wird aufgrund des hohen Abstimmungsbedarfs eine Realisierungsquote von 10 Prozent angenommen, da zur Investitionsentscheidung eine Dreiviertelmehrheit nötig wäre. Weiterhin bleiben 20 Prozent der Wohngebäude im Privatbesitz unberücksichtigt, da Investitionen in eine PV-Aufdachanlage im fortgeschrittenen Alter der Eigentümer oft nicht mehr getätigt werden. Unter der Maßgabe, dass Dächer im Mittel alle 50 Jahre saniert werden, aber keine weiteren Informationen zu Dachzuständen vorliegen, werden pauschal alle WG mit Baujahr von 1979 bis 1986 sowie 10 Prozent der vor dem Jahr 1979 erbauten WG pauschal herausgerechnet. Die in (BH&W, Prognos, 2017) verwendeten Daten zu Eigentumsverhältnissen und Baujahren der WG beruhen auf dem letzten Zensus im Jahr 2011.

Die reduzierte Datenlage im Nicht-Wohngebäudebereich macht die Bestimmung praktisch-wirtschaftlicher Abschläge schwierig. Auch hier stehen nach (Quaschning, 2000) Eigentumsverhältnisse und Dachsanierungszyklen einer vollständigen Ausschöpfung des technischen Potenzials

entgegen. Beispielsweise werden Räumlichkeiten im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) oftmals lediglich angemietet, sodass sich Dachbesitzer und PV-Stromverbraucher unterscheiden. Wie in (Prognos, 2016) beschrieben, betrifft das insbesondere büroähnliche Betriebe, den non-food Einzelhandel sowie das Nahrungsmittelgewerbe. Darüber hinaus ist hinsichtlich der Dachgrößen insbesondere im Industriebereich fraglich, welche PV-Anlagengröße überhaupt installiert werden würde. Nach (Quaschnig, 2019) kommen nämlich rund 75 Prozent der Industriedächer in Berlin für PV-Anlagen größer 100 kW infrage. Die Verfügbarkeit einer großen Fläche bedeutet allerdings nicht, dass eine entsprechend große Anlage gebaut wird, weil es z. B. aus regulatorischer oder finanzieller Sicht attraktiver erscheinen könnte, eine kleinere PV-Anlage auf das Dach zu bauen. Hinzu kommen unbekannte statische Einschränkungen bei Industriedächern, die unter Umständen nicht für das Gewicht einer (großen) PV-Anlage ausgelegt wurden. Dies würde auch für eine Installation von Kleinanlagen auf diesen Dächern sprechen. Für Gesamtdeutschland liegen hierzu in keiner der vorliegenden Studien Berechnungen, Annahmen oder Literaturverweise vor.

Es ist davon auszugehen, dass viele wirtschaftlich-praktischen Beschränkungen durch eine gezielte Umgestaltung regulatorischer Rahmenbedingungen verringert oder gar beseitigt werden (z. B. Einführung eines Mieterstrommodells für Gewerbegebäude, bürokratische Vereinfachungen beim Mieterstrommodell für Wohngebäude, umfassende Informationskampagnen).

Manche dieser praktischen Einschränkungen sind regulatorisch jedoch nur äußerst schwierig oder gar nicht zu überwinden. Hierzu zählen insbesondere Dachsanierungszyklen sowie die Altersstruktur bei Privatinvestitionen im WG-Bereich. Um vom technischen Aufdachpotenzial in Tabelle 4 auf ein technisch-praktisches Potenzial für Kleinanlagen unter 100 kW zu schließen, werden hierfür dieselben Abschläge wie in (BH&W, Prognos, 2017) veranschlagt. Entsprechend der dort dargestellten⁸ Zensusdaten von 2011 ergibt sich ein Altersstruktur-Abschlag von circa 17 Prozent⁹ sowie ein Dachsanierungsabschlag von rund 16 Prozent¹⁰ auf das Dachflächenpotenzial im WG-Bereich. Dabei wird vereinfachend angenommen, dass das technische Dachflächenpotenzial über alle WG-Klassen gleichverteilt ist und sich seit 2011 nicht wesentlich geändert hat (sowohl Alters- als auch Eigentumsklassen).

⁸ in den Tabellen 31 und 33

⁹ Rund 85 Prozent der WG in 2011 befanden sich im Privatbesitz. Aus dem altersstrukturbedingten Pauschalabschlag von 20 Prozent auf diese privaten WG resultiert ein Abschlag von 17 Prozent auf alle WG.

¹⁰ Rund 10 Prozent der WG in 2011 wurden zwischen 1979 und 1986 erbaut (0 Prozent berücksichtigt), rund 64 Prozent vor 1979 (90 Prozent berücksichtigt). Daraus ergibt sich ein Abschlag von rund 16 Prozent auf alle WG.

Im NWG-Bereich wird hier davon ausgegangen, dass 37,5 Prozent der Dachflächen zur Installation von Anlagen größer 100 kW genutzt werden. Dies bedeutet, dass die Hälfte der von (Quaschnig, 2019) für Berlin hochgerechneten großen Industriedächer auch eine entsprechend große Anlage, alle übrigen Dächer eine Anlage kleiner als 100 kW bekommen. Die Gründe hierfür sind die vermutlich geringeren Dachgrößen bei Gewerbe- und öffentlichen Gebäuden, die unbekannte Datenlage zu anstehenden Dachsanierungen sowie der Trend, Aufdachanlagen für die Eigenversorgung zu optimieren und damit eher kleiner dimensioniert zuzubauen (vgl. (Prognos, 2016)). Grundsätzlich sollte diesem Trend dennoch regulatorisch entgegengesteuert werden, um das Dachflächenpotenzial besser auszuschöpfen. Insgesamt sollen im NWG-Bereich 62,5 Prozent des technischen Potenzials bis 2030 ausgeschöpft werden.

Verrechnet man diese Abschläge im WG- und NWG-Bereich mit den 1.023 TWh/a in (Quaschnig, 2000), so ergibt sich ein technisch-praktisches Globalstrahlungspotenzial von 665 TWh/a. Unter Annahme eines durchschnittlichen Modulwirkungsgrades von 20 Prozent und durchschnittlicher Vollbenutzungsstunden von 950 Stunden pro Jahr¹¹ ergibt sich ein **PV-Kleinanlagenpotenzial von 140 GW**. Geht man davon aus, dass sich die Aufteilung des Dachflächenpotenzials auf WG- und NWG in (Quaschnig, 2000) bis heute nicht wesentlich verändert hat, so beträgt der NWG-Anteil 61 GW (43 Prozent) und der WG-Anteil 79 GW (57 Prozent).

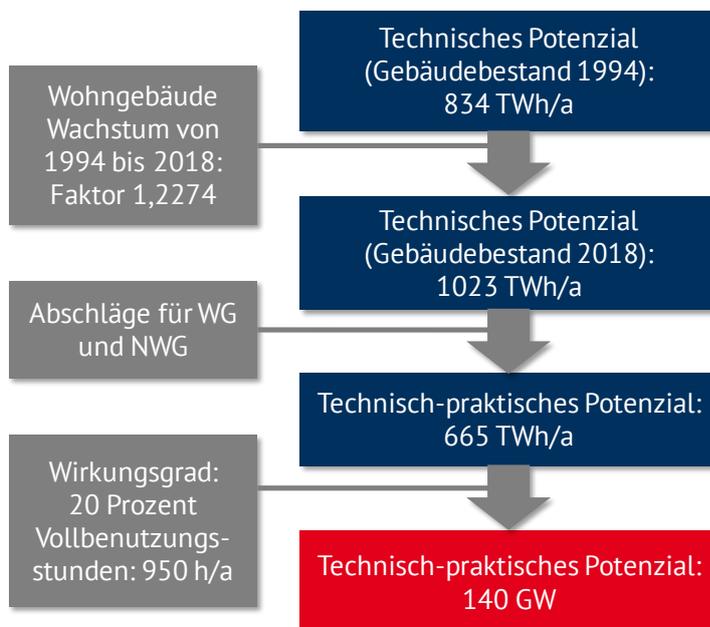


Abbildung 5: Ableitung des technisch-praktischen Potenzials

¹¹ vgl. (Prognos, 2016) und (BH&W, Prognos, 2017)

3. KLIMASCHUTZBEITRAG EINER AUSSCHÖPFUNG DES PV-KLEINANLAGEN- POTENZIALS BIS 2030

3.1. ANNAHMEN FÜR DIE MODELLIERUNG DES KLIMASCHUTZBEITRAGS

Der Klimaschutzbeitrag einer Ausschöpfung des PV-Kleinanlagenpotenzials bis 2030 wird mithilfe des fundamentalen Strommarktmodells Power2Sim¹² modelliert. Durch die Modellierung des europäischen Strommarkts werden insbesondere auch Im- und Exporteffekte berücksichtigt und ein genaueres Bild des Klimaschutzeffekts ermittelt. Dabei werden zwei Szenarien verglichen: Ein Base-Szenario und ein PV-Szenario, in welchem das in Kapitel 2.5 ermittelte PV-Kleinanlagenpotenzial bis 2030 voll ausgeschöpft wird. Hierdurch erhöht sich die insgesamt installierte PV-Leistung in Deutschland. Diese zusätzliche PV-Kapazität wird zudem mit einem Zubau an Quartiersspeichern kombiniert, die die Netzintegrationsfähigkeit sicherstellen und von Energieversorgungsunternehmen marktpreisorientiert gesteuert werden. Darüber hinaus besteht kein Unterschied zwischen den beiden Szenarien. Nachfolgend werden die getroffenen Annahmen für beide Szenarien kurz beschrieben.

3.1.1. BASE-SZENARIO: ANNAHMEN ZUM STROMMARKT IM JAHR 2030

Stromerzeugungskapazitäten

Die Annahmen zum Kraftwerkspark in 2030 orientieren sich weitestgehend an den von der Bundesregierung im Rahmen des Klimapakets beschlossenen Ausbauzielen. So sollen die Kapazitäten der Onshore-Windenergie auf 71 GW, der PV auf 98 GW und Wind Offshore auf 20 GW erweitert werden. Für die Solarenergie entspricht dies einem Zubau von durchschnittlich 4,5 GW pro Jahr. Die installierte Leistung von Braun- und Steinkohlekraftwerken folgt dem Kohleausstiegsplan und halbiert sich nahezu auf 17 GW bis 2030. Diese Halbierung bis 2030 ergibt sich ungeachtet der aktuellen Diskussionen zur Abschaltreihenfolge in den Jahren zuvor.

Die wegfallende Kohle- und Kernkraftenerzeugung wird größtenteils durch den Ausbau erneuerbarer Energien ausgeglichen. Ein weiterer Teil wird durch Stromimporte aus dem Ausland gedeckt. Jedoch ergeben unsere Modellierungen, dass bis 2030 eine zusätzliche Aufstockung deutscher Gaskapazitäten um gut 20 GW notwendig wird, um die Versorgungssicherheit in den Wintermonaten zu gewährleisten. Der Grund sind einzelne Zeitfenster von wenigen Wochen, in de-

¹² Eine Modellbeschreibung finden Sie im Anhang.

nen eine hohe kältebedingte Nachfrage auf ein sehr niedrigeres Angebot an Wind- und Solar-energie trifft („kalte Dunkelflaute“). Diese „kalten Dunkelflauten“ erstrecken sich zumeist über mehrere Länder Europas, sodass eine gleichzeitige Knappheit von Wind- und Solarstrom in mehreren Ländern auch die Importmöglichkeiten für Deutschland in diesen Zeiträumen stark einschränkt. Wie die zu diesen Zeiten erforderliche, zusätzliche Gaskapazität bereitgestellt wird, bleibt dabei offen. Eine klimafreundliche Lösung für Gas als Übergangstechnologie stellt die umfassende Umrüstung von Kohlekraftwerken auf eine Gasverfeuerung über den Kohleersatzbonus dar. So könnten bereits bestehende Kapazitäten modernisiert werden und ihre CO₂-Emissionen pro produzierte MWh deutlich reduzieren. Dies könnte vor allem für kleinere KWK-Anlagen¹³ ein attraktiver Weg sein, der zur Dezentralität der Energiewende und der Kopplung der Sektoren Strom und Wärme beitragen kann (DBI, 2017). Richtet man die Perspektive auf die langfristige Nutzung dieser Gaskapazitäten über 2030 hinaus, so erscheint eine Nutzung zur Rückverstromung von grünem Elektrolyse-Gas sinnvoll, um Lock-in-Effekte in eine emissionsintensive Infrastruktur zu vermeiden.

Bruttostromverbrauch

Neben der Stromangebotsseite sind auch Annahmen zur Stromnachfrage zu treffen. Die diesbezügliche Annahme der Bundesregierung im Rahmen des Klimapakets, wonach die Stromnachfrage bis 2030 auf dem Niveau von 590 TWh verweilt, stand öffentlich jedoch stark in der Kritik (Energate Messenger, 2019). Beispielsweise geht der Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE) von einer weitaus höheren Bruttostromnachfrage von 740 TWh in 2030 aus, das EWI der Universität zu Köln prognostiziert gar 748 TWh (BEE 2019; EWI 2020). Auch die Ersteller dieser Studie gehen von einer höheren Stromnachfrage aus, die sich auf knapp 670 TWh beläuft. Diese setzt sich aus 69 TWh flexibler und 599 TWh fixer Stromnachfrage zusammen. Die flexible Nachfrage liegt dabei rund 20 TWh über den Angaben der Bundesregierung aus dem Klimapaket (49 TWh). Während dort gemäß Netzentwicklungsplan (NEP) 2030 von Power-to-Heat-Anlagen mit rund 8 GW Leistung, 2,6 Mio. Haushaltswärmepumpen, 6 Mio. E-Pkws und Power-to-Gas-Anlagen mit 2 GW Leistung ausgegangen wird, gehen die Studienautoren mittlerweile von deutlich höheren Zahlen bei der Elektromobilität und Power-to-Gas aus.¹⁴ Auch bei der Annahme zur fixen Stromnachfrageentwicklung beruft sich die Bundesregierung auf Zahlen des NEP 2030 und liegt mit rund 540 TWh in 2030 fast 60 TWh unterhalb der hier getroffenen

¹³ Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen

¹⁴ Beispielsweise wurde im Rahmen der Wasserstoffstrategie ein Zielwert von 5 GW Elektrolyseuren für 2030 vereinbart.

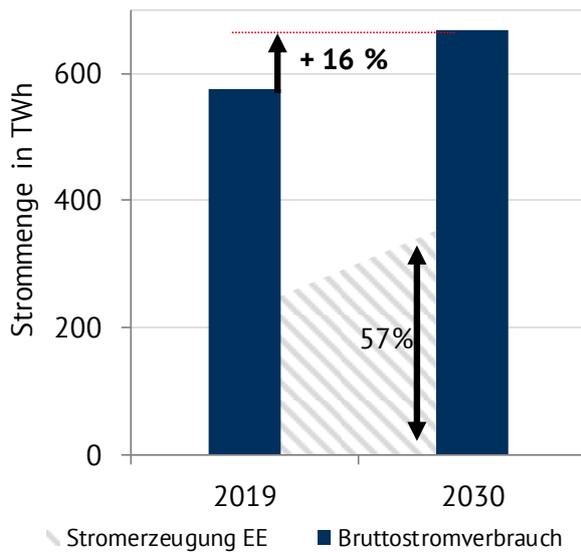


Abbildung 6: Annahme zur Entwicklung der Stromnachfrage bis 2030 und resultierende Ökostromlücke

Annahmen. Anstelle des älteren NEP 2030 wurde für diese Studie jedoch auf die zum Zeitpunkt der Studiererstellung aktuellsten zur Verfügung stehenden Annahmen aus dem Szenariorahmenentwurf des NEP 2035 zurückgegriffen (Stand: Januar 2020). Die lineare Interpolation des Zielwerts des mittleren Szenarios B für 2035 auf 2030 ergibt eine fixe Stromnachfrage von 599 TWh (50 Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW, 2020).

Eine Gesamtstromnachfrage von knapp 670 TWh in 2030 bedeutet einen Anstieg um 16 Prozent seit 2019. Das Ziel der Bundesregierung, 65 Prozent des Bruttostromverbrauchs in 2030 durch erneuerbare Energien (EE) zu decken, wird mit den im Klimapaket festgelegten Ausbauzielen für die Wind- und Solarenergie bei einer um 80 TWh erhöhten Nachfrageentwicklung nicht erreicht. Abbildung 6 verdeutlicht die entstehende Ökostromlücke von circa 8 Prozent EE-Anteil (rund 56 TWh).

Abbildung 6 verdeutlicht die entstehende Ökostromlücke von circa 8 Prozent EE-Anteil (rund 56 TWh).

Commodity-Preise

Tabelle 5: Annahmen zu Commodity-Preisen in 2030

COMMODITY	CO ₂ -ZERTIFIKATE	GAS	STEINKOHLE
Durchschnittspreis 2030	79 EUR/t	20 EUR/MWh	58 USD/t

Darüber hinaus sind Annahmen zur Entwicklung der Commodity-Preise zu treffen. Diese sind in Tabelle 5 dargestellt. Demnach gehen wir von einem Anstieg des Preises für CO₂-Emissionszertifikate auf durchschnittlich 79 EUR/t bis 2030 aus. Durch diese ambitionierte Klimapolitik wird ein starker Lenkungseffekt im Strommarkt erreicht, da sich die Stromproduktionskosten emissionsintensiver Erzeuger anteilsmäßig besonders stark erhöhen und diese dadurch schrittweise aus dem Markt gedrängt werden. In der Folge stagniert die strommarktbedingte Nachfrage nach Gas und Steinkohle und deren Preise verweilen auf einem mit heutigen Terminmarktpreisen vergleichbarem Niveau.

Verteilung der PV-Leistung auf Freiflächen- und Dachanlagen

Neben dem Marktlenkungseffekt bringt ein hoher CO₂-Preis einen weiteren Klimaschutzvorteil mit sich: Er erhöht das Strompreisniveau und damit die Renditechancen für Investoren von EE-

Anlagen. Im Bereich der PV ist in diesem Szenario deswegen davon auszugehen, dass ein im Vergleich zu heute deutlich größerer Anteil des Zubaus durch Investitionen in Freiflächenanlagen realisiert wird. Hier könnten unter anderem förderfreie Solarparks eine Rolle spielen, welche sich über langfristige Stromabnahmeverträge („Power Purchase Agreements“, kurz PPA) finanzieren. In der Folge erhöht sich der Anteil der Freiflächenanlagen an der gesamten installierten PV-Leistung in Deutschland von geschätzt¹⁵ 25 Prozent in 2020 auf 30 Prozent in 2030. Dies entspricht einer installierten Leistung von 29 GW für Freiflächen- und 69 GW für Aufdachanlagen in 2030. Dabei wird vereinfachend davon ausgegangen, dass der Großteil der installierten Leistung der Nicht-Kleinanlagen (> 100 kW) auf Freiflächenanlagen entfällt.

3.1.2. PV-SZENARIO: ABWEICHENDE ANNAHMEN

Installierte PV-Leistung und ihre Verteilung auf Freiflächen- und Dachanlagen

Die Annahmen des PV-Szenarios unterscheiden sich im Wesentlichen nicht von denen des Base-Szenarios. Die einzigen Unterschiede ergeben sich aus der Ausschöpfung des PV-Kleinanlagenpotenzials. So steigt die in 2030 installierte PV-Leistung im Vergleich zum Base-Szenario um 71 GW auf 169 GW an.¹⁶ Der dafür erforderliche Zubaupfad ist in Abbildung 7 skizziert. Demnach müsste die jährlich installierte PV-Gesamtleistung bis 2024 auf 12 GW/a und bis 2027 auf 14 GW/a ansteigen. Zum Vergleich: Im Jahr 2019 wurden 4 GW an PV-Leistung installiert. Um die Umsetzung eines derart ambitionierten Zubaupfads tatsächlich realisieren zu können, dürften weitreichende Maßnahmen vonnöten sein (vgl. Kapitel 4).

¹⁵ Vgl. (Öko-Institut, Prognos, 2018)

¹⁶ Die Differenz aus 169 GW (PV-Szenario) und 98 GW (Base-Szenario) von 71 GW ergibt sich aus dem zusätzlich realisierten PV-Kleinanlagenpotenzial (140 GW Gesamtpotenzial minus 69 GW, die ohne zusätzliche Maßnahmen bereits im Base-Szenario realisiert werden).

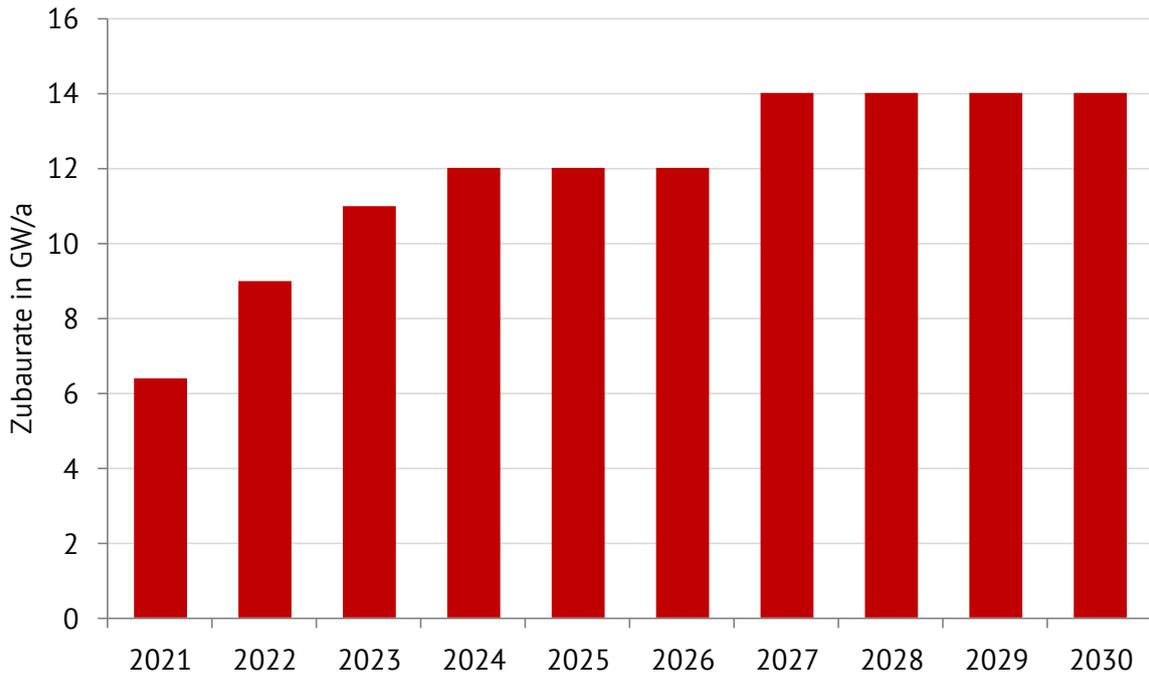


Abbildung 7: Zur Potenzialausschöpfung erforderlicher PV-Zubaupfad bis 2030 in Deutschland

Durch den stärkeren Fokus auf PV-Kleinanlagen bei einem gleichbleibenden Freiflächenzubau verschiebt sich zudem das Verhältnis von Dach- zu Freiflächennutzung. Der Anteil der Dachanlagen erhöht sich im Vergleich zum Base-Szenario von 70 auf 82 Prozent (vgl. Abbildung 8).

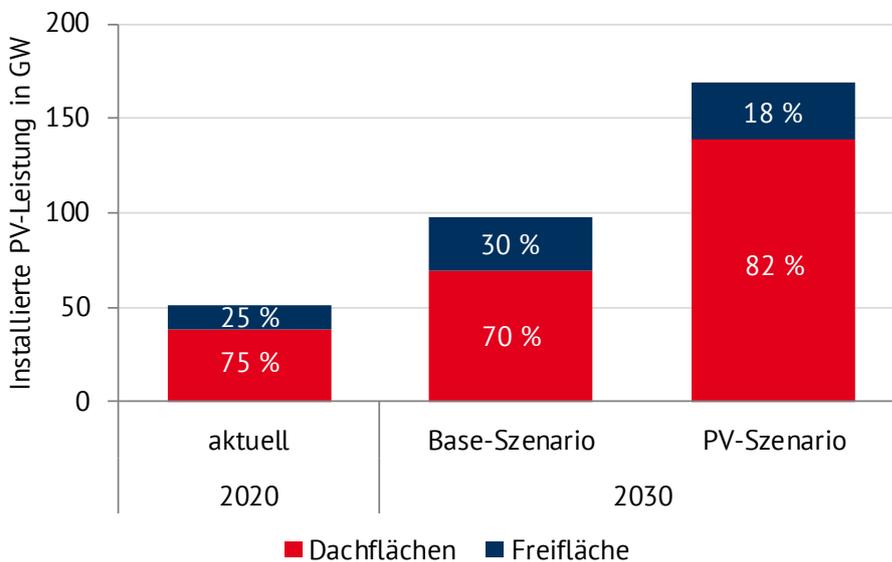


Abbildung 8: Installierte PV-Leistung und Verhältnis von Dach- zu Freiflächennutzung im Base- und PV-Szenario im Vergleich zu heute¹²

Installierte Speicherkapazität

Um den starken Zubau von PV-Aufdachanlagen zu ermöglichen, werden diese im Zusammenhang mit Batteriespeichern modelliert. Bereits in 2017 wurde mehr als jede zweite PV-Kleinanlage unter 30kW zusammen mit einem Batteriespeicher erworben (Figgenger, et al., 2020). Bis zum Jahr 2030 wird angenommen, dass dieser Anteil aufgrund weiter sinkender Batteriekosten linear auf 80 Prozent ansteigt. Berücksichtigt man lediglich den Anteil der PV-Anlagen auf Wohngebäuden, so ergibt dies eine Speicherleistung von rund 46 GW im Jahr 2030.

Durch die Ausschöpfung des PV-Kleinanlagenpotenzials ist davon auszugehen, dass die Energiewende zunehmend in die Städte getragen wird. Um diesem Umstand gerecht zu werden, werden die Batteriespeicher als Quartierspeicher mit einer Speicherkapazität von 10 Stunden modelliert. Die resultierende Speicherkapazität von 460 GWh steht dem Markt als Flexibilität zur Verfügung, da eine marktpreisorientierte Fahrweise durch Energieversorger oder anderweitige Dienstleister angenommen wird.

3.2. ERGEBNISSE

3.2.1. AUSWIRKUNGEN AUF DEN STROMMARKT: ÖKOSTROMLÜCKE ABGEWENDET, IMPORTABHÄNGIGKEIT REDUZIERT

Ökostromlücke

Die Ausschöpfung des PV-Kleinanlagenpotenzials erhöht die Solarstromproduktion von 90 TWh im Base-Szenario auf 157 TWh. Die EE-Stromproduktion steigt damit um 68 TWh auf 446 TWh. Dies entspricht einem EE-Anteil von rund 67 Prozent am Bruttostromverbrauch. Die im Base-Szenario identifizierte Ökostromlücke kann durch die PV-Kleinanlagen vollständig geschlossen werden, das EE-Anteilsziel für 2030 wird erreicht.

Importabhängigkeit

Die Abhängigkeit von Graustromimporten aus den Nachbarländern reduziert sich deutlich. Müssten die durch den Kohle- und Kernkraftausstieg fehlenden Kapazitäten im Base-Szenario noch über Nettoimporte von 35 TWh aufgefangen werden, so wird Deutschland durch die Ausschöpfung des PV-Kleinanlagenpotenzials bis 2030 zum Nettoexporteur (rund 3 TWh).

Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit auf Übertragungsnetzebene

Trotz der zusätzlichen PV-Stromerzeugung sowie der Speicherkapazitäten bleibt die Aufstockung der Gaskapazitäten zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in den Wintermonaten erforderlich. Der vorwiegende Grund ist die Dauer der in Kapitel 3.2.1 beschriebenen „kalten

Dunkelflauten“ von wenigen Tagen bis hin zu wenigen Wochen, für die das Volumen der Kurzfristspeicher von 10 Stunden schlichtweg nicht ausreicht, um genügend Strommengen zeitlich zu verschieben.

Wirtschaftlichkeit des PV-Zubaus

Die für PV-Betreiber erzielbaren Vermarktungserlöse in 2030 sinken durch die Potenzialausschöpfung von 68,3 EUR/MWh im Base-Szenario lediglich leicht auf 66 EUR/MWh. Neben eines durch die zusätzlichen PV-Kapazitäten stark verstärkten Merit-Order-Effekts¹⁷, der sich strompreissenkend auswirkt, sorgen insbesondere die Quartierspeicher für eine geringere Strompreisvolatilität, indem sie sowohl Preistälern als auch –spitzen durch marktpreisgetriebene Ein- und Ausspeicherung entgegenwirken. Dieser Ausgleich der Preistäler während sonnenreicher Tagesstunden führt zu lediglich leicht niedrigeren Vermarktungserlösen im PV-Szenario. Vergleicht man diese Werte mit der vom Fraunhofer ISE (2018) prognostizierten Entwicklung der Stromgestehungskosten für PV-Anlagen bis 2030 (circa zwischen 22 und 42 EUR/MWh), so erscheint ein Zubau förderfreier Freiflächenanlagen auch im PV-Szenario als wirtschaftlich machbar. Für den Zubau an Kleinanlagen wird von einer EEG-Förderung auch bis 2030 ausgegangen.

3.2.2. ZUSÄTZLICHE EINSPARUNG ENERGIEWIRTSCHAFTLICHER CO₂-EMISSIONEN IN 2030

Sowohl im Base-Szenario als auch im PV-Szenario werden die aktuellen Klimaschutzziele, die für den Energiesektor für das Jahr 2030 gelten, mehr als erreicht. Grund ist die Lenkungswirkung des hohen CO₂-Preises, der bis 2030 auf durchschnittlich 79 EUR pro Tonne CO₂-Äquivalent steigt und die Stromproduktion insbesondere der noch im Markt befindlichen Kohlekraftwerke deutlich reduziert. Würde das PV-Kleinanlagenpotenzial ausgeschöpft werden, so könnte der Beitrag zum Klimaschutz noch einmal deutlich erhöht werden – sowohl in Deutschland als auch in der gesamten EU. Die zusätzliche Emissionsreduktion wäre spätestens in den Folgejahren vonnöten und wird zeitlich vorgezogen. Dies verschafft uns schnellere Fortschritte auf dem Weg zur Klimaneutralität.

¹⁷ Der Merit-Order-Effekt fluktuierender erneuerbarer Energien ergibt sich durch Gleichzeitigkeitseffekte bei der Stromproduktion. Produzieren viele deutsche PV-Anlagen gleichzeitig Strom, drängen große Mengen zu Grenzkosten nahe null auf den Strommarkt (nicht verbrauchte Überschüsse aus Kleinanlagen, direktvermarktete Anlagen) bzw. reduziert sich die Stromnachfrage (PV-Stromverbrauch statt Netzbezug). Ein erhöhtes Stromangebot bzw. eine niedrigere Nachfrage wirken sich strompreissenkend aus.

Ausgehend von den energiewirtschaftlichen Treibhausgasemissionen¹⁸ im Jahr 2018 von 295 Mt wird im Base-Szenario 156,2 Mt und im PV-Szenario 141,7 Mt an CO₂-Äquivalenten im Jahr 2030 emittiert. Der Korridor des Sektorziels für die Energiewirtschaft beträgt 175 bis 183 Mt (siehe Abbildung 9).

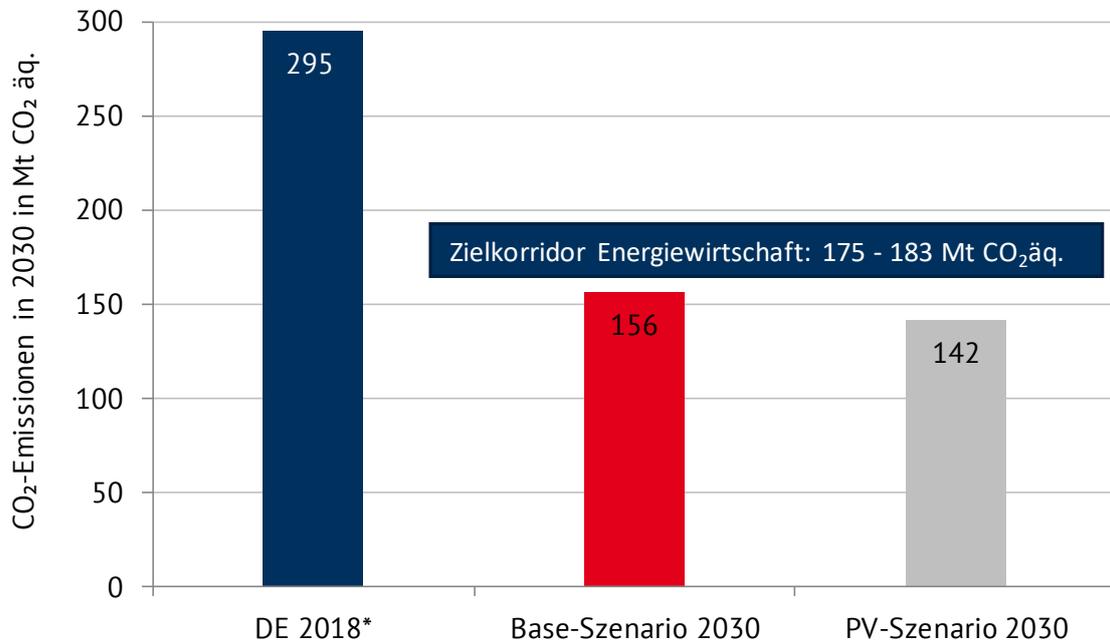


Abbildung 9: Emissionsreduktion in Deutschland (*Quelle: Online-Portal des UBA)

Entsprechend könnten die jährlichen Emissionen in Deutschland um 9 Prozent bzw. 14,5 Mt CO₂-Äq. gesenkt werden, wenn das Potenzial der PV-Kleinanlagen ausgeschöpft werden würde. Da der hierzulande produzierte PV-Strom Graustromimporte aus dem Ausland ersetzt, würden auch im EU-Ausland beheimatete CO₂-emittierende Kraftwerke weniger stark ausgelastet, da Deutschland seine Stromnachfrage übers Jahr gerechnet selbst decken kann (vgl. Angabe zu Nettoexporten in Kapitel 3.1.2). Diese wechselseitigen Auswirkungen ermöglichen eine zusätzliche Reduktion von 18,5 Mt CO₂-äq. im europäischen Stromverbund (vgl. Abbildung 10).

Der Effekt der PV wäre noch größer, verbliebe der CO₂-Preis auf dem heutigen Niveau. Der Grund ist, dass fossile Kraftwerke bei niedrigeren CO₂-Preisen öfter zum Einsatz kämen. Auf-

¹⁸Die in dieser Studie berücksichtigten Treibhausgasemissionen werden als CO₂-Äquivalente angegeben und wurden gemäß der CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe des Umweltbundesamts berechnet (UBA, 2016).

grund der dann höheren CO₂-Intensität des deutschen Erzeugungsmix würde sich das Emissionsreduktionspotenzial der zusätzlichen PV-Kleinanlagen schätzungsweise um den Faktor 1,5 oder mehr erhöhen.¹⁹

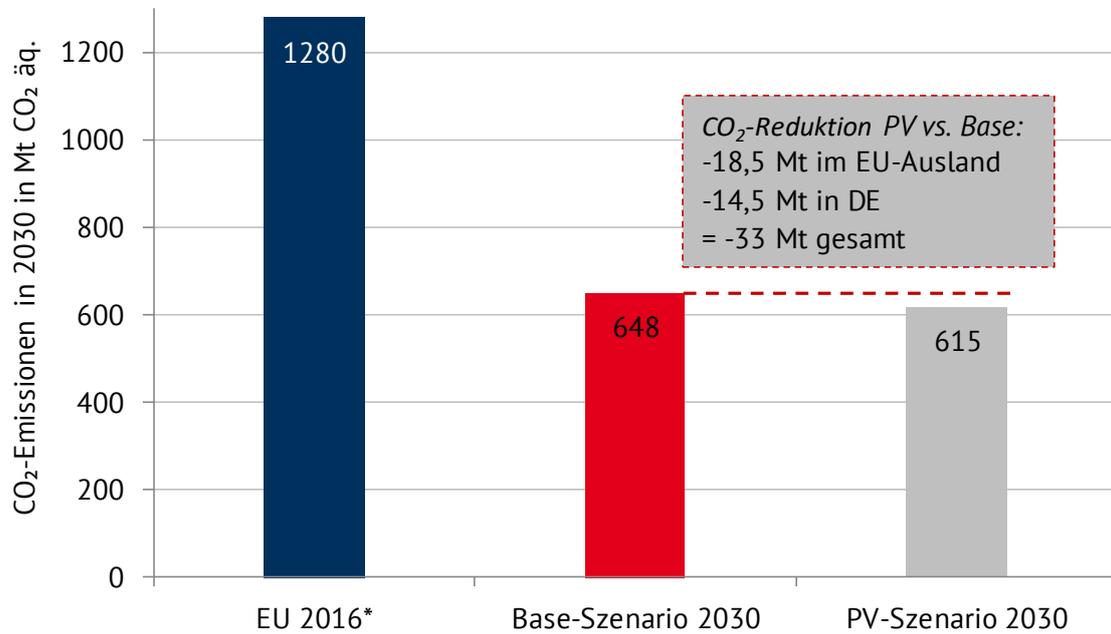


Abbildung 10: Emissionsreduktion in EU-27 inkl. UK, Norwegen und Schweiz (*Quelle: Online-Portal der European Environment Agency)

¹⁹ Der Schätzwert basiert auf einer Überschlagsrechnung von Energy Brainpool und kann deutlich höher ausfallen.

4. MAßNAHMEN ZUR ERREICHUNG DES KLIMASCHUTZBEITRAGS

Die Ausschöpfung des Potenzials für PV-Kleinanlagen in Deutschland über die im aktuellen Klimaschutzplan vorgesehenen Ziele hinaus führt dazu, dass die Ökostromlücke bis 2030 geschlossen werden kann und das EE-Anteilsziel von 65 Prozent somit erreicht wird. Bei gleichzeitig ambitioniertem CO₂-Preisniveau lässt sich der damit einhergehende Klimaschutzeffekt auf 33 Mt an zusätzlicher Reduktion von Treibhausgasemissionen beziffern, wovon 14,5 Mt direkt auf Deutschland und 18,5 Mt auf das EU-Ausland fallen. Verbliebe der CO₂-Preis auf dem heutigen Niveau, würden durch die zusätzlichen PV-Kleinanlagen sogar noch größere Mengen an CO₂-intensivem Kohlestrom verdrängt. Schätzungsweise erhöht sich das Emissionsreduktionspotenzial dann um den Faktor 1,5 oder mehr.

Um diese Emissionsreduktion zu erreichen, ist es allerdings erforderlich, den Ausbau der erneuerbaren Energien und damit den Kern der Energiewende in die Städte zu bringen. Während im ländlichen Raum ein verstärkter Ausbau von PV-Anlagen auf technische Restriktionen stoßen könnte (z. B. niedrigere Netzkapazitäten, weniger Dachflächen), bieten urbane Räume ein hohes Potenzial, um verbrauchernah eine CO₂-freie Stromerzeugung zu gewährleisten. Für die Realisierung sind eine Reihe von Maßnahmen erforderlich, denn der erforderliche Ausbaupfad für PV-Anlagen ist mit 12 GW/a ab 2024 bzw. 14 GW/a ab 2027 sehr ambitioniert. Da der Großteil dieses Zubaus auf Kleinanlagen zurückgeht, gewinnen diese dadurch an Bedeutung für das Energiesystem. Nachfolgend werden einige unterstützende Maßnahmen beschrieben, um diesen Ausbaupfad zu erreichen und die vielen PV-Anlagen möglichst zukunftssicher in das Energiesystem zu integrieren. Um Inseldiskussionen zu vermeiden, werden die Wechselwirkungen mit anderen Bereichen im Gesamtgefüge Energiewende explizit berücksichtigt und der Beitrag der PV-Kleinanlagen für eine erfolgreiche Energiewende möglichst ganzheitlich betrachtet.

4.1. PLANUNGSSICHERHEIT FÜR DIE GESAMTE PV-WERTSCHÖPFUNGSKETTE GEWÄHRLEISTEN

Zuallererst sind jährliche Zubauziele möglichst frühzeitig zu formulieren, um einen derart ambitionierten PV-Ausbau zu gewährleisten. Dies schafft Planungssicherheit und erleichtert die notwendigen Investitionen entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Schließlich könnten in der gesamten Wertschöpfungskette Hindernisse für die Realisierung des Ausbaupfads auftreten:

- Zu niedrige finanzielle Anreize bei potenziellen Investoren, um den Aufwand und die Risiken angemessen zu kompensieren,

- Zu wenig Personal für die Planung, Installation und den Betrieb der Vielzahl neuer Anlagen,
- Engpässe/Zeitverzögerungen bei Genehmigungsverfahren (z.B. wegen Denkmalschutz, Statik) oder
- Engpässe beim Nachschub an technischen Komponenten.

Daraus können flankierende Maßnahmen abgeleitet werden, die solchen potenziellen Hindernissen vorbeugen. Beispielsweise muss der Gewerbebereich gestärkt werden, der sich um die Planung, die Installation, den Betrieb und die Wartung von PV-Anlagen jeder Größenordnung rankt. Werbekampagnen für Ausbildungsprogramme in technisch-handwerklichen sowie planerischen Berufen sowie Kredit- oder Förderprogramme für entsprechende Firmen könnten hier einen Beitrag leisten.

Damit der PV-Zubau noch besser zur Schaffung von Arbeitsplätzen innerhalb des EU-Binnenmarkts beiträgt, könnte die Industrie für die Komponenten der PV-Anlagen (PV-Module, Wechselrichter, Unterkonstruktionen, Kabel etc.) im Einklang mit EU-Beihilferichtlinien durch Kredit- oder Förderprogramme ebenfalls unterstützt werden. Die Wertschöpfungskette für die Solarenergie würde dadurch wieder stärker in den Binnenmarkt verlagert. Dies beugt Engpassrisiken vor, die wachsende Nachfrage nach Komponenten kann leichter bedient werden.

Um darüber hinaus potenziellen Engpässen bei Genehmigungen vorzubeugen, sollte der PV-Zubaupfad bereits frühzeitig bei der Personalplanung in den zuständigen Ämtern berücksichtigt und Genehmigungsverfahren für PV-Kleinanlagen soweit möglich vereinfacht werden.

4.2. MARKTINTEGRATION DER PV VORANTREIBEN

4.2.1. FÖRDERFREIEN ZUBAU VON GROßANLAGEN ERLEICHTERN

Die im PV-Szenario anvisierte installierte PV-Leistung im Jahr 2030 entspricht 29 GW für Groß- und 140 GW für Kleinanlagen. Angesichts der seit 2019 zunehmenden Zahl an Pressemeldungen über förderfreie PV-Projekte, die über Power Purchase Agreements (PPA) finanziert werden, erscheint es denkbar, dass der Zubau im Großanlagenbereich bis 2030 vermehrt förderfrei erfolgen könnte. Dies gilt in erster Linie für große Solarparks der Leistungsklasse über 1 MW, da diese unter anderem aufgrund realisierbarer Skaleneffekte besonders gute Voraussetzungen für eine solche Vermarktung haben dürften. Die so eingesparten Fördermittel für Großanlagen könnten wiederum verstärkt für ein erhöhtes Förderaufkommen bei PV-Kleinanlagen genutzt werden. Mehrere Maßnahmen könnten flankierend wirken, um eine solche Entlastung bei der Förderung von Großanlagen zu erreichen.

CO₂-Mindestpreis im Stromsektor

Zum einen können die Erlösaussichten am Strommarkt für PV-Investoren verbessert werden. Um ein Projekt ohne Förderung zu finanzieren, müssen die langfristig erwarteten Erlöse in EUR/MWh über den Stromgestehungskosten liegen. Mit dem in dieser Studie angenommenen, linearen Anstieg des CO₂-Preises auf 79 EUR/Tonne im Jahr 2030 erreicht man diese Situation. Ein hoher CO₂-Preis bildet die Gesundheits- und Klimafolgenkosten fossiler Energieträger zu dem besser ab. Abbildung 11 vergleicht hierzu die vom Fraunhofer ISE (2018) prognostizierte Entwicklung der Spanne der Stromgestehungskosten für PV-Anlagen mit den Strommarkterlösen für durchschnittliche PV-Anlagen im PV-Szenario. Bereits im Jahr 2025 würde sich demnach eine förderfreie Vermarktung für einige größere Parks mit unterdurchschnittlichen Gestehungskosten lohnen. In Erwartung steigender Marktpreisen über eine Anlagenlaufzeit von 20 bis 30 Jahren könnten derlei Investitionen bereits heute getätigt werden.

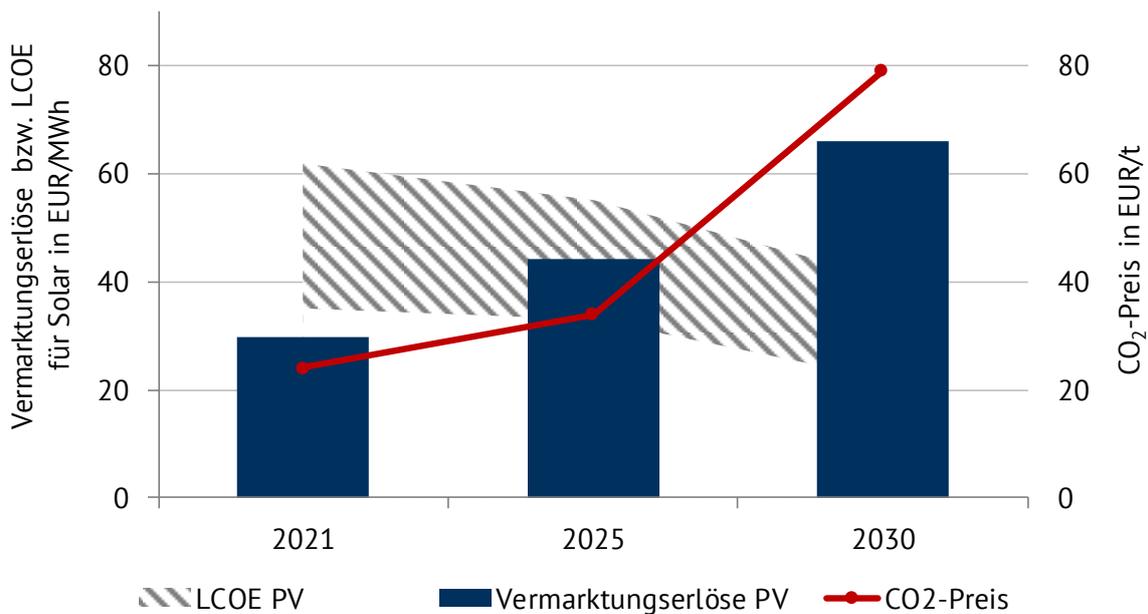


Abbildung 11: Prognostizierte Stromgestehungskostenentwicklung (nach F-ISE, 2018), die (modellierten) Vermarktungserlöse für PV sowie der zugrunde liegende CO₂-Preisverlauf* im PV-Szenario

*der Wert für 2021 entspricht dem durchschnittlichen Terminmarktpreis (Dec21) im Juni 2020

Nun stellt sich die Frage, wie sich ein für Investoren verlässliches CO₂-Preissignal in dieser Höhe realisieren lässt. Für den Verkehr- und Wärmesektor hat sich Deutschland mit dem Brennstoffemissionshandelsgesetz bereits auf einen nationalen Mindestpreis festgelegt, der bis 2025

auf 55 EUR/t steigt. Im Stromsektor ist der CO₂-Preis bis auf Weiteres jedoch den starken Preisschwankungen des europäischen Emissionshandels (EU ETS) unterworfen. Aktuell liegt der Preis im Bereich von 25 bis 30 EUR/t.

Ein CO₂-Mindestpreis auch für den Stromsektor würde hier für die notwendige Investitionssicherheit für PV-Anlagenbetreiber sorgen. Für eine Reform gibt es mehrere Ansatzpunkte. Zum einen könnte Deutschland seine EU-Ratspräsidentschaft (seit 01.07.2020) nutzen, um einen Mindestpreis im EU ETS ins Gespräch zu bringen. Auch eine Verschmelzung des nationalen Emissionshandels in Verkehr und Wärme mit dem EU ETS ist eine Möglichkeit, die bereits im deutschen Klimapaket erwähnt wurde. Beide Optionen wären mit dem geplanten Reformpaket des EU ETS umsetzbar, das im Rahmen des Green Deal für 2020 und 2021 ansteht. Darüber hinaus steht auch einem nationalen Alleingang regulatorisch wohl nichts im Wege. Ähnlich wie der „Carbon Price Floor“ in Großbritannien könnte ein zusätzlicher Mindestpreis eingeführt werden. Ein CO₂-Mindestpreis könnte gleichzeitig das EEG-Förderaufkommen für Großanlagen senken und zusätzliche Einnahmen für den Bundeshaushalt generieren, die sich aus dem Zertifikatsverkauf ergäben.

Weitere PPA-flankierende Maßnahmen

Über einen CO₂-Mindestpreis hinaus können weitere Maßnahmen für ausreichende Investitionsimpulse in förderfreie PPA-Parks sorgen. Beispielsweise sichert der norwegische Staat den PPA-Anlagenbetreibern das Ausfallrisiko ihres Kontrahenten über eine sogenannte Export Credit Garantie (Ausfallbürgschaft) ab. Eine Übernahme dieses Risikos kann niedrigere Finanzierungskosten für Betreiber nach sich ziehen (GIEK, 2018).

Weitere Möglichkeiten sind die Anpassung der Regelungen zur Strompreiskompensation und etwaige Steuervergünstigungen für Unternehmen, die Corporate PPAs abschließen. Wird PPA-Strom kompensationsfähig und gegebenenfalls steuervergünstigt, könnte das die Nachfrage nach Corporate PPAs stärken und die Verhandlungsposition der Betreiber verbessern. Der in Spanien diskutierte Gesetzesentwurf über eine PPA-Quote für die Strombeschaffung industrieller Großverbraucher zielt auf eine ähnliche Wirkung ab (pv magazine, 2020).

4.2.2. FÖRDERMITTEL VERSTÄRKT ZUR VERNETZUNG VON KLEINSTANLAGEN NUTZEN

Die ersparten Fördermittel für Großanlagen bzw. die erhöhten Einnahmen aus den Primärmarkt-auktionen der Emissionszertifikate könnten durch entsprechende Umstrukturierung der Budgets

verstärkt in die Digitalisierung der Energiewende gesteckt werden, insbesondere in stärkere Anreize zur Vernetzung und einfacheren Vermarktung von Kleinanlagen. Der aktuell geplante Smart Meter-Rollout sieht einen verpflichtenden Einbau von intelligenten Messsystemen (iMSys) mit Smart-Meter-Gateway (SMG) nur für Erzeugungsanlagen ab 7 kW und Verbraucher mit einem Stromverbrauch ab 6.000 kWh/a vor (bis 10.000 kWh/a mit Wahlrecht des Letztverbrauchers bezüglich der Viertelstundenbilanzierung (BMW, 2016)). Neben der Übermittlung von Echtzeitdaten in viertelstündiger Granularität soll außerdem die netzorientierte Steuerung flexibler Verbrauchseinrichtungen (z. B. PV-Heimspeicher, E-Mobilität) ermöglicht werden. Hierzu muss jedoch noch der Rechtsrahmen angepasst werden, wodurch sich der verpflichtende Rollout für PV-Anlagen vorerst verzögert. Eine Anpassung wird im Rahmen der anstehenden EEG-Novelle erwartet (BSI, 2020). Nichtsdestotrotz ist davon auszugehen, dass dies die Integration von Kleinanlagen in die Verteilnetze wesentlich erleichtern wird. Im Gegensatz zur aktuellen Situation, in der die „Blindheit“ beim Verbrauch bzw. bei der Überschusseinspeisung von PV-Kleinanlagenbetreibern den Verteilnetzbetreiber zum Teil erhöhte Kosten im Rahmen der Bewirtschaftung von Differenzbilanzkreisen sowie des Netzmanagements bescheren, werden diese Hürden hinsichtlich einer Integration von PV-Kleinanlagen in das Netzgebiet zumindest teilweise aufgelöst.

Bleibt jedoch das Segment der PV-Kleinanlagen unter 7 kW bzw. Endverbraucher unter 6.000 kWh Jahresstromverbrauch, für das sich die vorgenannten Vorteile durch den Pflicht-Rollout nicht ergeben. Diesem Segment dürfte jedoch die überwiegende Anzahl der PV-Kleinanlagen im Wohngebäudebereich zuzuordnen sein. Für diese Anlagen ist die Herstellung der Fernsteuerbarkeit aktuell nicht erforderlich²⁰, der Einbau eines Smart Meters (und die damit einhergehende Viertelstundenbilanzierung) ist optional. Grund ist das ungünstige Kosten-Nutzen-Verhältnis eines Einbaus, das sich aus der Kleinteiligkeit ergibt (derselbe Einbauaufwand, aber kleinere Strommengen, vgl. (BMW, 2016)). So liegen die durch die grundzuständigen Messstellenbetreiber abrufbaren Preisobergrenzen mit 23 bis 60 EUR/a für Einbau und Messstellenbetrieb nur leicht oberhalb aktueller Durchschnittskosten für Messstellenbetrieb und Messung bei elektronischen Zählern (rund 20 EUR/a für Verbraucher und ca. 30 Euro pro Jahr für Kleinstzeuger). Wettbewerbliche Messstellenbetreiber sind zwar nicht an diese Preisobergrenzen gebunden, jedoch trüge der Letztverbraucher durch seine unveränderte Kostenverantwortung in

²⁰ Dies gilt für PV-Anlagen mit höchstens 30 kW, sofern die maximale Wirkleistungseinspeisung am Netzverknüpfungspunkt auf 70 % der installierten Leistung begrenzt wird (BSI)

diesem Fall auch die höheren Mehrkosten.²¹ Wettbewerbliche Drittanbieter können auch Direktvermarkter sein, die die Kleinanlagen in ihren Pool integrieren wollen.²² Basierend auf einer Querfinanzierung durch zusätzlichen Hardwareverkauf (z. B. Batteriespeicher) können diese die Einbaukosten in Einzelfällen freiwillig übernehmen und wirtschaftlich darstellen. Die Wirtschaftlichkeit eines flächendeckenden Rollouts in diesem Segment erweist sich letztendlich jedoch für Messstellenbetreiber, Direktvermarkter wie Letztverbraucher gleichermaßen als zentrales Problem.

Für eine erfolgreiche Energiewende und zur Realisierung des hier diskutierten Ausbaupfads ist die flächendeckende Digitalisierung auch im Segment der Kleinanlagen allerdings von hoher Bedeutung. Insbesondere die Machbarkeit von Mieterstrom- und Energy-Sharing-Modellen (vgl. 4.3.2 und 4.3.3) wird so erheblich verbessert. Deshalb wird vorgeschlagen, dass der optionale Einbau von Smart Metern in diesem Segment durch den Bund, beispielsweise über Mittel des Energie- und Klimafonds, bezuschusst wird und zur Überwindung der Wirtschaftlichkeitshürde beiträgt. Dies wäre ein wichtiger Schritt hin zu mehr Markt- und Netzintegrationsfähigkeit der PV-Kleinanlagen. Dadurch würde das Potenzial kleiner PV-Heimspeichersysteme zur Vermeidung von Netzkosten nutzbar gemacht, was beispielsweise die lokalen Netzentgelte entlasten könnte. Die Befähigung der EEG-Kleinanlagen zur Direktvermarktung könnte in der langen Frist zudem die Pflichtvermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ersetzen und eine systemdienlichere, großhandelspreisorientierte Fahrweise ermöglichen. Reduziert sich dadurch die Anzahl negativer Preise, würde sich dies wiederum positiv auf die Erlösmöglichkeiten förderfreier Anlagen erneuerbarer Energien auswirken und deren Marktintegration im doppelten Sinne vorantreiben.

4.2.3. KLIMASCHUTZPOTENZIAL VON ALTANLAGEN HEBEN: WEITERBETRIEB DURCH MARKTINTEGRATION

Ab 2021 wird eine zunehmende Anzahl an PV-Anlagen aus der EEG-Förderung ausscheiden. Um den ambitionierten Nettozubaupfad einzuhalten, muss ein Rückbau dieser Altanlagen möglichst vermieden werden. Insofern sich der Betreiber nicht bereits nach Förderende für eine Erneuerung der Anlage am selben Standort entscheidet, sollte ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb ermöglicht werden. Dies entlastet die Anforderungen an den Bruttozubaupfad, der den Nettozubaupfad ansonsten um den jährlichen Rückbau übersteigen müsste.

²¹ Zum Vergleich: Die Kosten für den verpflichtenden Einbau für Kleinerzeuger (7 bis 100 kW) und –verbraucher (6.000 bis 10.000 kWh/a) sind auf 100 EUR/a Messkosten gedeckelt (BMWi, 2016)

²² Bei direktvermarkteten Anlagen ist die Möglichkeit zur Fernsteuerbarkeit obligatorisch (BSI, 2020)

Ein Großteil der PV-Anlagen, die ab 2021 aus der EEG-Förderung fallen, sind Klein- bzw. Kleinanlagen unter 100 bzw. 7 kW. Aktuell werden für diese Anlagen einige Möglichkeiten für Anschlussregelungen diskutiert, um einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb nach Förderende zu sichern und einen Rückbau dieser Kapazitäten zu verhindern. Zunächst werden in diesem Unterkapitel zwei Vorschläge unterbreitet, die auf eine verbesserte Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs bei gleichzeitiger Marktintegration abzielen und sich damit in den aktuellen öffentlichen Diskurs hierzu einreihen. Mittels einer Überschlagsrechnung wird anschließend das Klimaschutzpotenzial bis 2030 ermittelt, das sich durch einen 5-jährigen Weiterbetrieb dieser Anlagen ergäbe.

Direktvermarktung für Kleinanlagen nach Förderende ermöglichen

Derzeit werden EEG-Strommengen, die eine Einspeisevergütung erhalten, vom zuständigen ÜNB über den Spotmarkt pflichtvermarktet. Anlagenbetreiber erhalten hierfür eine Vergütung pro produzierte kWh in der Höhe des Fördersatzes. Mit dem Ende der EEG-Förderung entfällt nicht nur der Anspruch auf den anzulegenden Fördersatz, sondern auch die verpflichtende Stromabnahme und Vermarktung durch den ÜNB. Diese Rolle kann entweder neu besetzt werden (etwa durch einen Direktvermarkter) oder, womöglich befristet, beim Netzbetreiber verbleiben. In diesem Fall wäre festzusetzen, zu welchem Tarif diese verpflichtende Stromabnahme erfolgt. Wird die Rolle neu besetzt, braucht es eine Direktvermarktung von Kleinstmengen. Die Vermarktungsform der sonstigen Direktvermarktung sieht gemäß § 21 b EEG auch für Kleinanlagen eine Viertelstundenbilanzierung vor, was eine Eintrittsbarriere für die sonstige Direktvermarktung von Kleinanlagen und Anlagen mit hohem Eigenverbrauchsanteil darstellt. Eine Erleichterung des Smart Meter Rollouts im Kleinanlagenbereich wie im vorangegangenen Kapitel beschrieben würde hier insbesondere auch den Altanlagen zu Gute kommen, da damit eine zukunftsorientierte Vermarktungsmöglichkeit geschaffen wird. Der Einspeisetarif für diese Anlagen sollte sich dabei am Marktwert abzüglich derjenigen Vermarktungskosten orientieren, die diesen Strommengen zugeordnet werden können.

Möglichkeiten der Grünstromvermarktung für Kleinanlagen verbessern

Die Fähigkeit, die Grünstromeigenschaft von PV-Strom über Herkunftsnachweise (HKN) zu vermarkten, ist aktuell der einzige Pluspunkt beim Wechsel in die sonstige Direktvermarktung nach EEG-Vergütungsende. Der Markt für HKNs ist allerdings wenig attraktiv, das niedrige Preisniveau generiert keine verlässlichen Einnahmen. Eine Stärkung dieses Marktes bzw. des Preisniveaus könnte einen marktintegrierten Weiterbetrieb wirtschaftlich erleichtern. Beispielsweise unterscheiden sich HKNs schon heute in ihren Angaben hinsichtlich des Anlagenstandorts, dem

Anlagenalter und der Erzeugungstechnologie. Die Stromkennzeichnung unterscheidet bislang allerdings nicht zwischen diesen Qualitäten. Die verpflichtende Angabe des Grünstromanteils aus Deutschland (oder ein anderes regionalisierendes Kriterium) kann die Sensibilität von Letztverbrauchern für die Qualitäten von HKNs erhöhen und die Erlösmöglichkeiten für deutsche Altanlagen verbessern. Eine höhere Zahlungsbereitschaft hierfür im Vergleich zu konventionellen HKN, die größtenteils von älteren, norwegischen Wasserkraftwerken generiert werden, würde dem erhöhten Klimaschutzbeitrag gerecht, den diese jüngeren Anlagen leisten.

Über die Stärkung des Preissignals hinaus muss zudem der Zugang für Kleinanlagen zur Grünstromvermarktung verbessert werden, sollen diese marktintegriert weiterbetrieben werden. Die Registrierung einer Anlage im Herkunftsnachweisregister kostet derzeit größenunabhängig 50 EUR. Die Kontoführungsgebühr kostet jährlich mindestens 50 EUR. Demgegenüber stehen wesentlich geringere Erlöse für Kleinanlagen. Für eine PV-Anlage mit 6 kW könnten diese bei einem HKN-Preis von 1,50 EUR/MWh beispielsweise bei etwa 8 EUR/a liegen ($6 \text{ kW} * 900 \text{ VLS} * 1,5 \text{ EUR/MWh}$). Es wird deutlich, dass die Registergebühren die Wirtschaftlichkeit einer Teilnahme am Herkunftsnachweissystem für Kleinanlagen aktuell vollständig untergraben. Um einen förderfreien Weiterbetrieb der vielen PV-Kleinanlagen mit Förderende in den nächsten Jahren zu ermöglichen, kann eine Regelung zum Bündeln von Anlagen in einem Registrierungsvorgang bei einmaliger Gebühr etabliert werden. Solaranlagen unterhalb eines zu bestimmenden Schwellwertes von 10 bis 100 kWp könnten zudem in einem vereinfachten allgemeinen Verfahren gänzlich von der Registrierungsgebühr befreit werden.

Wie groß ist das Klimaschutzpotenzial des Weiterbetriebs?

Geht man vereinfacht für alle PV-Altanlagen von einem 5-jährigen Weiterbetrieb nach Förderende aus, so sind zur Berechnung des Klimaschutzpotenzials bis 2030 die Strommengen aller Anlagen heranzuziehen, die bis zu Jahresbeginn 2030 aus der Förderung fallen. Durch ihren Weiterbetrieb wird grauer Netzstrom substituiert, und die damit einhergehenden Treibhausgasemissionen vermieden.

Zieht man die Zahlen der (AGEE-Stat, 2019) heran, so fällt bis zum 31.12.2029 eine installierte PV-Leistung von 10,6 GW aus der EEG-Förderung. Kumuliert man die über den Weiterbetriebszeitraum erwartbare Stromproduktion dieser Altanlagen unter Annahme von durchschnittlich 900 VBS, so ergeben sich Weiterbetriebsstrommengen von 23,2 TWh bis einschließlich 2030.²³

²³ Der je Anlage berücksichtigte Weiterbetriebszeitraum ist dabei vom Zeitpunkt des Förderendes abhängig. Für Anlagen mit Förderende bis spätestens 31.12.2025 gehen die vollen fünf Weiterbetriebsjahre in

Zieht man zur vereinfachten Bewertung der dadurch vermiedenen Emissionen den CO₂-Emissionsfaktor des deutschen Strommix in 2019 heran (401 t CO₂-äq. pro GWh, vgl. (UBA, 2020)), so können durch den Weiterbetrieb kumuliert knapp 9 Mt CO₂-äq. bis 2030 vermieden werden. Jedoch überschätzt diese Vereinfachung das tatsächliche Reduktionspotenzial, da die deutsche Stromerzeugung bis 2030 zunehmend CO₂-ärmer wird. So liegt die CO₂-Intensität im PV-Szenario in 2030 nur noch bei knapp 210 t/GWh. Zieht man diese Zahl zur Bewertung heran, so sammeln sich bis 2030 knapp 5 Mt vermiedener Emissionen an. Da der Umfang der installierten PV-Leistung, die aus der Förderung fällt, im Laufe der Jahre bis 2030 eher ansteigt, dürfte das Klimaschutzpotenzial näher an der Marke 5 Mt liegen.

Daher ist festzuhalten, dass durch einen 5-jährigen Weiterbetrieb von PV-Altanlagen nach Förderende mindestens 5 Mt CO₂ eingespart würden. Dies entspricht den arbeitswegbedingten Jahresemissionen von 3,2 Millionen Berufspendlern²⁴ oder rund 50 Prozent der gesamten Treibhausgasemissionen der deutschen Abfallwirtschaft im Jahr 2018 (UBA, 2020).

4.3. ANWENDUNGSFÄLLE FÜR PV-KLEINANLAGEN ERWEITERN

4.3.1. PV-PFLICHT FÜR NEUBAUTEN UND INTEGRATION IN DEN ATMENDEN DECKEL

Um die Anwendungsfälle für gebäudeintegrierte PV-Anlagen zu erhöhen, wird zunehmend die Idee einer verpflichtenden Installation von PV-Anlagen für Neubauprojekte aufgegriffen. Je nach Ausgestaltung könnte ein Kleinanlagenpotenzial erschlossen werden, das weit über die in dieser Studie ermittelten Zahlen hinausgeht. Nachfolgend wird diskutiert, wie eine solche Pflicht in die bestehende Fördersystematik für PV-Kleinanlagen integriert werden kann.

Da das Baurecht in Deutschland in den Zuständigkeitsbereich der Bundesländer fällt, gehen bisherige Regelungen hierzu vorrangig auf die Landespolitik zurück. Eine „solare Baupflicht“ wurde bisher in Baden-Württemberg, Bremen und Hamburg eingeführt, in weiteren Bundesländern wurden Gespräche oder öffentliche Diskussionen hierzu bereits angestoßen (u.a. Berlin, Bayern). Da für die Genehmigung eines Bauvorhabens in der Regel die örtlichen Kommunen zuständig sind, gab es auch auf dieser Ebene vereinzelte Initiativen (u.a. die Städte Waiblingen und Tübingen).

die Berechnung ein, für Anlagen mit Förderende zum 31.12.2026 beispielsweise nur noch vier Jahre. Für Anlagen mit Förderende zum 31.12.2029 werden lediglich die verdrängten Graustrommengen des ersten Weiterbetriebsjahres miteinbezogen, um ihr Klimaschutzpotenzial bis 2030 zu bestimmen.

²⁴ Durchschnittlicher Arbeitsweg von 40km, zurückgelegt mit einem mittelgroßen Benziner des Baujahrs 2009 (vgl. (WDR, 2018)).

gen). Beim Vergleich bisheriger Ansätze tun sich einige Unterschiede auf: So legt die Stadt Tübingen beim Verkauf ihrer Grundstücke vertraglich fest, dass eine PV-Anlage auf dem Dach zu installieren ist ((Solarenergie Förderverein Deutschland e.V., 2020), (pv magazine, 2020)). In Baden-Württemberg müssen ab 2022 neu geplante Nicht-Wohngebäude mit einer PV-Anlage ausgestattet werden. Eine künftige Ausweitung auf den Wohngebäudebereich wird zudem politisch diskutiert. Der Stadtstaat Hamburg hingegen hat eine PV-Pflicht bereits für alle Neubauten ab 2023 sowie ab 2025 auch für vollständig dachsanierte Bestandsbauten festgelegt. Ausnahmeregelungen greifen bei technischen und wirtschaftlichen Unverhältnismäßigkeiten sowie bei alternativer Flächennutzung durch Solarthermie (vgl. § 16 HmbKliSchG²⁵). Bestimmungen zu erforderlichen Anlagegrößen (z. B. über Mindestwerte oder Bezugsgrößen wie die Gebäudegrundfläche) wurden nicht angegeben.

Derartige Gesetzesvorhaben sind sehr zu begrüßen. Eine Ausweitung des ambitionierten Hamburger Modells auf die restlichen Bundesländer könnte entscheidend zur Erreichung des in dieser Studie dargelegten Ausbaupfads im PV-Kleinanlagenbereich beitragen. Dabei ist für die von einer PV-Pflicht betroffenen Kleinanlagenbetreiber grundsätzlich davon auszugehen, dass sie einen Anspruch auf EEG-Förderung haben. Im Kontext der in Deutschland vorherrschenden Fördersystematik des „atmenden Deckels“²⁶ kann eine flächendeckende Neubaupflicht jedoch zur Kannibalisierung freiwilliger Investitionen in PV-Kleinanlagen führen. Der „atmende Deckel“ soll primär einer Überförderung im Kleinanlagenbereich vorbeugen und die EEG-Förderkosten im Rahmen halten, wenn die Investitionskosten unvorhergesehen und besonders stark fallen. Deshalb ist eine Beibehaltung des atmenden Deckels bei entsprechender Anhebung der jährlichen Ausbauziele als zentrale Bezugsgrößen durchaus denkbar. Um unerwünschten Kannibalisierungseffekten vorzubeugen, könnten die Kapazitäten der durch eine baurechtliche Verpflichtung errichteten PV-Anlagen nicht oder nur anteilig in die Berechnungsverfahren miteinbezogen werden. Schließlich ist bei günstiger Modulkostenentwicklung kurzfristig zwar von einer Zunahme freiwilliger Investitionen in PV-Anlagen auszugehen, welche die EEG-Förderkosten ohne den Automatismus des atmenden Deckels unnötig „aufblähen“ könnten. Für Investitionsentscheidungen bei Neubauten oder Dachsanierungen ist eine solche PV-getriebene Investitionsdynamik

²⁵ HmbKliSchG (Hamburgisches Klimaschutzgesetz)

²⁶ Kurzum: je stärker (schwächer) der geförderte PV-Zubau im zurückliegenden Halbjahr war, desto stärker (schwächer) sinken die von der Bundesnetzagentur festgesetzten Einspeisevergütungssätze für neue PV-Anlagen unter 750 kW.

allerdings nicht in gleichem Maße zu erwarten, da die Rendite der PV-Investition hier lediglich einen (vermutlich kleinen) Anteil der gesamten Investitionsrendite ausmacht.

Die zu Zeiten der Einführung des „atmenden Deckels“ ebenfalls beabsichtigte Komponente der Mengensteuerung bzw. „Deckelung“ des PV-Zubaus über eine Anpassung der EEG-Förderung ist für das kommende Jahrzehnt nicht mehr zeitgemäß. Werden die richtigen Anreize gesetzt (vgl. 4.2.1), so findet ein signifikanter Anteil des PV-Zubaus außerhalb des EEG statt. Eine Deckelung dieses marktwirtschaftlichen Zubaus ist ebenso wenig sinnvoll wie die des Zubaus über Neubaupflichten, der „atmende Deckel“ sollte lediglich die Förderung für freiwillige Investitionen in PV-Kleinanlagen deckeln und entsprechend eines aktualisierten Ausbaukorridors angehoben werden. So kann die PV als eine der Schlüsseltechnologien der Energiewende ihr volles Potenzial entfalten.

4.3.2. MIETERSTROMMODELL VEREINFACHEN UND AUSBAUEN

Das von der Bundesregierung 2017 implementierte Gesetz zum Mieterstrom-Modell hat sein Ziel, jährlich 500 MW Anlagenleistung zuzubauen, weit verfehlt. Gemäß Statusbericht 2019 wurden bis dato nur 677 geförderte Mieterstromanlagen mit einer Leistung von insgesamt 13,9 MW installiert (Ulrich, 2019).

Die aktiven Akteure rund um das Thema Mieterstrom sind aktuell überwiegend Pioniere aus dem Ökostrom-Bereich, einzelne Stadtwerke sowie intrinsisch motivierte Initiativen (Bürger-Projekte, genossenschaftliche und private Initiativen, etc.). Um die Anzahl der Mieterstrom-Projekte sowie der aktiven Akteure zu erhöhen, müsste das Verhältnis zwischen Ertrag und Aufwand deutlich attraktiver werden. In mehreren Studien und Positionspapieren wurden Verbesserungen am aktuellen regulatorischen Rahmen bereits diskutiert und veröffentlicht.²⁷

Geltungsbereich für Mieterstrom

Zunächst sei darauf hingewiesen, dass der Geltungsbereich des Mieterstrom-Modells auf gewerblich genutzte Gebäude ausgeweitet werden müsste, um das große Potenzial dieser Gebäudetypen zu berücksichtigen. Aktuell besteht die Anforderung, dass das betreffende Gebäude zu mindestens 40 Prozent dem Wohnen dient. Für eine komplette Öffnung gegenüber Nicht-Wohngebäuden wäre § 21 Abs. 3 EEG entsprechend zu ändern. Die Nachfrage nach Strom aus einer Mieterstromanlage seitens der gewerblichen Mietparteien könnte gestärkt werden, indem eine allgemeine Quoten-Regelung vorgibt, dass (jede Art von) Unternehmen einen bestimmten Anteil ihres Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energien beziehen müssen. Das erhöht wiederum die

²⁷u.a. (IÖW, 2017), (VZBV, 2018), (VZ NRW, 2019), (BNE et al., 2019) und (von Bredow/Valentin/Herz, 2018)

Investitionssicherheit der Vermieter solcher Gewerbegebäude, könnte aber aufgrund der nach dem Einzug eingeschränkten Freiheit eines Anbieterwechsels schwer umzusetzen sein.

Maßnahmen hinsichtlich finanzieller Anreize

Die finanzielle Rentabilität für ein Mieterstrom-Projekt ist momentan nicht flächendeckend attraktiv. Eine wesentliche Belastung stellt die zu zahlende EEG-Umlage dar. Aufgrund der technischen Ähnlichkeit zwischen Mieterstrom und Eigenstromversorgung mit PV-Anlagen auf Eigenheimen wäre eine rechtliche Gleichstellung sinnvoll (BNE et al., 2019). Eigenstrom ist bis 10 kW installierter PV-Leistung vollständig von der EEG-Umlage befreit und darüber hinaus nur mit 40 Prozent der EEG-Umlage belastet. Die Renewable Energy Directive II (RED II) der EU schreibt eine Anhebung dieser Bagatellgrenze von 10 auf mindestens 30 kW vor. Außerdem sollen Prosuming-Modelle generell von unverhältnismäßigen Abgabenbelastungen befreit werden. Die Richtlinie muss bis Mitte 2021 in nationales Recht umgesetzt werden, der sich hieraus ergebende Handlungsspielraum bei der Umsetzung sollte auch auf das Mieterstrommodell angewandt werden.

Ein anderer großer Kostenfaktor bei Mieterstrom-Projekten ist die Planung und Umsetzung eines Zähler- und Abrechnungssystems. Dafür könnten deutschlandweit Investitionskosten-Zuschüsse bereitgestellt werden. Aufgrund regulatorischer Anforderungen ist das Zähl- und Messwesen bei Mieterstrom-Projekten sehr komplex und trägt gerade bei kleineren Projekten (kleine Anlage, wenig Mietparteien) zur Unwirtschaftlichkeit bei. Bundesländer wie NRW, Hessen und Thüringen haben derlei Zuschüsse bereits eingeführt (IÖW, 2017).

Maßnahmen zur Verringerung des bürokratischen Aufwands

Der bürokratische Aufwand für Initiatoren und Betreiber eines Mieterstrom-Projektes ist sehr hoch. So besteht beispielsweise eine lange Liste von Meldepflichten für den Lieferanten des Mieterstroms entsprechend des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), des Stromsteuer-Gesetzes (StromStG), der Verordnung (EU 1227/2011) über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes (REMIT), der Marktstammdatenregisterverordnung und des Energiewirtschafts-Gesetzes (EnWG) (von Bredow/Valentin/Herz, 2018). Für den energiewirtschaftlichen Laien ist das kaum zu bewältigen, für Dritte lohnt es sich erst ab einer gewissen Größe des Mieterstrom-Projektes, solch eine Dienstleistung zu übernehmen. Es ist allerdings noch unklar, ob ein Projekt den Mieterstromzuschlag in Anspruch nehmen darf, wenn Dritte (z. B. EVUs) als professionelle Dienstleister in Funktion des Stromlieferanten übernehmen, ohne dass das EVU auch Anlagenbetreiber ist. Im Prinzip ist nämlich eine Personenidentität zwischen Anlagenbetreiber

und Mieterstrom-Lieferant vorgegeben. Im Gegensatz dazu wäre das Lieferkettenmodell mit einer Splittung dieser Rollen auf verschiedene Akteure effizienter in der Umsetzung und würde zu mehr Projekten führen. Dazu wäre eine Klarstellung in § 21 Abs. 3 EEG erforderlich (vgl. BNE et al., 2019).

Bagatell-Grenzen könnten bürokratische Hürden für “kleinen Mieterstrom” (Wohngebäude mit bis zu 6 Wohneinheiten) weiter reduzieren. In Anlehnung an RED II könnte eine Art “Lokalstrom” eingeführt werden, der die Selbstversorgung mit Strom durch Mieterstrom oder Eigenstrom gleichstellt. Eine Grenze könnte beispielsweise 6 Wohneinheiten oder max. 30 kW Anlagenleistung sein (VZBV, 2018), (IÖW, 2017)).

Eine weitere rechtliche Unsicherheit besteht im Gewerbesteuergesetz. Darin sollte Klarheit geschaffen werden, dass der Verkauf von Mieterstrom nicht zum Verlust der Gewerbesteuerbefreiung des Wohnungsunternehmens oder Immobilienbesitzers führt - so wie es auch für Heizungsanlagen gilt (BNE et al., 2019).

Auch der Begriff “unmittelbare räumliche Nähe”, der bei Mieterstrom-Projekten eine Rolle spielt, ist nicht eindeutig definiert und erfordert immer wieder aufwändige Einzelfallentscheidungen. Eine Klärung schafft Planungs- und Investitionssicherheit. Eine Ausrichtung des Begriffs an der Netzinfrastruktur erscheint plausibel (VZBV, 2018).

Verteilnetzbetreiber (VNBs) besetzen eine Schlüsselposition bei Mieterstrom-Projekten (Genehmigung, Netzanschluss, Zählertausch, etc.), ohne dass der VNB ein eigenes Interesse an diesem Projekt hätte. Die in 4.2.2 beschriebene, stärkere Vernetzung auch für Kleinanlagen könnte dieser Problematik immerhin vorbeugen. Dennoch müssten regulatorische Vorgaben gemacht werden, um die bislang häufig schleppende Umsetzung der Projekte zu beschleunigen. Entsprechend des Anlagen-Begriffs im EEG sollte in § 8 Abs. 1 EEG auch die “Kundenanlage” gemäß § 20 Abs. 1d EnWG vorrangig und unverzüglich vom Netzbetreiber angeschlossen werden. Eine definierte Frist für einen positiven oder negativen Bescheid von z. B. 8 Wochen (entsprechend der EEG-Anlagen) könnte eingeführt werden (BNE et al., 2019).

Informatorische Maßnahmen

Schließlich könnten bundesweite Informationskampagnen für Immobilienbesitzer aber auch für Verbraucher die Möglichkeiten von Mieterstrom-Projekten aufzeigen. Als fachliche Unterstützung bei der Planung und Umsetzung könnten Länder und Kommunen Energieberater kostenlos zur Verfügung stellen oder Beratungsstellen anbieten. Außerdem könnte die kommunale Wohnungswirtschaft als Vorbild fungieren, indem sie verpflichtet werden, lokal erzeugte Energie aus

Erneuerbaren in ihren Wohnquartieren anzubieten (Strom oder Wärme, mittels BHKW, Mieterstrom-PV o.ä.). Die dadurch erhöhte Visibilität in der Bevölkerung sowie die steigende Lernkurve bei EVUs, Projektentwicklern und Wohnungswirtschaft würde dem weiteren Ausbau einen Schub verpassen.

4.3.3. ENERGY-SHARING-MODELLE ERMÖGLICHEN

Dezentral erzeugten Strom bilanziell betrachtet auch dezentral zu verbrauchen, ist außerhalb des eigenen Gebäudes bisher energiewirtschaftlich kaum möglich. Im Rahmen von Energy-Sharing-Modellen soll genau das möglich werden. Der Begriff "Energy-Sharing" wird dabei im englischsprachigen Originaltext der EE-Richtlinie „RED II“ in Art. 22 Nr. 2 b) verwendet. Wörtlich heißt es dort: *„Member states shall ensure that renewable energy communities are entitled to share within the renewable energy community, renewable energy that is produced by the production units owned by that renewable energy community, [...]“*.

Demnach haben alle EU-Bürger das Recht, erneuerbare Energie gemeinsam zu nutzen. Damit geht der EU-Begriff der „Renewable Energy Communities“ (RECs; zu Deutsch „Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften“) über die hierzulande etablierten Bürgerenergiegesellschaften hinaus, da diese ihren Strom lediglich gemeinsam erzeugen. Um Stromverbrauchern und EE-Stromerzeugern künftig gleichermaßen zu ermöglichen, in eine REC ein- und auszutreten und regionalen Grünstrom zu verbrauchen, muss der regulatorische Rahmen auf nationaler Ebene angepasst werden. Neben der Beseitigung von bürokratischen, technischen und finanziellen Hürden geht es dabei ganz grundlegend um die Einbettung dieser neuartigen Form des Strombezugs in den aktuellen energiewirtschaftlichen Rahmen. Hierfür hat die Bundesregierung bis Juni 2021 Zeit. Ein konkreter [Konzeptvorschlag](#), wie und unter welchen Bedingungen Energy Sharing in Deutschland künftig ausgestaltet werden könnte, wurde von Energy Brainpool im Auftrag des Bündnis Bürgerenergie erstellt (Energy Brainpool/Bündnis Bürgerenergie, 2020). Zur Ermittlung des SLP-Anteils eines REC-Lastgangs wird in diesem Papier unter anderem ein Ansatz über analytische Lastprofile je Bilanzierungsgebiet vorgeschlagen. Hier sei darauf hingewiesen, dass die in 4.2.3 vorgeschlagene, flächendeckende Vernetzung von PV-Anlagen eine viertelstundenscharfe Bilanzierung noch einmal deutlich erleichtern würde. Dies könnte auch die Akzeptanz von Energy-Sharing-Modellen bei involvierten Stakeholdern steigern.

Ungeachtet des Ausgestaltungskonzepts sollten Energy-Sharing-Modelle den Zugang zu „authentischem“ Grünstrom auch für Verbraucher ohne Eigenanlage erleichtern, eine netzdienliche

Lastanpassung auf Verteilnetzebene anreizen sowie möglichst regional und partizipativ ausgerichtet sein. Durch gemeinschaftlich optimierte Stromerzeugung können Standorte regional optimiert werden und größere/günstigere Anlagen sowie mehr EE-Anlagen und Speicher installiert werden als bei einer Beschränkung auf Eigenversorgung, Mieterstrom oder andere Formen der direkten Förderung. Auch soziale Ungleichgewichte durch die Verteilung von Kapital können bei einer gemeinsamen Nutzung von erneuerbarem Strom abgebaut werden. Eine lokale Optimierung von Erzeugung und Verbrauch kann zudem den notwendigen Netzausbaubedarf zur Integration der Ladeinfrastruktur für E-PKWs verringern.

Grundsätzlich sollte bei allen Maßnahmen beachtet werden, dass Anreizsysteme und Vergünstigungen auch systemkompatibel sind und nicht Mehrkosten an anderer Stelle im System verursachen, z. B. bei der Regelleistung. Das Bilanzkreis- und Fahrplanmanagement muss also auch bei PV-Kleinstanlagen, bei Mieterstrom- und Energy-Sharing-Projekten in irgendeiner Weise korrekt durchgeführt werden, um die Balance von Erzeugung und Verbrauch im gesamten Stromnetz zu erhalten. Nur so kann die hervorragende Versorgungssicherheit in Deutschland und Mitteleuropa aufrechterhalten werden. Im Zuge der Digitalisierung und Daten-Automatisierung sollten Fahrplanmanagement sowie Abrechnungsprozesse zukünftig für viele dezentrale, kleinere Einheiten einfacher und kostengünstiger werden.

5. LITERATURVERZEICHNIS

- 50 Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW. (2020). *Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035*. Von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmenentwurf_NEP2035_2021.pdf abgerufen
- AG Energiebilanzen. (2020). Von <https://www.ag-energiebilanzen.de/> abgerufen
- AGEE-Stat. (2019). *Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energien Statistik: Zeitreihen zu erneuerbaren Energien*.
- Agora Energiewende. (2018). *Stromnetze für 65 Prozent Erneuerbare bis 2030. Zwölf Maßnahmen für den synchronen Aus-bau von Netzen und Erneuerbaren Energien*. Berlin.
- BH&W, Prognos. (2017). *Schlussbericht Mieterstrom*.
- BMVI. (2015). *Räumlich differenzierte Flächenpotentiale für erneuerbare Energien in Deutschland*. Von https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/ministerien/BMVI/BMVIOnline/2015/DL_BMVI_Online_08_15.pdf?__blob=publicationFile&v=2 abgerufen
- BMWi. (2016). *Neuer Rechtsrahmen für die Digitalisierung der Energiewende auf dem Weg*. Von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Monatsbericht/Monatsbericht-Themen/04-2016-neuer-rechtsrahmen-fuer-die-digitalisierung-der-energie-wende-auf-dem-weg.pdf?__blob=publicationFile&v=10 abgerufen
- BNE et al. (2019). *Branchenstellungnahme zur Mieterstromförderung nach EEG 2017*. Berlin.
- BSI. (2020). *Marktanalyse zur Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme nach § 30 MsbG*. Von https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/SmartMeter/Marktanalysen/Marktanalyse_nach_Para_30_MsbG_v1_1_1.pdf?__blob=publicationFile&v=11 abgerufen
- DBI. (2017). *Studie zur Umrüstbarkeit von kohlebefeuelten Kraftwerksanlagen auf Erdgas auf dem deutschen Energiemarkt*. Von https://www.shell.de/medien/shell-presseinformationen/2017/use-of-natural-gas-in-coal-power-plants-a-realistic-option-for-climate-protection/_jcr_content/par/textimage_2f40.stream/1495112119432/23eb3525c746946685bc1e04c857feb88e6ef842/be-umrüstung-kohlekr abgerufen
- Deutsche Energie-Agentur. (2017). *Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung*. Von

- https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9191_dena_Netzflexstudie.pdf
abgerufen
- DLR, ifeu, WI. (2004). *Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland*. Von https://www.ifeu.de/landwirtschaft/pdf/Oekologisch_optimierter_Ausbau_Langfassung.pdf abgerufen
- Energate Messenger. (2019). *Kritik am Bund reißt nicht ab*. Von <https://www.energatemessenger.de/news/197904/stromverbrauch-2030-kritik-am-bund-reisst-nicht-ab> abgerufen
- energiezukunft. (15. Juli 2020). *Baden-Württemberg wird erstes Bundesland mit Solarpflicht*. Von <https://www.energiezukunft.eu/erneuerbare-energien/solar/baden-wuerttemberg-wird-erstes-bundesland-mit-solarpflicht/> abgerufen
- Energy Brainpool/Bündnis Bürgerenergie. (2020). *Impulspapier Energy Sharing*. Von https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user_upload/2020-03-06_EnergyBrainpool_Impulspapier-Energy-Sharing.pdf abgerufen
- Figgener, J., Stenzel, P., Kairies, K.-P., Linßen, J., Haberschusz, D., Wessels, O., . . . Sauer, D. U. (2020). The development of stationary battery storage systems in Germany - A market review. *Journal of Energy Storage*.
- Fraunhofer ISE. (2020). *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*. Von <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf> abgerufen
- Fraunhofer IWES. (2012). *Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik*. Von https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/IWES_Netzintegration_lang.pdf abgerufen
- GIEK. (2018). *Guarantee scheme for long-term power purchase contracts*. Von https://www.giek.no/getfile.php/136538-1536046159/web/Dokumenter/Guarantee%20scheme%20for%20long-term%20power%20purchase%20contracts_ENG.pdf abgerufen
- IÖW. (2017). *Mieterstrom – Hindernisse und Potenziale*. Von https://www.ioew.de/fileadmin/user_upload/BILDER_und_Downloaddateien/Publikationen/2017/IOEW-Studie_Mieterstrom.pdf abgerufen
- ISEA RWTH Aachen. (2018). *Jahresbericht 2018*. Von www.speichermonitoring.de abgerufen

- Kaltschmitt, M., & Wiese, A. (1993). *Erneuerbare Energieträger in Deutschland*. Springer Verlag Berlin-Heidelberg.
- Lödl, M. e. (2010). *Abschätzung des Photovoltaik-Potentials auf Dachflächen in Deutschland*. Von <https://mediatum.ub.tum.de/doc/969497/969497.pdf> abgerufen
- Mainzer, K., & Fath, K. (2014). *A high-resolution determination of the technical potential for residential-roof-mounted photovoltaic systems in Germany*. Von <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0038092X14002114> abgerufen
- Öko-Institut, Prognos. (2018). *ZUKUNFT STROMSYSTEM II – Regionalisierung der erneuerbaren Stromerzeugung vom Ziel her denken*. Von im Auftrag des WWF: <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Stromsystem-II-Regionalisierung-der-erneuerbaren-Stromerzeugung.pdf> abgerufen
- Prognos. (2016). *Das Potenzial für Photovoltaik-Speicher-Systeme in Ein- und Zweifamilienhäusern, Landwirtschaft sowie im Lebensmittelhandel*. Von https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2016/Dezentralitaet/Agora_Eigenversorgung_PV_web-02.pdf abgerufen
- PV magazine. (2019). *Studie: Photovoltaik+Speicher machen Verteilnetzausbau für Elektromobilität überflüssig*. Von <https://www.pv-magazine.de/2019/02/04/studie-photovoltaikspeicher-machen-verteilnetzausbau-fuer-elektromobilitaet-ueberfluessig/> abgerufen
- pv magazine. (2020). *Bremen führt Photovoltaik-Pflicht für Neubauten ein*. Abgerufen am 15. Juni 2020 von <https://www.pv-magazine.de/2020/06/11/bremen-fuehrt-photovoltaik-pflicht-fuer-neubauten-ein/>
- pv magazine. (2020). *Grünstrompflicht für spanische Großunternehmen*. Von <https://www.pv-magazine.de/2020/03/05/gruenstrompflicht-fuer-spanische-grossunternehmen/> abgerufen
- Quaschnig. (2000). *Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert*. Von <https://www.volker-quaschnig.de/downloads/Klima2000.pdf> abgerufen
- Quaschnig. (2019). *Das Berliner Solarpotential*. Von <https://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/HTW-Berlin-2018-Das-Berliner-Solarpotenzial.pdf> abgerufen
- Roland Berger. (2010). *Auswirkungen des Photovoltaik-Ausbaus auf die Verteilernetze*. Von Roland Berger Consultants (2010): Auswirkungen des Photovoltaik-Ausbaus auf die abgerufen

- Solarenergie Förderverein Deutschland e.V. (2020). *Solare Baupflicht*. Abgerufen am 15. Juni 2020 von http://www.sfv.de/artikel/solare_baupflicht__stand_der_dinge.htm
- Statista. (2020). *Installierte PV-Leistung nach Bundesland*. Von <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/250881/umfrage/installierte-photovoltaikleistung-nach-bundesland/> abgerufen
- UBA. (2016). *CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe*. Von https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1968/publikationen/co2-emissionsfaktoren_fur_fossile_brennstoffe_korrektur.pdf abgerufen
- UBA. (2020). *Energiebedingte Treibhausgasemissionen*. Von <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energiebedingte-emissionen#energiebedingte-treibhausgas-emissionen> abgerufen
- UBA. (2020). *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 -2019*. Von https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-04-01_climate-change_13-2020_strommix_2020_fin.pdf abgerufen
- UBA. (2020). *Treibhausgas-Emissionen nach Kategorien*. Von <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#treibhausgas-emissionen-nach-kategorien> abgerufen
- Ulrich, S. (2019). *erneuerbareenergien.de - Bundeswirtschaftsministerium veröffentlicht Mieterstrombericht*. Von <https://www.erneuerbareenergien.de/bundeswirtschaftsministerium-veroeffentlicht-mieterstrombericht> abgerufen
- von Bredow/Valentin/Herz. (2018). *Rechtsgutachten „Kleiner Mieterstrom“ und gemeinschaftliche Eigenversorgung, im Rahmen des Projekts ENERGIE2020*. Von <https://www.verbraucherzentrale.nrw/sites/default/files/2019-01/Rechtsgutachten%20Gemeinschaftliche%20Eigenversorgung.pdf> abgerufen
- VZ NRW. (2019). *Stellungnahme zum Antrag der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen: „Bürokratieabbau bei Mieterstromprojekten vorantreiben“, Drucksache 17/3797, im Rahmen der Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft, Energie und Landesplanung am 16. Januar 2019*. Von https://www.verbraucherzentrale.nrw/sites/default/files/2019-01/2019-01-11_Stellungnahme_Mieterstrom_Verbraucherzentrale_final.pdf abgerufen

VZBV. (2018). *Ein Jahr Mieterstromgesetz*. Von

https://www.vzbv.de/sites/default/files/downloads/2018/07/25/2018_07_25_mmieterstrom_forderungen_verbaende_fin_v3.pdf abgerufen

WDR. (2018). *quarks.de - CO2 in Zahlen: Was ist viel, was ist wenig*. Von

<https://www.quarks.de/umwelt/klimawandel/co2-in-zahlen-was-ist-viel-was-ist-wenig/> abgerufen

6. ANHANG

Beschreibung des Fundamentalmodells Power2Sim

Für die Berechnung der Szenarien wird das Strommarktmodell Power2Sim eingesetzt.

Power2Sim ist eine von Energy Brainpool entwickelte Fundamentalsoftware zur Modellierung der europäischen Strommärkte. Die Basis bildet eine simulierte Merit-Order-Kurve, anhand derer die Großhandelsstrompreise für die einzelnen europäischen Länder stundenscharf berechnet werden. Im Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurve ergibt sich der Strompreis. Das am teuersten produzierende Kraftwerk, welches zur Deckung der Nachfrage noch benötigt wird, bestimmt somit den Marktpreis.

Die kurzfristigen Grenzkosten der Stromproduktion von Erzeugungsanlagen, die verfügbare Erzeugungskapazität sowie die Nachfrage sind damit die Haupteinflussfaktoren auf die Strompreise. Im Power2Sim wird dabei nach konventionellen und erneuerbaren Erzeugungsanlagen unterschieden. Bevor die verschiedenen konventionellen Kraftwerke anhand ihrer kurzfristigen Grenzkosten als Merit-Order in die Berechnung eingehen, wird die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien berücksichtigt. Der aus erneuerbaren Energien erzeugte Strom wird von der Gesamtnachfrage abgezogen, die verbleibende Strommenge (Residuallast) muss folglich von konventionellen Kraftwerken produziert werden. Erneuerbare Energien werden im Modell je nach Technologie unterschiedlich berücksichtigt. Grundlage sind dabei stets historische Erzeugungsdaten, um die vorhandene Erzeugungssystematik möglichst genau abzubilden. Der gesamte konventionelle Kraftwerkspark ist im Power2Sim inklusive der jeweiligen Spezifika, d. h. Brennstoff, Effizienz, Verfügbarkeit etc., aus denen ein Merit-Order-Gebotspreis abgeleitet wird, hinterlegt.

Im Lastmodell wird auf Basis von Typtagprofilen, einem Ferien- und Feiertagskalender sowie dem Szenariotrend die Stromnachfrage für jedes einzelne Land stundenscharf für die Zukunft modelliert.

Das Im- und Exportmodell ersetzt feste Zeitreihen des Stromaustauschs und lässt die grenzüberschreitenden Stromflüsse iterativ berechnen. Durch Einbeziehung grenzüberschreitender Lastflüsse in das System können die Strompreise im zusammenhängenden europäischen Stromübertragungsnetz so wesentlich genauer ermittelt werden. Immer beginnend mit der größten Preisdifferenz zwischen zwei Nachbarstaaten wird eine vorher festgelegte Transfermenge in Megawatt pro Stunde ausgetauscht. Dies führt zu einer Preisangleichung zwischen den beiden Ländern, hieraus ergeben sich neue Preisdifferenzen zwischen den Ländern und es wird wieder

bei der höchsten Differenz Strom ausgetauscht. Dieser Prozess wird so lange durchgeführt, bis sich alle Preise angeglichen haben oder die Grenzkupplungskapazitäten ausgeschöpft sind. Die Strompreisbildung auf dem europäischen Energiemarkt wird folglich von zahlreichen Faktoren beeinflusst, welche bei der Entwicklung von Strompreisszenarien zu berücksichtigen sind. Diese Faktoren werden im Power2Sim anhand der bereits erwähnten Untermodelle eingebracht. Abbildung 12 zeigt den Aufbau des Power2Sim und das Zusammenwirken zwischen den verschiedenen Untermodellen.

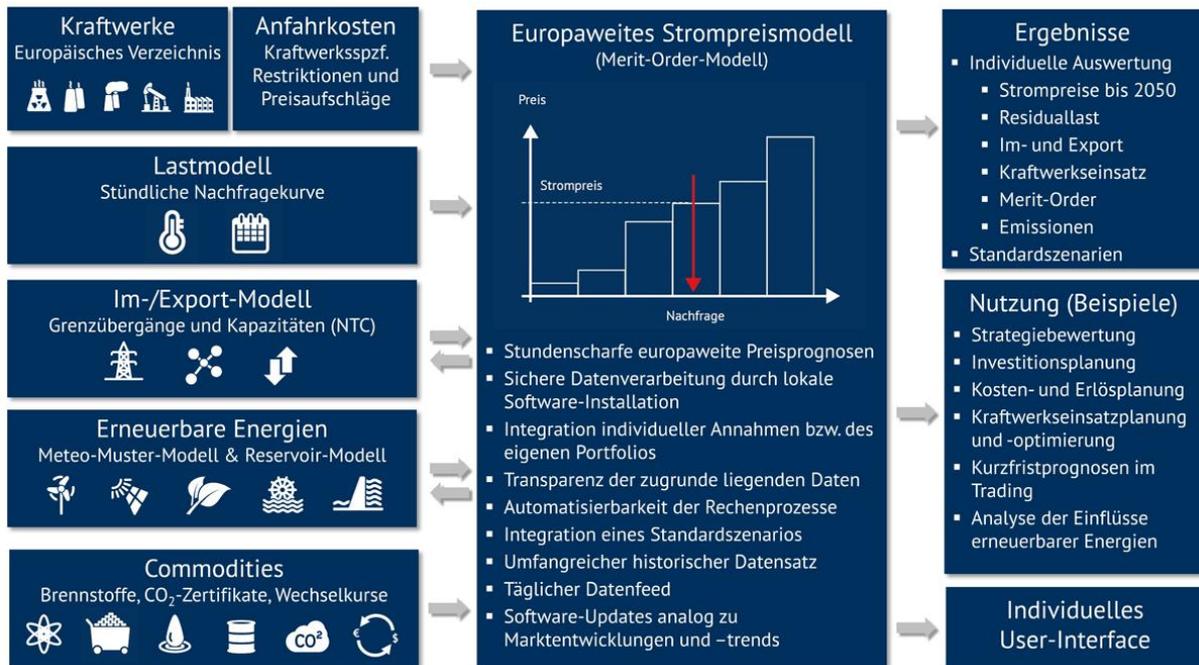


Abbildung 12: Funktionsschema Power2Sim

Die grundlegende historische Datenbasis ergibt sich aus öffentlich verfügbaren Quellen, wie z. B. Eurostat und ENTSO-E. Anhand der historischen Strompreise, Erzeugungs- und Stromaus-tauschmengen sowie Emissionen wird das Modell kalibriert.

KURZPORTRAIT ENERGY BRAINPOOL

Die Energy Brainpool GmbH & Co. KG bietet unabhängige Energiemarkt-Expertise mit Fokus auf Marktdesign, Preisentwicklung und Handel in Deutschland und Europa. 2003 gründete Tobias Federico das Unternehmen mit einer der ersten Spotpreisprognosen am Markt. Heute umfasst das Angebot Fundamentalmodellierungen der Strompreise mit der Software Power2Sim ebenso wie vielfältige Analysen, Prognosen und wissenschaftliche Studien. Energy Brainpool berät in strategischen und operativen Fragestellungen und bietet seit 2008 Experten-Schulungen und Trainings an. Das Unternehmen verbindet Wissen und Kompetenz rund um Geschäftsmodelle, Digitalisierung, Handels-, Beschaffungs- und Risikomanagement mit langjähriger Praxiserfahrung im Bereich der steuerbaren und fluktuierenden Energien.

IMPRESSUM

Autoren:

Michael Claußner, Matthis Brinkhaus, Christopher Troost

Herausgeber:

Energy Brainpool GmbH & Co. KG

Brandenburgische Straße 86/87

10713 Berlin

www.energybrainpool.com

kontakt@energybrainpool.com mailto:

Tel.: +49 (30) 76 76 54 - 10

Fax: +49 (30) 76 76 54 - 20

Juli 2020

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne die Zustimmung des Herausgebers unzulässig und strafbar. Das gilt vor allem für Vervielfältigungen in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrokopie oder ein anderes Verfahren), Übersetzung und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Inhalte findet eine Haftung ohne Rücksicht auf die Rechtsnatur des Anspruchs nicht statt. Sämtliche Entscheidungen, die auf Grund der bereitgestellten Informationen durch den Leser getroffen werden, fallen in seinen Verantwortungsbereich.