

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME, ISE

**GUTACHTEN
ÜBER DIE GRENZEN DER TECHNISCHEN MÖGLICHKEIT
UND DIE WIRTSCHAFTLICHE VERTRETBARKEIT DER IN
§ 16 DES HAMBURGISCHEN KLIMASCHUTZGESETZES
ERLASSENEN NUTZUNGSPFLICHT
SOLARER STRAHLUNGSENERGIE (PV-PFLICHT)**

Freiburg, November 2020

**GUTACHTEN
ÜBER DIE GRENZEN DER TECHNISCHEN MÖGLICHKEIT UND DIE
WIRTSCHAFTLICHE VERTRETBARKEIT DER IN § 16 DES
HAMBURGISCHEN KLIMASCHUTZGESETZES ERLASSENEN
NUTZUNGSPFLICHT SOLARER STRAHLUNGSENERGIE
(PV-PFLICHT)**

Gerhard Stryi-Hipp
Bin Xu-Sigurdsson
Jana Strecker

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Heidenhofstr. 2, 79110 Freiburg

Unter Mitarbeit von
Dr. Fabio Longo, RA, Fachanwalt Verwaltungsrecht,
Karpenstein Longo Nübel Rechtsanwälte PartmbB

Erstellt im Auftrag der
Freien und Hansestadt Hamburg
Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft, Amt Energie und Klima
Abteilung Energierecht und städtische Energiepolitik
Neuenfelder Str. 19, 21109 Hamburg

Freiburg im Breisgau, November 2020

Inhalt

Abbildungsverzeichnis.....	5
Tabellenverzeichnis.....	6
Abkürzungen.....	7
Begriffsbestimmungen.....	7
1 Aufgabenstellung.....	8
2 Fachliche Grundlagen für die in einer Rechtsverordnung festzulegenden Anforderungen an die technische Unmöglichkeit der Erfüllung der PV-Pflicht.....	8
2.1 Einzelfälle, in denen die Errichtung einer PV-Anlage technisch unmöglich erscheint.....	8
2.1.1 Baukonstruktive Einschränkungen von PV-Anlagen.....	10
2.1.2 Einschränkung der Installierbarkeit von PV-Anlagen aufgrund sonstiger Dachnutzung....	15
2.1.3 Einschränkungen der technischen Machbarkeit durch Beeinträchtigung der PV-Anlage oder des PV-Anlagenertrags.....	19
2.1.4 Einschränkungen durch Gefahren, die von der PV-Anlage ausgehen könnten: Blendwirkung.....	20
2.1.5 Einschränkungen durch erschwerte oder nicht mögliche Netzanschlüsse.....	21
2.1.6 Einschränkungen aufgrund des Denkmalschutzes.....	21
2.2 Formulierungsvorschläge für die Anforderungen an die technische Unmöglichkeit.....	23
3 Fachliche Grundlagen für die festzulegenden Anforderungen an die wirtschaftliche Vertretbarkeit der Erfüllung der PV-Pflicht.....	26
3.1 Grundsätzliche Bemerkungen zum Wirtschaftlichkeitsnachweis.....	26
3.1.1 Parameter der Wirtschaftlichkeitsrechnung und deren perspektivische Änderungen.....	27
3.1.2 Zeitliche Änderungen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.....	29
3.1.3 Unterscheidungen Neubau und Gebäudebestand.....	30
3.2 Definition „wirtschaftliche Vertretbarkeit“.....	31
3.3 Methodik der Wirtschaftlichkeitsrechnung.....	32
3.3.1 Berechnungsmethode und Zielsetzung der Wirtschaftlichkeitsrechnung.....	32
3.3.2 Angewandtes Verfahren und Software zur Wirtschaftlichkeitsrechnung.....	33
3.4 Fallgruppen.....	34
3.4.1 PV-Anlagen mit vollständiger Einspeisung des erzeugten Solarstroms nach EEG.....	35
3.4.2 PV-Anlagen mit Selbstverbrauchsanteil.....	35
3.4.3 Mieterstromanlagen.....	36
3.4.4 Bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung betrachtete Fallgruppen.....	38

3.5	Parameter der Wirtschaftlichkeitsrechnung	39
3.6	Durchführung der Wirtschaftlichkeitsrechnungen	43
3.6.1	Eingangsdaten der Wirtschaftlichkeitsrechnung	43
3.6.2	Berechnungsergebnisse Wirtschaftlichkeit	46
3.6.3	Bewertung der Wirtschaftlichkeitsergebnisse	47
3.7	Fallgruppen von wirtschaftlich nicht vertretbaren PV-Anlagen	47
3.8	Formulierungsvorschläge für die Anforderungen an die wirtschaftliche Nicht-Vertretbarkeit ...	52
4	Geltungsbereich der PV-Pflicht	54
5	Analyse der CO ₂ -Einsparung infolge der PV-Pflicht	55
6	Empfehlungen für die Weiterentwicklung des HmbKliSchG	60
6.1	Einführung einer Mindestgröße für PV-Anlagen	60
6.2	Kombination von solarthermischen und PV-Anlagen	62
7	Literaturverzeichnis	64

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Mögliche Gründe, die die Errichtung und den Betrieb einer PV-Anlage technisch einschränken oder unmöglich machen	9
Abb. 2: Grafik und Bezeichnung von Dachformen (Quelle: © Kiono, stock.adobe.com)	11
Abb. 3: PV-Anlage installiert mit Abstand zur Dachgaube (links) und oberhalb von Dachgauben (rechts) zur Vermeidung von übermäßigen Verschattungsverlusten (Quelle: © U.J.Alexander, stock.adobe.com, © Animaflora PicsStock, stock.adobe.com)	16
Abb. 4: Süd-Nord-Schnitt durch nach Süden orientierten PV-Modulreihen (oben) und West-Ost-Schnitt durch nach Westen und Osten orientierten PV-Modulreihen mit Darstellung der Modul- und Solarinstallations-Eignungsfläche (schematische Darstellung).....	17
Abb. 5: „Soziale Dachnutzung“ mit „Urban Gardening“ (links), Dachterrasse und Gründach (mitte), eine semitransparente PV-Überdachung eines Sitzplatzes (rechts) ist auch auf einem Dach möglich (Quellen: © AYAIMAGES, © slavun, © zorro, alle stock.adobe.com)	18
Abb. 6: Bildschirmausschnitt des Ergebnis-Tabellenblatts des Wirtschaftlichkeitsrechners des Umweltinstituts München mit Ergebnissen für eine 5 kWp Anlage mit 25 % Selbstverbrauch [12]	34
Abb. 7: Jährliche solare Einstrahlungsmenge auf ebene Flächen in Hamburg für Ausrichtungen von West über Süd bis Ost (Azimut 90° bis -90°) und Neigung der bestrahlten Fläche von 0° bis 90° (Inklination) für nicht verschattete Flächen (Quelle: Eigene Berechnungen, Einstrahlungsdaten aus [17])	42
Abb. 8: Durchschnittliche Systempreise für PV-Anlagen in Deutschland, Stand März 2019 [11]	42
Abb. 9: Spezifischer jährlicher Solarstromertrag einer PV-Anlage in Hamburg für unterschiedliche Ausrichtungen (Azimut) und Neigungswinkel (Inklination) der Solarstrommodule in absoluten Werten (oben) und relativ zum Maximalwert (unten) unter der Annahme, dass die PV-Anlage nicht verschattet ist (Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der Einstrahlungsdaten aus [17])	43

Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Anzahl der Gebäude je Dachform in Hamburg, Stand 2019, Eignung zur Errichtung einer PV-Anlage [1].....	10
Tab. 2: Bedachungsmaterialien, die für die Errichtung von Solaranlagen ungeeignet oder nur eingeschränkt geeignet sind	13
Tab. 3: Übersicht Dachaufbauten und -einschnitte sowie technische Installationen	15
Tab. 4: Definition der Denkmalkategorien in Hamburg	22
Tab. 5: Mögliche Ablehnungsgründe für PV-Anlagen aus Denkmalschutzgründen.....	23
Tab. 6: Formulierungsvorschläge technische Unmöglichkeit mit Erläuterungen	24
Tab. 7: Einflussfaktoren der Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen, deren aktuelle Unsicherheit und mögliche künftige Änderungen, Einschätzung der Stärke der Variabilität und künftigen Entwicklung von +++ (vorteilhaft) bis --- (nachteilig für die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage)	27
Tab. 8: Installierte PV-Mieterstromleistung mit Mieterstromzuschlag nach Bundesländern und bezogen auf die Einwohnerzahl, Stand 03.07.2019, entnommen aus [16].....	37
Tab. 9: Übersicht der Geschäftsmodelle und Größenklassen von PV-Anlagen mit den betrachteten (weiß hinterlegt) und den nicht betrachteten (grau hinterlegt) Fallgruppen. Angegeben sind die Eckdaten der betrachteten Fallbeispiele (Anlagengröße, Durchschnittspreis nach [11], Anteil Selbstverbrauch, Höhe Einspeisevergütung bzw. anzulegender Wert).....	38
Tab. 10: Wichtigste Eingangsparameter für die Wirtschaftlichkeitsrechnung einer PV-Anlage	39
Tab. 11: Verwendete Eingangsdaten für die Wirtschaftlichkeitsrechnungen (entsprechend der Eingangsparameter des verwendeten Wirtschaftlichkeitsrechners)	43
Tab. 12: Amortisationszeiten der PV-Anlagen berechnet für die typischen Fallbeispiele je Fallgruppe jeweils für den maximalen Solarstromertrag (961 kWh/kW/a) und für 75 % des maximalen Ertrags (721 kWh/kW/a) entsprechend der maximaler Einstrahlung und 75 % der maximalen Einstrahlung..	46
Tab. 13: Fallgruppen wirtschaftlich nicht vertretbarer PV-Anlagen, Definition und Erläuterungen.....	48
Tab. 14: Formulierungsvorschläge für RVO zur wirtschaftlichen Nicht-Vertretbarkeit.....	52
Tab. 15: Marktentwicklung PV-Leistung in Hamburg 2010 – 2018 [22] und mögliche künftige Entwicklung bis zum Jahr 2050 unter Berücksichtigung des aktuellen Klimaschutzgesetzes (eigene Abschätzung)	57
Tab. 16: Entwicklung der durch die PV-Pflicht eingesparten CO ₂ -Emissionen (eigene Berechnungen).....	59

Abkürzungen

BGB	Bürgerliches Gesetzbuch
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
DSchG	Denkmalschutzgesetz
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien
EEWärmeG	Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich
EnEG	Gesetz zur Einsparung von Energie in Gebäuden
GEG	Gebäudeenergiegesetz
HBauO	Hamburgische Bauordnung
HmbKliSchG	Hamburgisches Klimaschutzgesetz
kW	Kilowatt
kWh/kW/a	Kilowattstunden pro Kilowatt PV-Anlagenleistung pro Jahr (bei Stromertrag der PV-Anlage)
kWh/m ² /a	Kilowattstunden pro m ² Modulfläche pro Jahr (bei Einstrahlung auf Modulfläche)
LuftVG	Luftverkehrsgesetz
PV	Photovoltaik
RVO	Rechtsverordnung

Begriffsbestimmungen

Mit Photovoltaik bezeichnet man Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie mittels Nutzung von Solarzellen und Solarmodulen.

Angaben zur elektrischen Leistung von Photovoltaikanlagen beziehen sich auf die Nennleistung der Anlagen, somit entspricht die Einheit Kilowatt (kW) der in Fachkreisen sonst auch genutzten Einheit Kilowatt peak (kWp); das Erneuerbare-Energien-Gesetz spricht von „installierter Leistung“ und gibt diese mit „Kilowatt“ an (vgl. § 48 Abs. 2 EEG 2017).

Ein Dach ist die Summe aller Dachflächen eines Gebäudes. Eine Dachfläche ist eine einheitliche Teilfläche des Daches.

Brutto-Dachfläche ist die Fläche, die durch die Außenkanten einer Dachfläche eingeschlossen wird.

Solarinstallations-Eignungsflächen sind die Teilflächen einer Dachfläche, die für die Errichtung einer Solaranlage geeignet sind. Dies sind Teilflächen eines Daches, die nicht durch bautechnische Aufbauten belegt sind, die Flächen der sonstigen Nutzung umfassen auch die Zugangswege und die notwendigen Flächen zur Wartung.

1

Aufgabenstellung

Mit Vertrag vom 10.06.2020 wurde das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE in Freiburg vom Amt für Energie und Klima der Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft der Freien und Hansestadt Hamburg mit der Erstellung eines Gutachtens zur PV-Pflicht Hamburg beauftragt. Das Gutachten soll die Grenzen der technischen Möglichkeit und der wirtschaftlichen Vertretbarkeit der in § 16 des Hamburgischen Klimaschutzgesetzes (HmbKliSchG) erlassenen Nutzungspflicht solarer Strahlungsenergie sowie der Erarbeitung der Grundlagen für die fachinhaltliche Ausgestaltung einer Rechtsverordnung (RVO) und Berechnung der daraus resultierenden CO₂-Einsparung umfassen.

Im Folgenden werden die Ergebnisse dieser Arbeiten vorgestellt. Ergänzend zum beschriebenen Auftrag werden in Kap. 6 Empfehlungen gegeben zur Weiterentwicklung des HmbKliSchG, da sich während der Erarbeitung des Gutachtens gezeigt hat, dass zur Zielerreichung des Gesetzes Änderungen im Gesetz erforderlich sind.

2

Fachliche Grundlagen für die in einer Rechtsverordnung festzulegenden Anforderungen an die technische Unmöglichkeit der Erfüllung der PV-Pflicht

§ 16 Abs. 4 Nummer 1 Buchstabe b HmbKliSchG besagt: „Die Pflicht nach den Absätzen 2 und 3 entfällt, soweit ihre Erfüllung im Einzelfall technisch unmöglich ist“. In Kap. 2.1 wird untersucht, auf welche Fälle dies zutrifft.

Nach § 16 Abs. 5, Satz 1 wird der Senat ermächtigt, die Anforderungen an die technische Unmöglichkeit nach Absatz 4 Nummer 1 Buchstabe b festzulegen. Zusammenfassend werden in Kap. 2.2 Formulierungsvorschläge für die Anforderungen an die technische Unmöglichkeit gemacht.

2.1

Einzelfälle, in denen die Errichtung einer PV-Anlage technisch unmöglich erscheint

Die Errichtung und der Betrieb einer PV-Anlage können aus unterschiedlichen technischen Gründen eingeschränkt oder unmöglich sein, beispielsweise aus Platzmangel, indem die Umgebung eine Gefährdung für die PV-Anlage oder indem die PV-Anlage eine Gefährdung für ihre Umgebung darstellt.

Mögliche Fälle, für die die Errichtung und der Betrieb einer PV-Anlage aus technischen Gründen nur eingeschränkt oder nicht möglich sind, lassen sich den folgenden Gründen zuordnen.

1. Baukonstruktive Gründe

- Auf Dächern, deren Dachform ungeeignet zur Installation einer PV-Anlage ist
- Auf Dächern mit Bedachungsmaterialien, die die PV-Anlage gefährden oder die von der PV-Anlage möglicherweise gefährdet werden können
- Auf Dächern, die die PV-Anlage aus statischen Gründen nicht tragen können
- Auf Dächern oder Teilflächen von Dächern, die aus Brandschutzgründen keine Errichtung von PV-Anlagen zulassen

2. Einschränkungen aufgrund sonstiger Dachnutzung

- Reduzierung der Solarinstallations-Eignungsfläche durch Dachaufbauten/-einschnitte und technische Installationen
- Reduzierung der Solarinstallations-Eignungsfläche durch Nutzung des Daches zur Be-

leuchtung von Innenräumen (Glasdach), als Retentionsvolumen (Gründach) und für soziale Zwecke (Dachterrasse)

3. Gründe, die die PV-Anlage oder den PV-Anlagenertrag wesentlich beeinträchtigen

- Auf Dächern, deren solare Einstrahlung durch Verschattung wesentlich reduziert ist
- Auf Dächern, deren Begehung eine Gefahr darstellt oder auf denen die PV-Anlage möglicherweise beschädigt werden könnte

4. Mögliche Gefahren, die an dem konkreten Standort von PV-Anlage ausgehen

- Auf Dächern, auf denen die mögliche Blendwirkung von PV-Modulen möglicherweise eine Behinderung oder Gefahr darstellt

5. Gründe, die dem Netzanschluss zuzuordnen sind

- In Gebäuden, in denen ein elektrischer Anschluss der PV-Anlage nicht oder nur mit unangemessen hohem Aufwand möglich ist

6. Einschränkungen aufgrund des Denkmalschutzes

- Auf Gebäuden, auf denen aus denkmalschutzrechtlichen Gründen die Installation einer PV-Anlage nicht oder nur eingeschränkt zugelassen ist

Abb. 1 stellt die Gründe im Überblick dar.

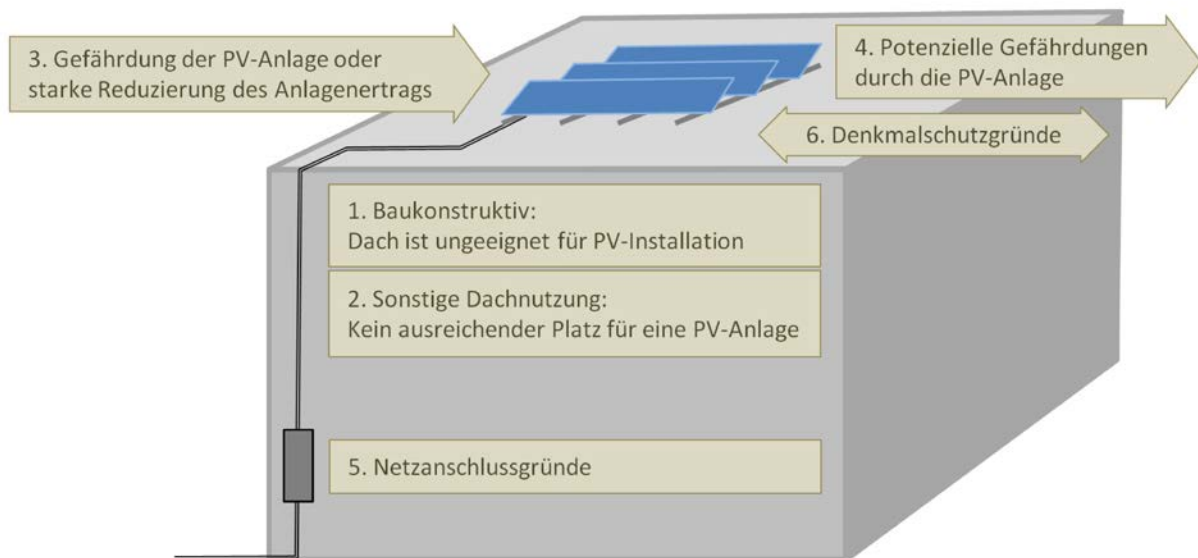


Abb. 1: Mögliche Gründe, die die Errichtung und den Betrieb einer PV-Anlage technisch einschränken oder unmöglich machen

Im Folgenden werden die genannten Fälle bzw. deren Gründe beschrieben und untersucht, inwieweit sich jeweils ableiten lässt, dass PV-Anlagen aus technischen Gründen im Einzelfall nicht errichtet werden können. Soweit sich dabei eine Befreiung von der PV-Pflicht aufgrund der technischen Unmöglichkeit ihrer Erfüllung ergibt, wird ein Formulierungsvorschlag in Kap. 2.2 gemacht. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die vorgenannten Fälle 1, 2, 5 und 6 im Gebäudebestand eine gesteigerte Relevanz aufweisen, da dort u.a. die Baukonstruktion (Fall 1), bestehende Dachgestaltung (Fall 2), der Netzanschluss (Fall 5) und der Denkmalschutz (Fall 6) nicht mehr beeinflusst werden können. Im Neubau spielen diese möglichen einschränkenden Gründe zumeist keine oder eine nur untergeordnete Rolle, weil der Bau, das Dach und der Netzanschluss nach den Anforderungen der Solarenergienutzung gestaltet werden können sowie der

Denkmalschutz nur im Hinblick auf den Umgebungsschutz oder die Einfügung in ein Ensemble eine Rolle spielt. In der folgenden Einzelbetrachtung wird auf die jeweiligen Auswirkungen bestimmter Fälle auf den Regelungsbedarf für den Gebäudebestand bzw. den Neubau konkret eingegangen.

2.1.1

Baukonstruktive Einschränkungen von PV-Anlagen

Bei den baukonstruktiven Gründen sind die Dachform, die Bedachungsmaterialien und die Statik zu unterscheiden. Auch der Brandschutz wird in diesem Kapitel behandelt.

2.1.1.1

Dächer mit einer Dachform, die ungeeignet zur Installation einer PV-Anlage ist

In Hamburg gibt es, Stand 2019, insgesamt 375.213 Gebäude. Tab. 1 listet die Anzahl der Gebäude je Dachform auf. Die letzte Spalte gibt eine generelle Einschätzung der Eignung der Dachform zur Installation einer PV-Anlage. In Abb. 2 sind die Dachformen grafisch dargestellt.

In Hamburg dominieren Gebäude mit Satteldächern mit 36,1 %, gefolgt von Flachdächern mit 29,7 %, Walmdächern mit 11,0 % und Mansardendächern mit 4,3 %. Diese Dächer sind prinzipiell für die Installation von Solaranlagen geeignet, so dass es sich nur um einzelne Gebäude handelt, die aufgrund ihrer Dachform vermutlich generell auszuschließen sind wie Turmdächer (992 Gebäude) und Kegeldächer (6 Gebäude). Eingeschränkt oder nicht geeignet sind Zeldächer (607 Gebäude), Bogendächer (33 Gebäude) und Sheddächer (22 Gebäude). Bei 14,1 % der Gebäude ist die Dachform nicht bekannt.

Tab. 1: Anzahl der Gebäude je Dachform in Hamburg, Stand 2019, Eignung zur Errichtung einer PV-Anlage [1]

Dachformen	Beschreibung	Anzahl Gebäude	Anteil	PV-Eignung
Satteldach	Zwei entgegengesetzt geneigte Dachflächen, die am Dachfirst aufeinandertreffen	135.313	36,1%	Ja
Flachdach	Dachneigung geringer 10°	111.567	29,7%	Ja
Walmdach	Geneigte Dachflächen auf der Traufseite und der Giebelseite	41.346	11,0%	Ja
Mansardendach	Dachflächen im unteren Bereich abgknickt mit steilerer Neigung	16.170	4,3%	Teilweise
Pultdach	Eine geneigte Dachfläche	1.783	0,5%	Ja
Turmdach	Zeldach mit einer Neigung größer 45°	992	0,3%	Nein
Zeldach	Mehrere gegeneinander geneigte Dachflächen, die in einer Spitze (Firstpunkt) zusammenlaufen	607	0,2%	Teilweise
Krüppelwalmdach	Dachflächen auf der Giebelseite nicht vollständig ausgebildet	564	0,2%	Ja
Kuppeldach	Dachflächen, die auf mindestens acht- bis zwölfckigen Auflagern ruhen nach oben gewölbt sind und im Scheitel-	137	<0,1%	Nein

punkt aufeinander treffen				
Versetztes Pultdach	Zwei gegensätzlich geneigte Dachflächen, die nicht im Dachfirst aufeinandertreffen	90	<0,1%	Ja
Bogendach	Tonnendach mit geringerer Wölbung	33	<0,1%	Teilweise
Sheddach	Mehrere kleine pult- oder satteldachartige Dachaufbauten hintereinander gereiht	22	<0,1%	Teilweise
Kegeldach	Gerader Kreiskegel von spitzem bis stumpfem Winkel	6	<0,1%	Nein
Sonstiges		7.902	2,1%	
Mischform	Mehrere Standarddachformen, wobei keine Dachform überwiegt	5.892	1,6%	
Nicht bekannt		52.789	14,1%	
Summe Gebäude		375.213	100,0%	

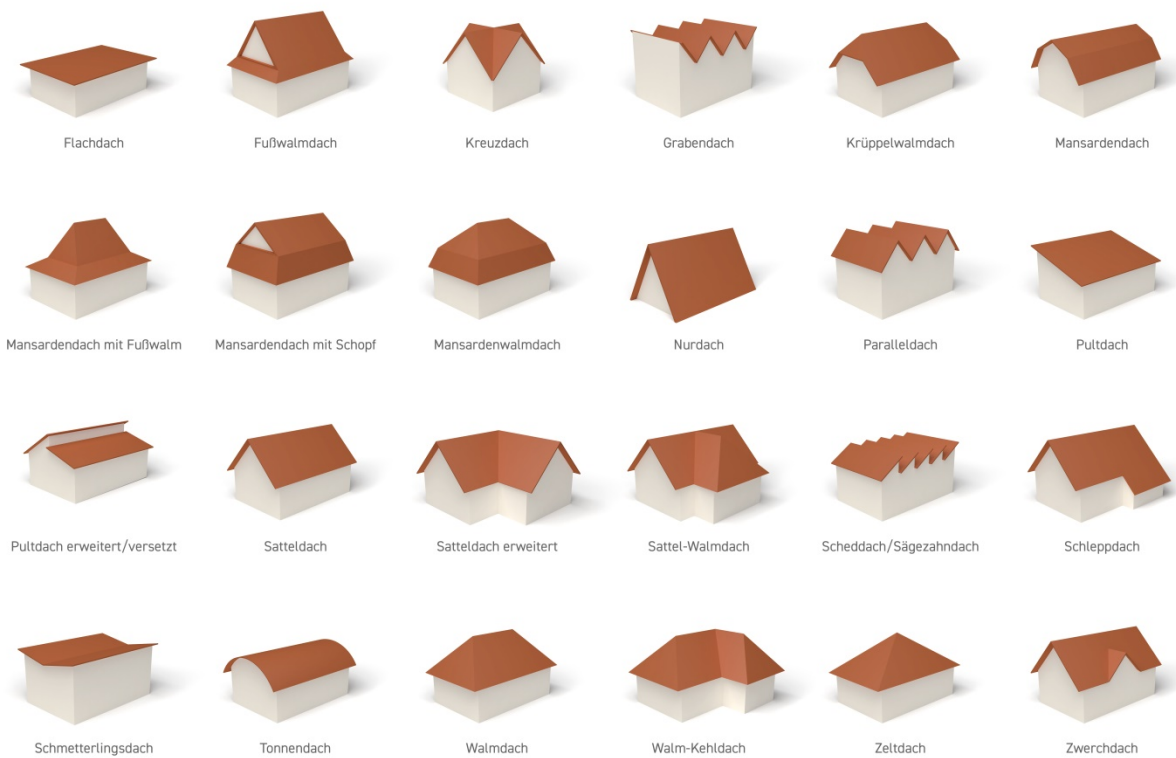


Abb. 2: Grafik und Bezeichnung von Dachformen (Quelle: © Kiono, stock.adobe.com)

Eine Dachform ist dann ungeeignet für die Installation einer Solaranlage, wenn

- durch die Dachform das Montagegestell zur Befestigung der Solarmodule deutlich aufwändiger ist, was z.B. bei gebogenen Flächen der Fall sein kann,
- das Dach aus kleinteiligen Teildachflächen besteht, was zur Aufteilung der geeigneten Solarinstallations-Eignungsfläche in mehrere kleine Teilflächen führt und damit die Montagekosten für die PV-Module deutlich erhöht oder
- die architektonische Qualität des Daches durch die Solaranlage deutlich leidet.

Generell kann für die allermeisten der genannten Fälle eine technische Lösung zur Montage von PV-Modulen gefunden werden, die dann allerdings deutlich teurer ist als eine Standardinstallation. Um diese Fälle nicht im Bereich der wirtschaftlichen Vertretbarkeit (Kap. 3) separat darstellen zu müssen, werden im Folgenden die Einzelfälle als technisch unmöglich verstanden, die nicht mit Standardmontagesystemen zu Durchschnittspreisen realisierbar sind.

Die PV-Eignung ist in Tab. 2 in der letzten Spalte dargestellt. Dabei wird deutlich, dass unter 0,5 % der Dächer in Hamburg prinzipiell aufgrund ihrer Bauform ungeeignet für die Installation von Solaranlagen sind, etwa 4,5 % sind möglicherweise eingeschränkt geeignet.

2.1.1.2

Dächer mit Bedachungsmaterialien, die die PV-Anlage möglicherweise gefährden oder die von der PV-Anlage möglicherweise gefährdet werden

Im Folgenden wird untersucht, welche Bedachungsmaterialien für die Errichtung einer PV-Anlage ungeeignet sind bzw. diese deutlich erschweren, so dass diese von der PV-Pflicht auszunehmen sind.

Betrachtet werden hierbei die Materialien der äußersten Schicht des Daches, die das Gebäude vor Regen, Sonne, Wind und sonstigen Umgebungseinflüssen schützen. Bei der Dachkonstruktion eines Gebäudes wird zwischen *harter* und *weicher Bedachung* unterschieden: So zählen z.B. Reetdächer zu den weichen und Schieferdächer zur Kategorie der harten Bedachungen. Als *harte Bedachung* wird die Dachkonstruktion bezeichnet, die nach ihrer Bauart und den verwendeten Bauprodukten widerstandsfähig gegen Flugfeuer und strahlende Wärme ist. Die Bezeichnung stammt aus dem Bereich des Brandschutzes und ist in *DIN 4102-7 Brandverhalten von Baustoffen und Bauteilen - Teil 7: Bedachungen; Begriffe, Anforderungen und Prüfungen* definiert.

Folgende Bedachungsmaterialien sind in Deutschland üblich.

- **Harte Bedachung:** Dachziegel (aus Ton gebrannt, roh oder glasiert – EN 490), Naturstein (Schiefer, Gneis, Sandstein – EN 1304), Betondachstein, Bitumendachschindeln, Faserzement, Kunststoff, Metall (gefaltete Blechscharn, Trapezblech, Dachplatten aus verzinkten Stahl, Zink, Kupfer, Aluminium, Blei oder Edelstahl) sowie Glasdächer, Stegplatten aus Acrylglas und andern transparenten Werkstoffen.
- **Weiche Bedachung:** Grassoden und Gründächer, Reet und Stroh, Holzbretter und Schindeln, unbesandete Pappe sowie Dachhäute aus hochreißfesten (Kunststoff-) Folien. Weiche Bedachungen sind ausschließlich bei Gebäuden geringer Höhe (Gebäudeklassen 1 - 3) zulässig unter Einhaltung bestimmter Gebäudeabstände.

Dächer sind in Bezug auf die Bedachungsmaterialien dann ungeeignet für die Errichtung einer Solaranlage, wenn

- durch die Solaranlage die Sicherheit reduziert werden kann (z.B. Verhalten im Brandfall),
- sie zu deutlich erhöhten Montagekosten für die Solaranlage führen (z.B. bei Stroh- und Reetdächern sowie Foliendächern ohne harten Untergrund (Folienkissen oder Membrandächer)),

- die Solarmodule die Funktion des Daches einschränken (z.B. Reduktion der Durchsichtigkeit von Glasdächern) oder
- die architektonische Qualität der Dächer durch die Solaranlage möglicherweise leidet (z.B. bei Stroh- oder Reetdächern).

Vor diesem Hintergrund sind die in Tab. 2 dargestellten Bedachungsmaterialien nicht oder nur eingeschränkt für die Errichtung einer PV-Anlage geeignet. Es ist im weiteren Prozess der Erarbeitung der Verordnung zu entscheiden, ob Bedachungsmaterialien Befreiungen nur für den Gebäudebestand begründen sollen oder auch im Neubaubereich eine Befreiung aus Gründen der technischen Unmöglichkeit gerechtfertigt erscheint. Im Neubaubereich sollte – wenn überhaupt – jedenfalls sehr restriktiv mit Befreiungen aufgrund von Bedachungsmaterialien umgegangen werden. Denn eine Planung kann von Anfang an die Solarenergienutzung berücksichtigen. In Betracht kommen allenfalls denkmalschutzrechtliche Erwägungen, z.B. wenn ein Neubau in einer Gesamtanlage errichtet werden soll, deren Schutzzweck in der Pflege von Reetdächern besteht. Diese Konstellation passt allerdings eher unter den Fall 6 Denkmalschutz.

Tab. 2: Bedachungsmaterialien, die für die Errichtung von Solaranlagen ungeeignet oder nur eingeschränkt geeignet sind

Bedachungsmaterial	Eignung	Erläuterung
Reet, Stroh	Nicht geeignet	Die Montage ist aufwändig, da die Reet-/Strohschicht durchdrungen werden muss, um das Montagegestell zu befestigen, der Umgang im Brandfall ist potenziell problematisch (z.B. im Fall eines Brandes der PV-Module) und die architektonische Qualität des Daches könnte aus Sicht der Eigentümer_innen gemindert sein
Holzbretter, Schindeln	Nicht geeignet	Im Brandfall potenziell problematisch (z.B. wenn ein Brand von einem PV-Modul ausgeht)
Foliendach ohne harten Untergrund	Nicht geeignet	Die Befestigung des Montagegestells ist nicht oder nur mit deutlichen Mehrkosten möglich. Dies ist z.B. der Fall bei Membrandächern mit Folienkissen der Fall, bei denen die Dachhaut alleine aus mehreren Lagen transparenter Folien bestehen, die mit Luft gefüllt sind ¹ .
Glasdach	Eingeschränkt geeignet	Die Installation von Solarmodulen oberhalb verglaster Flächen ist potenziell aufwändig (spezielles Montagegestell erforderlich, das z.B. auf den Rahmen der Glasscheiben aufsetzt) und der Zweck des Glasdaches wird evtl. nicht mehr erfüllt (Durchsichtigkeit, Lichtdurchlässigkeit). Hinweis: Als Alternative können Glasdächer mit integrierten Solarzellen ausgestattet werden.
Gründächer	Gut bis eingeschränkt geeignet	Werden Solaranlagen auf Gründächern errichtet, reduziert sich der Lichteinfall auf die darunter befindlichen Pflanzen und die Zugänglichkeit zur Pflege der Pflanzen ist teilweise erschwert. Solaranlagen wurden jedoch schon vielfach mit extensiver Dachbegrünung kombiniert, so dass die Kombination PV plus extensives Gründach bei fachgerechter Um-

¹ Siehe z.B. <https://www.baunetzwissen.de/geneigtes-dach/fachwissen/dachdeckungen/membrandaecher-folienkissen-158497> oder <https://www.to-experts.com/projekt-galerien/detailansicht-referenzen/etfe-luftkissendach-1/>

setzung gut geeignet ist. Die Aufnahme- und Haltefähigkeit des Daches für Regenwasser (Retentionsfunktion) bleibt dabei in vollem Umfang erhalten und ein ausreichender extensiver Pflanzenbewuchs ist gegeben. Voraussetzung ist eine reduzierte Installationsdichte der PV-Module und eine ausreichende Zugänglichkeit zur Pflege der Pflanzen. Die Installation der PV-Module auf dem Gründach kann etwas aufwändiger sein, kann aber auch zur zusätzlichen Windsicherung beitragen.

2.1.1.3

Dächer, die PV-Anlagen aus statischen Gründen nicht tragen können

Die Statik eines Daches ist so ausgelegt, dass das Gebäude mindestens das Eigengewicht des Daches und die ortsabhängigen Belastungen durch die Wind- und Schneelast tragen kann. Die Lasten sind nach DIN EN 1991-1-3 zu berechnen, Hamburg liegt in der Schneelastzone 2 und der Windlastzone 2.

Bei Errichtung einer PV-Anlage erhöht sich die Last auf das Dach durch das Gewicht der PV-Module und des Montagegestells. Die Schneelast ändert sich durch die PV-Anlage nicht, allerdings erhöht sich die Windlast durch die PV-Module bei Aufstellung auf dem Flachdach in Abhängigkeit des Neigungswinkels, mit dem die PV-Module aufgestellt sind. Für die Windlast ist die Gebäudehöhe ein weiterer wichtiger Einflussfaktor. Für PV-Module auf Schrägdächern werden üblicherweise bis zu 25 kg/m² an zusätzlicher Last durch das Eigengewicht angegeben, für Flachdächer bis zu 30 kg/m², wobei sich bei Aufstellung mit beschwerenden Elementen die Last zusätzlich deutlich erhöhen kann.

Die zusätzliche Last des Daches durch PV-Anlagen kann von der Statik der meisten Gebäude problemlos getragen werden, da die Auslegung eine ausreichende Sicherheitsreserve aufweist. Allerdings gibt es auch einzelne Gebäude, beispielsweise Hallen, die kostensparend geplant sind und deren Statik eine zusätzliche Belastung des Daches durch PV-Anlagen nicht mehr zulässt.

Pauschale Aussagen sind allerdings weder bezüglich der zusätzlichen Belastbarkeit eines Gebäudedaches noch der zusätzlichen Last durch PV-Anlagen möglich, so dass bei Zweifeln an der Belastbarkeit ein Statikgutachten erforderlich ist.

Es sei darauf hingewiesen, dass zur Reduzierung der zusätzlichen Last durch PV-Anlagen technische Lösungen in Entwicklung sind und teilweise bereits angeboten werden. So sind glasfreie PV-Module verfügbar, die statt Glas zur Abdeckung der Solarzellen glasfaserverstärkten Kunststoff nutzen und somit statt 15 bis 20 kg nur ein Gewicht von 3,5 bis 5 kg pro m² Modulfläche aufweisen [2, 3]. Weiter werden auch Solarfolien angeboten, bei denen die Solarzellen in flexiblen Folien eingebettet sind und die beispielsweise mit der Dachhaut verschweißt werden können.

Die PV-Pflicht nach § 16 Abs. 2 HmbKliSchG auf Neubauten schließt mit ein, dass mit der entsprechenden Statik des Gebäudes auch die Voraussetzungen für die Errichtung einer PV-Anlage geschaffen werden. Somit ist eine **technische Unmöglichkeit aufgrund der Dachstatik nur für den Gebäudebestand zu berücksichtigen**. Nur wenn die Statik von Bestandsgebäuden die Errichtung einer PV-Anlage nicht zulässt und eine statische Nachbesserung zu nennenswerten Kosten im Verhältnis zu den PV-Anlagenkosten führen würden, sind die Eigentümer_innen dieses Gebäudes von der PV-Pflicht zu entbinden. Die PV-Pflicht nach § 16 Abs. 3 HmbKliSchG sollte somit im Gebäudebestand entfallen, wenn durch ein Statikgutachten nachgewiesen werden kann, dass das Gebäudedach aus statischen Gründen eine übliche PV-Anlage nicht aufnehmen kann und die Kosten für die statische Nachbesserung 50 % des Preises der PV-Anlage übersteigen. Dabei sollte den Gebäudeeigentümer_innen empfohlen werden, in diesem Fall auch leichtere Modulvarianten zu prüfen.

2.1.1.4

Sicherheitstechnische Anforderungen: Brandschutz

PV-Anlagen können wie alle elektrischen Anlagen einen Brand auslösen. Defekte in stromleitenden Komponenten der PV-Anlage können Lichtbögen verursachen. Sofern sich brennbares Material in unmittelbarer Nähe befindet, kann ein Brand von der Solaranlage auf das Dach übergreifen. Ursache für solche Brände sind meist Fehler bei Verkabelung oder Anschlüssen, was sich durch eine fachgerechte Installation durch qualifiziertes Personal minimieren lässt. In den letzten 20 Jahren gab es 350 Brände, bei denen eine PV-Anlage beteiligt war, bei 120 war sie Auslöser des Brandes (Stand 2015). Photovoltaikanlagen stellen im Vergleich mit anderen technischen Anlagen kein besonders erhöhtes Brandrisiko dar [4].

Nach § 28 HBauO dürfen keine brennbaren Teile des Daches, zu denen PV-Module und deren Verkabelung zählen, über eine Brandwand hinweg geführt werden, d.h. diese darf nicht überbaut werden. § 30 HBauO schreibt einen Mindestabstand von 1,25 m zwischen Brandwänden und von Wänden, die anstelle von Brandwänden zulässig sind, und PV-Anlagen vor. Dies kann vor allem bei Reihenhäusern und Doppelhaushälften zu einer deutlichen Reduzierung der für die Errichtung von Solaranlagen geeigneten Dachfläche führen.

Somit macht der Brandschutz die Errichtung von PV-Anlagen nicht pauschal technisch unmöglich, sondern reduziert die Solarinstallations-Eignungsfläche.

2.1.2

Einschränkung der Installierbarkeit von PV-Anlagen aufgrund sonstiger Dachnutzung

Ein Dach dient dem Schutz eines Gebäudes vor Regen, Sonne, Wind, hohen und niedrigen Temperaturen und sonstigen Umgebungseinflüssen. Aufbauten ermöglichen weitere Nutzungen unterschiedlichster Art, die den Raum für die Errichtung einer PV-Anlage deutlich einschränken können, entweder indem der Platz für die Errichtung deutlich reduziert wird oder indem die Aufbauten den möglichen Aufstellort massiv verschatten.

2.1.2.1

Einschränkung der Solarinstallations-Eignungsfläche durch bautechnische Aufbauten

Dachaufbauten, Dacheinschnitte und technische Installationen verschiedenster Art können einen bedeutenden Anteil des Daches einnehmen, Tab. 3 gibt einen Überblick über die möglichen Elemente. Die verbleibende Dachfläche, die für die Errichtung einer Solaranlage geeignet ist, wird im Folgenden Solarinstallations-Eignungsfläche genannt.

Tab. 3: Übersicht Dachaufbauten und -einschnitte sowie technische Installationen

Dachaufbauten und Dacheinschnitte	Technische Installationen
<ul style="list-style-type: none">- Dachloggia: Einschnitt in das Dach für eine offene, begehbare Plattform- Dachbalkon: wie Dachloggia, ragt aber teilweise wie ein Balkon aus dem Baukörper heraus- Dachaufbauten für Fahrstühle und Treppenaugänge- Dachflächenfenster: schrägliegendes Fenster in der Dachfläche zur Belichtung und Belüftung	<ul style="list-style-type: none">- Begehungshilfen Dachwartung (Treppenstufen)- Rettungstreppen- Blitzschutzanlage- Schneefangsysteme- Dachantenne und Satellitenschüssel- Einrichtungen zur Dachentwässerung (Dachrinne, Fallrohr, Wasserspeicher)

- des Dachraumes
- Lichtkuppeln, Rauch- und Wärmeabzüge
- Dachgauben: Aufbau zur Vergrößerung und Belichtung des Wohnraums unter dem Dach, von der Fassade zurückspringend
- Zwerchhaus: Dachgaube, bei der der Giebel auf der Fassade aufgesetzt ist
- Dachlaterne: Dachaufbau auf dem Giebel mit Fenstern zur Belichtung des Innenraums
- Dachreiter: schlankes Türmchen auf Dachfirst
- Schornsteine
- Zu-/Abluftanlage und Klimaanlage mit Verrohrung

Inwieweit die Dachaufbauten und -einschnitte sowie technischen Installationen die Bruttodachfläche reduzieren und wie groß die verbleibende Solarinstallations-Eignungsfläche ist, unterscheidet sich von Gebäude zu Gebäude. Dabei reduziert sich die Bruttodachfläche nicht nur durch die Maße der Dachaufbauten und technischen Installationen, sondern auch durch einen ausreichenden Abstand von diesen Elementen, der zur Erreichbarkeit und Pflege der Elemente sowie zur Vermeidung von übermäßiger Verschattung der PV-Anlage durch diese Elemente erforderlich ist (siehe Abb. 3).



Abb. 3: PV-Anlage installiert mit Abstand zur Dachgaube (links) und oberhalb von Dachgauben (rechts) zur Vermeidung von übermäßigen Verschattungsverlusten
(Quelle: © U.J.Alexander, stock.adobe.com, © Animaflora PicsStock, stock.adobe.com)

Bei Neubauten kann erwartet werden, dass die Planung der Dachaufbauten und -einschnitten sowie technischen Installationen die PV-Pflicht berücksichtigt und aus Eigeninteresse der Verpflichteten ausreichend große und gut geeignete Flächen zur Errichtung der PV-Anlagen eingeplant werden. Bei Bestandsgebäuden können Veränderungen beispielsweise bei den technischen Installationen nur in geringem Umfang erwartet werden (z.B. Verlegung einer Blitzschutzanlage oder Dachantenne), da größere Umbauten Zusatzkosten mit sich bringen, die die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage belasten. **Einschränkungen bezüglich der Installierbarkeit von PV-Anlagen aufgrund mangelnder geeigneter Dachfläche können somit nur für Bestandsgebäude geltend gemacht werden.** Als Kriterium für die Zumutbarkeit von möglicherweise notwendigen Umbauten zur Bereitstellung der Solarinstallationsfläche werden die zusätzlichen Kosten vorgeschlagen, deshalb wird eine entsprechende Regelung für die RVO in Kap. 3.8 (Anforderungen an die wirtschaftliche Nicht-Vertretbarkeit) vorgeschlagen.

Durch die Aufbauten, Einschnitte und technischen Installationen wird eine Dachfläche zergliedert und die verbleibende Solarinstallations-Eignungsfläche kann sich in mehrere kleinere Flächen aufteilen. Je kleiner eine zusammenhängende Fläche ist, desto aufwändiger sind die Montage der Module und die Installation der elektrischen Leitungen und Komponenten. Deshalb wird für eine wirtschaftlich vertretbare Errichtung eine Mindestgröße für die Solarinstallations-Eignungsflächen angegeben.

Bei Schrägdächern ist die Solarinstallations-Eignungsfläche die geneigte Ebene. Die PV-Modulfläche wird dachparallel installiert und ist somit identisch mit der Solarinstallations-Eignungsfläche, die ab 20 m² als geeignet angesehen wird. Auf dieser Fläche können PV-Module mit einer Leistung von ca. 3 kW installiert werden.

Bei Flachdächern ist die Solarinstallations-Eignungsfläche die horizontale Grundfläche des Flachdaches. Die PV-Module werden auf dieser Fläche oftmals in hintereinander stehenden Reihen nach Süden ausgerichtet mit einer Neigung von etwa 35° aufgeständert, um den maximalen Solarstromertrag zu erreichen. Die Summe aller Modulflächen ist aufgrund der Reihenabstände zur Vermeidung der gegenseitigen Verschattung der Modulreihen und der notwendigen Wege um die PV-Anlage herum geringer als die Solarinstallations-Eignungsfläche. Werden die PV-Module in Reihen abwechselnd mit geringer Neigung nach Westen und Osten orientiert, erhöht sich die installierbare Modulfläche (siehe Abb. 4). Der Einfachheit halber wird auch hier eine Mindestgröße für die Solarinstallations-Eignungsfläche (also der Flachdach-Grundfläche) von 20 m² angesetzt, die bei Aufstellung in Südausrichtung einer PV-Leistung von ca. 1,5 kW und bei Aufstellung in Ost-West-Richtung von ca. 2,5 kW entspricht.

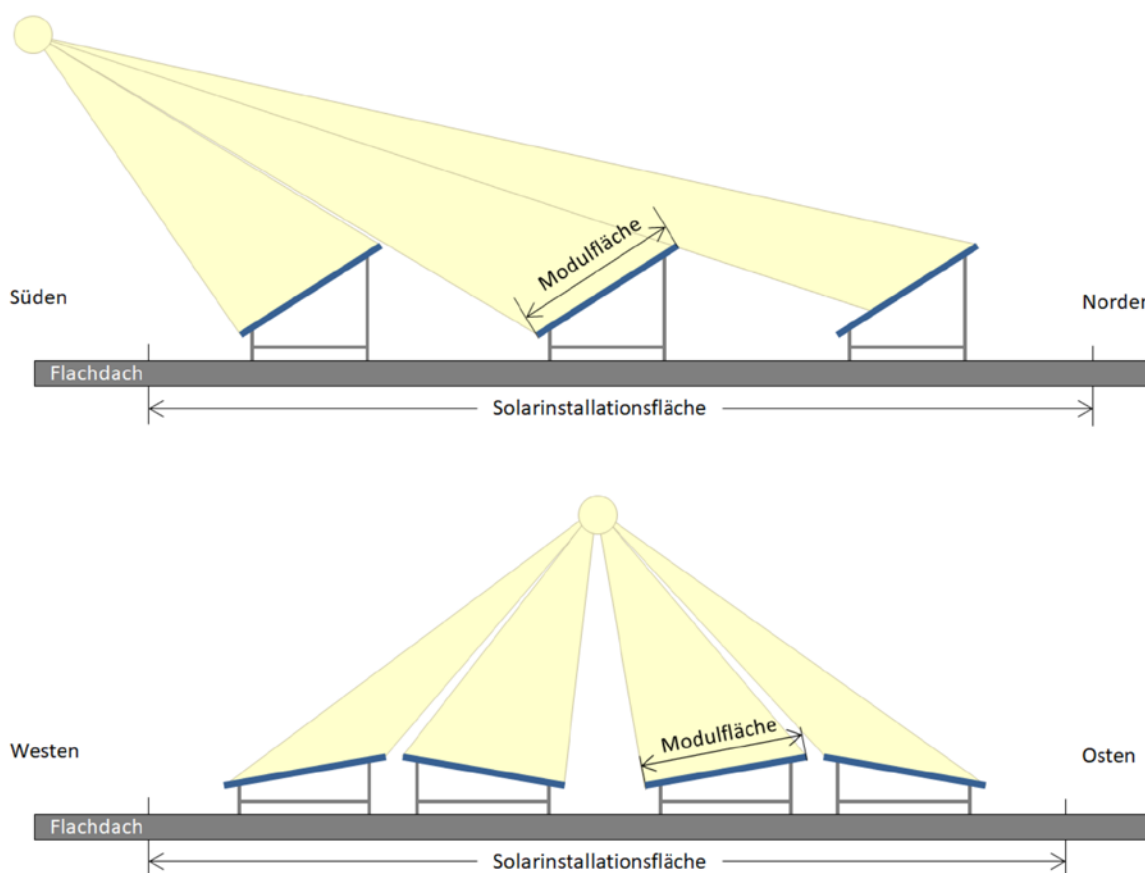


Abb. 4: Süd-Nord-Schnitt durch nach Süden orientierten PV-Modulreihen (oben) und West-Ost-Schnitt durch nach Westen und Osten orientierten PV-Modulreihen mit Darstellung der Modul- und Solarinstallations-Eignungsfläche (schematische Darstellung)

Im Gebäudebestand entfällt die PV-Pflicht, wenn auf allen Dachflächen keine der Solarinstallations-Eignungsflächen 20 m² oder größer ist.

2.1.2.2

Reduzierung der Solarinstallations-Eignungsfläche als Retentionsvolumen (Gründach) und für soziale Zwecke (Dachterrasse)

Auf Flachdächern werden zunehmend **Gründächer** realisiert, da diese als Retentionsflächen den Regen zwischenspeichern und die Infrastruktur der Entwässerung bezüglich der zunehmenden Starkregenereignisse entlasten. Gründächer mildern auch die Aufheizung der Innenstädte (Urban-Heat-Island Effekt) und können zum Erhalt der Biodiversität beitragen. Ein Gründach bietet auch Schutz der Dachabdichtung vor UV-Belastung, Temperaturextremen und Witterungseinflüssen. Die Kombination von Gründächern und PV-Anlagen führt zur Leistungssteigerung der Solarstrommodule durch Senkung der Betriebstemperatur infolge Verdunstungskühlung der Pflanzen [5], kann Synergieeffekte bei der Modulbefestigung aufweisen, wenn die Dachbegrünung zur Beschwerung der Montagesysteme genutzt wird und bietet stadtökologische Vorteile durch Steigerung der Artenvielfalt.

Deshalb strebt Hamburg laut § 16 Abs. 1 HmbKliSchG an, die PV-Pflicht „möglichst in Kombination mit Gründächern“ umzusetzen. Informationen zu Gründächern und der Kombination mit PV-Anlagen werden in einem Leitfaden zur Planung einer Dachbegrünung von der Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft bereitgestellt [6]. Allgemeine Informationen zu Gründächern werden im Internet bereitgestellt². Detaillierte Informationen finden sich beispielsweise im Abschlussbericht „Gebäude Begrünung Energie, Potenziale und Wechselwirkungen“ (Seite 122 ff. in [7]).

Die Kombination von PV-Anlagen und Gründächern wurde bereits vielfach realisiert. Sie hat sich bewährt, wenn die Dachbegrünung auf eine extensive Bepflanzung eingeschränkt ist, für die die reduzierte Sonneneinstrahlung ausreicht, und die Dichte der installierten Solarmodule reduziert ist, um noch genügend Sonnenlicht zu den Pflanzen durchzulassen und die Pflege des Gründaches zu ermöglichen. Bei üblicher Auslegung von PV-Anlagen in Südausrichtung auf Gründächern mit ausreichendem Reihenabstand beträgt die PV-Modul-Belegungsichte etwa 50 % der maximalen Belegungsichte, die sich ohne Gründach bei Ost-West-Ausrichtung der PV-Module realisieren lässt.

Durch die Befestigung der PV-Module auf einem Gründach wird die Montage der PV-Module meist etwas aufwändiger. Dies wird in Hamburg durch die Gründach-Förderung kompensiert wie folgt: „Extensivbegrünungen in Kombination mit solarer Energiegewinnung werden mit 100 % des Mehraufwands für die Befestigung der Anlage bis maximal 10,00 €/m² Bruttokollektorfläche/-modulfläche gefördert“. Die Hinweise zur Dachbegrünung und solaren Energiegewinnung unter Abs. 2.1.9 der Förderrichtlinie sind dabei zu beachten [8].



Abb. 5: „Soziale Dachnutzung“ mit „Urban Gardening“ (links), Dachterrasse und Gründach (mitte), eine semitransparente PV-Überdachung eines Sitzplatzes (rechts) ist auch auf einem Dach möglich (Quellen: © AYAIMAGES, © slavun, © zorro, alle stock.adobe.com)

² Siehe www.hamburg.de/gruendach/

Dächer werden auch zu **sozialen Zwecken genutzt, beispielsweise als Dachterrasse oder für „urban gardening“** (siehe Abb. 5). Wenn diese Nutzungen einen großen Teil des Daches einnehmen ist auch hier die Kombination mit PV-Anlagen möglich, wobei die Kosten für die Unterkonstruktion der PV-Module (z.B. Terrassenüberdachung), auch unter Berücksichtigung der Windlasten, die PV-Anlagenkosten in der Regel deutlich erhöhen würden.

Generell ist davon auszugehen, dass im Neubau bei entsprechender Planung ausreichend Platz sowohl für die Aufbauten, Einschnitte, technische Installationen und die soziale Nutzungen als auch die PV-Anlage vorhanden ist. Verpflichtete, denen die üblichen Flächenanteile für die nicht-solaren Nutzungen nicht ausreichen, ist es freigestellt, diese Flächenanteile auszuweiten und die möglicherweise erhöhten Kosten für die aufwändigere Installation der kombinierten PV-Nutzung zu tragen.

2.1.3

Einschränkungen der technischen Machbarkeit durch Beeinträchtigung der PV-Anlage oder des PV-Anlagenertrags

Die Errichtung einer PV-Anlage auf dem Dach eines Gebäudes ist auch dann technisch unmöglich, wenn sie dort deutlich verschattet wird oder durch die Umgebung einer deutlich höheren Gefahr der Beschädigung ausgesetzt ist als allgemein üblich.

2.1.3.1

Dächer, deren Umgebung eine PV-Anlage deutlich verschatten

Die deutliche Verschattung einer PV-Anlage durch die Umgebung eines Standortes (z.B. bei einer Dachfläche, die von hohen Gebäuden oder großen Bäumen umgeben und weitgehend verschattet ist), macht die Errichtung technisch unmöglich, da der Zweck der PV-Anlage, Strom zu produzieren, nicht ausreichend erfüllt werden kann. Allerdings führt eine Reduktion der Solarstromertrags durch Verschattung auch dazu, dass die wirtschaftliche Vertretbarkeit nicht mehr gegeben ist. Aus Vereinfachungsgründen wird die Einschränkung der PV-Pflicht durch eine Verschattung im Bereich der wirtschaftlichen Vertretbarkeit geregelt.

2.1.3.2

Dächern, deren Begehung eine Gefahr darstellt oder auf denen die PV-Anlage möglicherweise beschädigt werden könnte

PV-Anlagen auf Dächern sind in Wohngebieten nur geringen Gefahren ausgesetzt. Sonderbauten in Gewerbe- und Industriegebieten können jedoch Nutzungen aufweisen, die für die PV-Anlage auf dem Dach eine Gefahr darstellen. Dies können z.B. aggressive Abgase sein, die über das Dach an die Luft abgegeben werden und auf dem Dach potenziell in einer Konzentration auftreten, die auf Dauer die PV-Module schädigen (z.B. bei Gebäuden mit chemischen Anlagen), oder das zeitweise Auftreten von höheren Temperaturen (z.B. auf Gebäuden einer Gießerei), oder die Gefahr, dass Metallteile oder andere Gegenstände versehentlich auf dem Dach landen (z.B. auf einem Güterumschlagsplatz).

Wenn eine PV-Anlage oder die Installateure und Betreuer der PV-Anlage bei Errichtung auf einer Dachfläche einer deutlich höheren Gefahr als allgemein für PV-Anlagen üblich ausgesetzt sind, ist die Errichtung als technisch unmöglich anzusehen und diese Dachfläche von der PV-Pflicht auszunehmen.

2.1.4

Einschränkungen durch Gefahren, die von der PV-Anlage ausgehen könnten: Blendwirkung

PV-Anlagen sind fest verbaute Bauelemente ohne sich bewegenden Teile und stellen damit eine sehr geringe Gefahrenquelle dar, wenn sie ordnungsgemäß errichtet sind, d.h. die Statik des Daches die zusätzlichen Lasten tragen kann und die Befestigung der PV-Module den Windlasten standhält.

In diesem Kapitel wird deshalb nur auf die Blendwirkung von PV-Modulen eingegangen, die auftreten kann, da die PV-Module größere plane Glasflächen bilden. Die Blendwirkung von PV-Modulen ist generell als gering einzuschätzen, da üblicherweise spiegelarmes, antireflexbeschichtetes Solarglas eingesetzt wird, um den Solarertrag zu erhöhen. Weiter sind die PV-Module überwiegend so geneigt, dass der Einstrahlungswinkel der kontinuierlich wandernden Sonne meist flacher ist als die Senkrechte der PV-Module, weshalb die Reflexion der Sonnenstrahlen meist himmelwärts gerichtet ist. Trotzdem ist eine Blendwirkung von PV-Modulen nicht vollständig auszuschließen, so wie sie auch von anderen verglasten Oberflächen wie z.B. Dachfenstern, Wintergärten oder Glasfassaden oder spiegelnden Oberflächen wie z.B. Wasserflächen ausgehen kann.

Die Bewertung der Blendung durch Solaranlagen wird im Wesentlichen durch das BImSchG, das BGB und die lokalen Bauvorschriften geregelt. Grundsätzlich ist der Interpretationsspielraum groß und eine einheitliche Bewertung der Blendwirkung liegt bislang nicht vor [9]. Dementsprechend gibt es immer wieder Gerichtsverfahren zu diesem Thema.

Die zugrundeliegenden gesetzlichen Grundlagen sind:

- § 3 BImSchG: Als „schädliche Umwelteinwirkung“ werden die erhebliche Belästigung der Allgemeinheit oder der Nachbarschaft verstanden, unter die auch Licht als Immissionsquelle fallen kann. Diese sind von den Anlageneigentümer_innen zu vermeiden. Da Solaranlagen meist genehmigungsfrei sind, ist der Stand der Technik für die Bewertung ausschlaggebend.
- § 906 und § 1004 BGB regeln die Rechte des_der Eigentümer_in eines Grundstücks und die Rechte von Personen, die auf ihrem Grundstück von einer Solaranlage geblendet werden. Dabei wird auf das BImSchG verwiesen. Begrenzte Beeinträchtigungen werden grundsätzlich als zumutbar angesehen.
- § 19 Abs.2 der Hamburgischen Bauordnung (HBauO) regelt die Verkehrssicherheit. Demnach darf die Sicherheit und Leichtigkeit des öffentlichen Verkehrs durch bauliche Anlagen oder deren Nutzung nicht gefährdet werden.
- § 18a des Luftverkehrsgesetzes (LuftVG) regelt die Genehmigung von PV-Anlagen und anderen Bauwerken, die im Anlagenschutzbereich der Flugsicherung liegen.

Vorliegende Gerichtsurteile gehen von einer Zumutbarkeit der Blendwirkung einer Solaranlage aus, wenn sie zeitlich stark begrenzt ist. Allerdings gibt es auch Gerichtsurteile, die die Zumutbarkeit in Einzelfällen als überschritten ansehen [9].

Gerichte entscheiden im Einzelfall anhand der Dauer und Intensität der Lichteinstrahlung. Die Licht-Richtlinie des Arbeitskreises Lichtimmissionen der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Immissionsschutz definiert eine erhebliche Beeinträchtigung ab mindestens 30 Stunden pro Jahr und 30 Minuten am Tag [10]. Weitere Kriterien sind der von der Sonnenreflektion betroffene Bereich und die Ortsüblichkeit der Lichteinwirkung.

Somit kann die Blendwirkung durch PV-Anlagen auf Dächern für auf dem Boden befindliche Personen generell als sehr gering eingeschätzt und daraus keine generelle technische Unmöglichkeit abgeleitet werden.

Auch in Bezug auf die Flugsicherheit und die mögliche Blendung der Piloten beim Start oder Landeanflug im Umfeld des Flughafens kann aus Sicht der Autoren keine generelle technische Unmöglichkeit abgeleitet werden. Einerseits ist die mögliche Blendwirkung von PV-Modulen aufgrund der heute üblichen hochentspiegelten Beschichtung stark reduziert und unterscheidet sich nicht von der möglichen Blendwirkung anderer Glasflächen, die auf und an Bauten angebracht sind, oder sonstiger spiegelnder Oberflächen wie z.B. Gewässer. Andererseits sind die Flugzeuge in Bewegung, so dass eine mögliche Restblendwirkung nur sehr kurzzeitig auftritt. Da Flughäfen selbst zunehmend in PV-Anlagen investieren, beispielsweise haben die Flughäfen Stuttgart³ und München⁴ bereits seit mehreren Jahren PV-Anlagen in Betrieb, kann davon ausgegangen werden, dass eine generell erhöhte Gefahr für die Verkehrssicherheit ausgeschlossen ist.

Da eine Blendwirkung im Flugverkehr zwar sehr unwahrscheinlich, jedoch nicht zu 100 % ausgeschlossen werden kann, sei darauf verwiesen, dass PV-Anlagen wie andere Bauvorhaben, die im Anlagenschutzbereich der Flugsicherung liegen, einem Zustimmungsvorbehalt im Rahmen des Baugenehmigungsverfahrens unterliegen.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass die Pflicht zur Errichtung einer PV-Anlage in Bezug auf eine mögliche Blendwirkung nicht aus Gründen der technischen Unmöglichkeit (§ 16 Absatz 4 Nummer 1 Buchstabe b HmbKliSchG) entfallen würde. Sollte im Einzelfall eine relevante Blendwirkung vorliegen, dann würde die PV-Pflicht aus Gründen des Widerspruchs zu anderen öffentlich-rechtlichen Pflichten (Buchstabe a) entfallen, die nicht Gegenstand dieses Gutachtens sind.

2.1.5

Einschränkungen durch erschwerte oder nicht mögliche Netzanschlüsse

PV-Anlagen werden bis auf ganz wenige Ausnahmen netzgekoppelt betrieben, d.h. der Gleichstrom wird in netzkonformen Wechselstrom gewandelt und dieser in das Stromnetz des Gebäudes oder in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist. Nach § 8 Abs. 1 EEG müssen Netzbetreiber Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien unverzüglich vorrangig an ihr Netz anschließen. Nach § 8 Abs. 4 EEG besteht die Pflicht zum Netzanschluss auch dann, wenn die Abnahme des Stroms erst durch die Optimierung, die Verstärkung oder den Ausbau des Netzes möglich wird. Eine technische Unmöglichkeit für den Netzanschluss kann also ausgeschlossen werden. Allerdings können der Aufwand für die Leitungsführung vom Ort der PV-Anlage durch das Gebäude bis zum Netzanschlusspunkt z.B. aufgrund einer aufwändigen Leitungsführung oder großer Distanzen und der Aufwand zur Herstellung des Netzanschlusses z.B. aufgrund veralteter elektrischer Einrichtungen deutlich höher sein als allgemein üblich. In diesen Fällen sind es jedoch wirtschaftliche Gründe, die möglicherweise eine Aufhebung der Pflicht begründen würden, die in Kap. 3 betrachtet werden. Netzanschlüsse sind somit kein Grund für die technische Unmöglichkeit eine PV-Anlage.

2.1.6

Einschränkungen aufgrund des Denkmalschutzes

Solaranlagen sind in der Regel auf Denkmälern nicht oder nur eingeschränkt zugelassen. § 4 Abs. 1 DSchG (Denkmalschutzgesetz Hamburg) unterscheidet fünf Kategorien von Denkmälern: Baudenkmäler, Ensembles, Bodendenkmäler, Gartendenkmäler und bewegliche Denkmäler. Die Denkmäler in Hamburg

³ <https://www.flughafen-stuttgart-energie.de/photovoltaikanlage/#pv-start>

⁴ <https://www.airportzentrale.de/lufthansa-10-jahre-photovoltaik-auf-dem-dach-des-terminals-am-flughafen-muenchen/25974/>

können online dem Geoportal Hamburg entnommen werden⁵. Tab. 4 listet die Definitionen der Denkmalkategorien auf.

Neben den Denkmalkategorien ist auch das UNESCO-Weltkulturerbe zu beachten, zu dem auch Naturlandschaften und Industrieanlagen gehören können. Dabei werden in der Weltkulturerbe-Liste Kernzonen und Pufferzonen ausgewiesen. Kernzonen umfassen Gebiete, die über außergewöhnlichen Wert verfügen. Pufferzonen sind nicht Teil der Weltkulturerbe-Stätten, stehen jedoch ebenfalls unter Schutz. Der Nationalpark Hamburgisches Wattenmeer, der Jüdische Friedhof Hamburg Altona, die Speicherstadt und das Kontorhausviertel mit dem Chilehaus stehen auf der Liste des UNESCO-Welterbes. Der Friedhof, die Speicherstadt und das Kontorhaus stehen jeweils auch als Ensemble unter Denkmalschutz.

Tab. 4: Definition der Denkmalkategorien in Hamburg

Denkmalkategorien	Definition
Baudenkmal	Ein Einzeldenkmal (Baudenkmal) ist eine bauliche Anlage. Der Schutzzumfang schließt das ganze Gebäude, auch das Innere, ein.
Ensemble	Ein Ensemble ist ein Denkmalbereich, welcher eine Mehrheit baulicher Anlagen einschließlich der mit ihnen verbundenen Straßen, Plätze oder Flächen umfasst. Es ist jedoch nicht erforderlich, dass jeder einzelne Teil des Ensembles ein Denkmal darstellt. Es gibt kein Unterschied in der praktischen Anwendung der Denkmalpflege zwischen Ensembleschutz und Baudenkmal.
Gartendenkmal	Ein Gartendenkmal ist eine Grünanlage, eine Garten- oder Parkanlage, ein Friedhof, eine Allee oder ein sonstiges Zeugnis der Garten- und Landschaftsgestaltung einschließlich der Wasser- und Waldflächen oder Teile davon.
Bodendenkmal	Bodendenkmäler sind bewegliche oder unbewegliche Denkmäler, die sich im Boden oder im Gewässer befinden oder befanden.
Bewegliches Denkmal	Diese Denkmalkategorie ist für das Gutachten nicht relevant.

Laut Auskunft des Denkmalschutzamts stehen ca. 1,5 - 2,3 % der Hamburger Bestandsbauten unter Denkmalschutz, was ungefähr dem Bundesdurchschnitt entspricht. Die Nutzung von denkmalgeschützten Gebäuden zur Installation von PV-Anlagen ist prinzipiell nicht ausgeschlossen, sondern Gegenstand einer Einzelfallentscheidung unter Abwägung der Interessen des Denkmalschutzes, den schutzwürdigen Interessen des_der Eigentümer_in und den Interessen der Allgemeinheit, als auch dem Umwelt- und Klimaschutz.

Gemäß §§ 8 und 9 DSchG ist eine denkmalrechtliche Genehmigung für die Installation einer PV-Anlage auf denkmalgeschützten Gebäuden oder in der Nähe von Denkmälern erforderlich. Danach ist die denkmalschutzrechtliche Genehmigung nach § 9 Abs. 2 S. 2 DSchG zu erteilen, wenn den Denkmalschutz

⁵ <https://www.geoportal-hamburg.de/geo-online/?layerIDs=453,1754,1757,1755,4953,1756,1758,1759>

überwiegende öffentliche Interessen dies verlangen, „dabei sind insbesondere Belange ... der energetischen Sanierung, des Einsatzes erneuerbarer Energien ... zu berücksichtigen.“ Maßgeblich ist daher eine Interessenabwägung in jedem Einzelfall, bei der die Interessen des Denkmalschutzes die besonders hervorgehobenen Interessen der erneuerbaren Energien nicht überwiegen dürfen. Das DSchG weist den erneuerbaren Energien von Gesetzes wegen ein hohes Gewicht zu, weshalb eine besonders schwerwiegende Beeinträchtigung des Denkmalwerts von der PV-Anlage ausgehen müsste, um die Genehmigung versagen zu können.

Zu beachten ist, dass die Errichtung einer PV-Anlage auf Nichtdenkmälern auch abgelehnt werden kann, wenn dadurch der Blick auf oder der gesamte Eindruck eines benachbarten Denkmals gestört wird (Umgebungsschutz nach § 8 DSchG). Nur eine wesentliche Beeinträchtigung des Denkmalwerts darf hierbei zur Ablehnung des Solarvorhabens führen. Geringfügige Beeinträchtigungen sind zu dulden.

Tab. 5 gibt eine Übersicht über die möglichen Ablehnungsgründe und Beurteilungskriterien der Einzelfallentscheidung.

Tab. 5: Mögliche Ablehnungsgründe für PV-Anlagen aus Denkmalschutzgründen

Mögliche Ablehnungsgründe	Beurteilungskriterien
Bauliche Beeinträchtigungen oder Eingriffe in die Substanz des Denkmals	<ul style="list-style-type: none"> • Beim Aufbau bzw. Montage der Solaranlage wird die historische Substanz gefährdet.
Beeinträchtigungen des optischen Gesamteindrucks, wodurch ein historisches, originales Erscheinungsbild zerstört werden würde	<ul style="list-style-type: none"> • Farbe der Solarmodule • Lage und Maß der Solarmodule (z.B. Solar-dachziegel) • Störung durch sichtbare Spiegelungen • Störung eines städtebaulichen Denkmals, vor allem Kirchen oder Gebäude der Landmarke • Störung der Kulturlandschaft • Störung der Blickbeziehung (Einsehbarkeit der Solaranlage)

Generell ist die Errichtung einer PV-Anlage auf Denkmälern oder in der Nähe von Denkmälern technisch möglich. Allerdings entfällt nach § 16 Abs. 4 Nummer 1a HmbKliSchG die PV-Pflicht, soweit sie anderen öffentlich-rechtlichen Pflichten widerspricht, zu denen der Denkmalschutz zählt. Dies ist jedoch nicht Gegenstand dieses Gutachtens.

2.2

Formulierungsvorschläge für die Anforderungen an die technische Unmöglichkeit

Auf Basis der Ergebnisse der in Kap. 2.1 untersuchten möglichen Gründe für den Entfall der PV-Pflicht, da ihre Erfüllung im Einzelfall technisch unmöglich ist, werden in Tab. 6 Formulierungsvorschläge für die RVO nach § 16 Abs. 5 Nummer 1 HmbKliSchG, „die Anforderungen an die Unmöglichkeit nach Absatz 4 Nummer 1 Buchstabe b“ gemacht:

Tab. 6: Formulierungsvorschläge technische Unmöglichkeit mit Erläuterungen

Die Unmöglichkeit der Erfüllung der PV-Pflicht nach Absatz 4 Nummer 1 Buchstabe b HmbKliSchG ist	Erläuterung (nicht zur Aufnahme in die RVO vorgesehen)
<p>(1) für Gebäude mit Baubeginn vor dem 2. Januar 2023 gegeben, wenn</p> <p>(a) das Dach eines Gebäudes ausschließlich aus Dachflächen besteht, die für die Errichtung von PV-Anlagen ungeeignet sind. Ungeeignete Dachflächen sind:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. nicht plane Dachflächen (z.B. Tonnendach), 2. Dachflächen, deren größte, für die Installation von Solaranlagen geeignete Teilfläche kleiner als 20 m² misst, 3. mit Reet, Stroh oder Holz bedeckte Dachflächen, 4. Foliendächer, bei denen die Folien nicht auf einem harten Untergrund aufgebracht sind und 5. überwiegend mit lichtdurchlässigem Glas bedeckte Dachflächen. <p>(b) für alle Dachflächen des Gebäudes gilt, dass die Statik des die Dachfläche tragenden Gebäudeteils die zusätzliche Last durch die erforderliche PV-Anlage auf dieser Dachfläche nicht aufnehmen kann.</p> <p>(c) die Kosten für Änderungen der bautechnischen Aufbauten, die notwendig wären, um die Pflicht zu erfüllen, 50 % der Kosten der PV-Anlage übersteigen.</p>	<p>Bei Neubauten ist es technisch möglich, das Dach und die Statik des Daches des Gebäudes so zu planen, dass die PV-Pflicht nach § 16 Abs. 2 HmbKliSchG erfüllt werden kann. Die Einschränkungen beziehen sich deshalb nur auf den Gebäudebestand.</p> <p>(a) Die technische Unmöglichkeit muss sich auf das gesamte Dach beziehen, das sich möglicherweise auf mehrere Dachflächen mit unterschiedlichen Formen, Materialien oder auch Statiken aufteilt. Im ersten Satz wird dies sichergestellt.</p> <p>Durch Punkt 1 und 2 wird erreicht, dass die Dachformen, die z.B. aufgrund ihrer Wölbung oder der Kleingliedrigkeit ihrer Teilflächen zu einem erhöhten Montageaufwand führen, ausgeschlossen sind. Punkt 2 deckt auch den Fall ab, dass der Brandschutz die Solarinstallations-Eignungsflächen soweit einschränkt, dass keine ausreichende Restfläche verbleibt.</p> <p>Die ungeeigneten Dachmaterialien sind in Punkt 3 und 4 ausgeschlossen. Glasdächer, die zur Beleuchtung vorgesehen, sind in Punkt 5 ausgeschlossen. <i>(Siehe auch Kap. 2.1.1 und 2.1.2)</i></p> <p>(b) Im Bestandsgebäuden kann bei Bedarf eine Verstärkung der Statik aus Kostengründen nicht gefordert. Es muss allerdings nachgewiesen werden, dass die Statik für alle verfügbaren Dachflächen nicht ausreichend ist. <i>(Siehe auch Kap. 2.1.1)</i></p> <p>(c) Verhältnismäßig kleine Umbauten z.B. das Versetzen der Blitzschutz- oder der Antennenanlage sind im Gebäudebestand zumutbar, wenn ansonsten keine ausreichende Solarinstallations-Eignungsfläche zur Verfügung steht. <i>(Siehe auch Kap. 2.1.2)</i></p>
<p>(2) für Gebäude mit Baubeginn nach dem 1. Januar 2023 gegeben, wenn trotz Priorisierung der Errichtung einer PV-Anlage in der Planung aufgrund von notwendigen Dachaufbauten und technischen Anlagen keine ausreichend große zusammenhängende Fläche von mindestens 20 m² als Solarinstallations-Eignungsfläche bereitgestellt werden kann.</p>	<p>In Neubauten kann davon ausgegangen werden, dass auf einem Dach bei entsprechender Planung trotz der geplanten bautechnischen Aufbauten eine ausreichende Fläche zur Erfüllung der PV-Pflicht bereitgestellt werden kann. Deshalb muss nachgewiesen werden, dass trotz Priorisierung der PV-Pflicht keine ausreichende Eignungsfläche bereitge-</p>

stellt werden kann.

Siehe auch Kap. 2.1.2

(3) gegeben, wenn für alle Dachflächen eines Gebäudes gilt, dass die PV-Anlage oder die sie errichtenden oder betreuenden Personen einer im Vergleich zu einer üblichen Nutzung deutlich erhöhten Gefahr ausgesetzt wären; eine deutlich erhöhte Gefahr liegt insbesondere bei PV-Anlagen auf Betrieben vor, die in den Anwendungsbereich der Störfallverordnung (12. BImSchV) fallen und die Verhinderung von Störfällen oder die Begrenzung von Störfallauswirkungen durch PV-Anlagen erheblich erschwert wird.

Die Errichtung einer PV-Anlage ist als technisch unmöglich anzusehen, wenn für die PV-Anlage oder die errichtenden und betreuenden Personen eine erhöhte Gefahr gegeben ist, wie sie z.B. auf Gebäuden der produzierenden Industrie auftreten kann. Wenn nur einzelne Teile eines Gebäudekomplexes (z.B. eine Produktionshalle) ungeeignet zur Errichtung einer PV-Anlage sind, ist darauf zu achten, dass die anderen Gebäudeteile und deren Dachflächen nicht automatisch von der Pflicht mit ausgeschlossen werden. *(Siehe auch Kap. 2.1.3)*

Nachweise

Die Nachweise für (1) und (2) sind durch eine_n Architekten_in zu erbringen bis auf den Nachweis für (1b), der durch einen bauvorlageberechtigten Tragwerksplaner zu erbringen ist.

Der Nachweis für (3) ist durch Darstellung des Sachverhaltes und einer Bestätigung der Gefahren zu erbringen.

In die Begriffsbestimmungen sollte aufgenommen werden:

„Eine Dachfläche ist eine einheitliche und zusammenhängende Fläche zur Abdeckung eines Gebäudes. Ein Dach setzt sich üblicherweise aus mehreren Dachflächen zusammen. Die Bruttodachfläche ist die Summe der Bruttoflächen aller Teildachflächen. Die Bruttodachfläche einer Teildachfläche ist die von den Außenkanten der Teildachfläche umschlossene Fläche.“

„Solarinstallations-Eignungsflächen sind zusammenhängende Teilflächen einer Dachfläche, die für die Errichtung einer Solaranlage geeignet sind. Dies sind Flächen, die nicht durch Aufbauten und technische Anlagen einschließlich der Zugangswege und notwendigen Flächen zur Wartung der Anlagen belegt sind.“

Die Klärung, dass sich ein Dach aus mehreren Dachflächen zusammensetzt ist zwingend erforderlich, um zu vermeiden, dass Verpflichtete mit Hinweis auf eine beliebig kleine Dachfläche als Teil des Daches beanspruchen, dass die Pflicht für sie vollständig entfällt.

3

Fachliche Grundlagen für die festzulegenden Anforderungen an die wirtschaftliche Vertretbarkeit der Erfüllung der PV-Pflicht

3.1

Grundsätzliche Bemerkungen zum Wirtschaftlichkeitsnachweis

Die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage hängt von einer Vielzahl von Parametern ab, u.a. dem Standort (Globalstrahlungsstärke), der Umgebung (Verschattung), den baulichen Gegebenheiten (Ausrichtung, Montagemöglichkeit, elektrischer Anschluss, etc.), der Marktentwicklung (Preis), der Gebäudenutzung (möglicher Anteil des Selbstverbrauchs des Solarstroms) und den gesetzlichen Regelungen (Höhe der Einspeisevergütung). Es ist somit nicht möglich, die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen für alle Hamburger Gebäude durch eine pauschale Berechnung nachzuweisen oder eine einfache Berechnungsmethode bereitzustellen, mit der durch Variation weniger Parameter alle Varianten der PV-Anlagen angemessen berücksichtigt werden können. Deshalb wird in den folgenden Betrachtungen gezeigt, dass die Wirtschaftlichkeit entsprechend der in Kap. 3.2 eingeführten Definition für typische PV-Anlagen gegeben ist und einen umfangreichen Puffer aufweist, so dass davon ausgegangen werden kann, dass die große Mehrzahl der PV-Anlagen das Wirtschaftlichkeitskriterium erfüllen. PV-Anlagen, deren Rahmenbedingungen sehr ungünstig sind (z.B. geringe Solareinstrahlung aufgrund der Ausrichtung in nördliche Richtungen oder sehr starker Verschattung der Anlage) werden von der Pflicht ausgenommen, wenn dies nachgewiesen wird.

Das Hamburgische Klimaschutzgesetz regelt im Übrigen eine klare Rangordnung der Ziele. Hauptzweck des Gesetzes ist nach § 2 Abs. 1 HmbKliSchG der Klimaschutz („das Klima zu schützen und einen Beitrag zur Sicherung der Erreichung der Ziele des Übereinkommens von Paris vom 12. Dezember 2015 zu leisten“). „Das Gebot der Wirtschaftlichkeit“ ist nach § 2 Abs. 4 HmbKliSchG dabei „zu berücksichtigen“. Mit Sinn und Zweck des Gesetzes wäre es also nicht vereinbar, Maßnahmen wie die Solarpflicht einem strengen Wirtschaftlichkeitsgebot zu unterwerfen. Allerdings müsste eine Antwort gefunden werden, wenn dieses Gutachten zeigen würde, dass das Ziel des Klimaschutzes heute oder in Zukunft nicht oder in großen Teilen nicht durch wirtschaftlich umsetzbare Maßnahmen zu erreichen wäre. Der Verordnungsgeber ist bei der Konkretisierung des Gesetzes gehalten, einen Interessenausgleich zwischen dem Hauptzweck des Klimaschutzes und dem Unterziel der Wirtschaftlichkeit zu finden, in dem der Klimaschutz effektiv umgesetzt werden kann und dabei die Wirtschaftlichkeit berücksichtigt wird. Vorrang hat dabei das Ziel des Klimaschutzes. Mit dem Gesetzeszweck unvereinbar und unangemessen wäre ein Vorgehen, die notwendigen Maßnahmen zur Abwehr des Klimawandels ausschließlich zu ergreifen, wenn sie in jedem Falle wirtschaftlich sind. Es ist nicht Aufgabe des Gutachtens, den Konflikt zwischen Klimaschutz und Wirtschaftlichkeit abschließend zu bewerten, sondern praktikable Vorschläge zu machen, wie wirtschaftlich nicht vertretbare Einzelfälle identifiziert werden können. Dabei wird zugrundegelegt, dass der Klimaschutz vorrangig zu verfolgen ist und dabei die Wirtschaftlichkeit zu berücksichtigen ist.

Eine weitere Herausforderung des Wirtschaftlichkeitsnachweises besteht darin, dass dieser zuverlässig nur für PV-Anlagen unter bekannten, sprich aktuellen Rahmenbedingungen erbracht werden kann. Die PV-Pflicht nach § 16 HmbKliSchG gilt jedoch für Neubauten erst ab dem 2. Januar 2023 (Baubeginn nach dem 1. Januar 2023) und für Bestandsbauten erst ab dem 2. Januar 2025 (vollständige Erneuerung der Dachhaut, die nach dem 1. Januar 2025 begonnen wurde). Somit stellt sich die Frage, ob die heute erstellten Nachweise der Wirtschaftlichkeit dann, wenn die PV-Pflicht wirksam ist, noch gültig sind. Da Prognosen sowohl der Preisentwicklung als auch der regulativen Bedingungen eine hohe Unsicherheit aufweisen, wäre ein Wirtschaftlichkeitsnachweis auf Basis von Hochrechnungen nicht hinreichend belastbar. Stattdessen wird darauf vertraut, dass die regulativen Rahmenbedingungen, die im Wesentlichen

durch das EEG gesetzt werden, sich so weiterentwickeln, dass sich die Wirtschaftlichkeit künftig nicht wesentlich verschlechtern wird. Diese Annahme ist begründet, da die Vergütungsanpassungen im EEG in Abhängigkeit des Marktausbaus dem Erhalt der Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen dienen, da diese die Grundlage für das Erreichen des angestrebten Ausbaus der Anlagen darstellen. Für diese Annahme spricht auch, dass der EEG-Gesetzgeber aus dem Grund der kontinuierlichen Weiterentwicklung des EEG erst kürzlich den 52-GW-Deckel zur Begrenzung der Förderung von Strom aus solarer Strahlungsenergie abgeschafft (Aufhebung des § 49 Abs. 5 und 6 EEG 2017).

Vor diesem Hintergrund wird die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen für die aktuellste verfügbare Datenbasis durchgeführt und davon ausgegangen, dass das Ergebnis auch zum Zeitpunkt der Wirksamkeit der PV-Pflicht nach HmbKliSchG noch gültig ist.

3.1.1

Parameter der Wirtschaftlichkeitsrechnung und deren perspektivische Änderungen

Um einen belastbaren Kompromiss für die Pauschalierung des Wirtschaftlichkeitsnachweises zu erzielen, sind die Unsicherheiten in den einzelnen Einflussfaktoren zu berücksichtigen. Für die Abschätzung möglicher künftiger Entwicklungen in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen ist es sinnvoll, auch die erwarteten künftigen Änderungen dieser Parameter zu ermitteln. Beide Informationen sind in Tab. 7 für die relevanten Einflussfaktoren aufgelistet. Die Tabelle zeigt, dass die die Faktoren für die Hamburger Standorte heute teilweise deutlich streuen (2. Spalte), woraus ableitbar ist, dass für sehr ungünstige Standortbedingungen die Pflicht aufgehoben werden muss. Die künftigen Änderungen der Einflussfaktoren dagegen entwickeln sich vorwiegend positiv in Beziehung auf die Wirtschaftlichkeit, wobei die Einspeisevergütung der einzige wesentliche Unsicherheitsfaktor darstellt. Wenn davon ausgegangen wird, dass die Bundesregierung das EEG so weiterentwickeln wird, dass die Ziele der Einführung erneuerbarer Energien und die Klimaschutzziele mittel- bis langfristig erreicht werden, ist das Risiko einer deutlichen Verschlechterung des Verhältnisses von Einspeisevergütung (bzw. Regelung des Selbstverbrauchs) und Preisentwicklung für die PV eher als gering einzuschätzen.

Tab. 7: Einflussfaktoren der Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen, deren aktuelle Unsicherheit und mögliche künftige Änderungen, Einschätzung der Stärke der Variabilität und künftigen Entwicklung von +++ (vorteilhaft) bis --- (nachteilig für die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage)

Einflussfaktor	Mögliche Abweichungen vom Mittelwert des Faktors für Hamburger Standorte für aktuelle Bedingungen	Mögliche künftige Änderungen des Faktors in den kommenden 5 – 10 Jahren
Solare Globalstrahlung	0 Keine nennenswerten Unterschiede innerhalb von Hamburg	0 Keine nennenswerten Änderungen erwartet
Verschattung der PV-Module durch Nachbarbauten, Bäume oder Dachaufbauten	0 bis --- Die Mehrzahl der Gebäudedächer weisen keine oder nur geringe Verschattungen auf, einzelne Gebäudedächer können jedoch stark oder vollständig verschattet sein	0 Geringe Änderungen erwartet
Ausrichtung der PV-Module	0 bis Schrägdächer sind nach allen Himmelsrichtungen ausgerichtet, die meis-	0 Keine Änderungen erwartet

	-	ten Gebäude weisen eine Schrägdachfläche zwischen West und Ost in südlicher Richtung auf. Bei 50° Neigung beträgt der Minderertrag gegenüber dem Maximalertrag höchstens 23 %.	
Systemwirkungsgrad (Performance Ratio)	0 bis -	Der Wirkungsgrad der Anlage in Bezug auf die Umwandlung des Gleichstroms der Module in den genutzten Wechselstrom beträgt bei hochwertigen Anlagen über 85 %. Die Abweichungen liegen im geringen einstelligen Bereich.	+
Preise PV-Module und Wechselrichter	+ bis -	Geringe Variation der Modul- und Wechselrichterpreise aufgrund eines starken Wettbewerbs und einer hohen Markttransparenz. Die spezifischen Preise nehmen mit der Anlagengröße ab.	+
Preise sonstige Systemkomponenten	+ bis --	Die Preise für sonstige Systemkomponenten (Montage, elektrischer Anschluss etc., Material und Personal) hängen stark von der lokalen Einbausituation ab. Für Standard-PV-Anlagen auf Neubauten ist deren Bandbreite relativ gering, bei Bestandsbauten können diese im Einzelfall stark abweichen, z.B. bei aufwändiger Montagesituation oder einer veralteten Gebäudeelektrik.	+ bis -
Einspeisevergütung	+ bis -	Die EEG-Vergütung für den eingespeisten Solarstrom hängt von der Anlagengröße ab und spiegelt im Wesentlichen die unterschiedlichen Anlagenpreise in Abhängigkeit der Anlagengröße wider.	+ bis --
			Der Wirkungsgrad ist in den vergangenen Jahren kontinuierlich gestiegen, weitere Steigerungen werden erwartet, die allerdings relativ gering sein werden, da schon ein sehr hohes Niveau erreicht ist.
			Die Preise für PV-Module sind in den vergangenen 20 Jahren um ca. 90 % gefallen, eine Fortsetzung der Preisreduktion wird erwartet.
			Montage und elektrischer Anschluss haben ein weiteres Preissenkungspotenzial bei starkem Ausbau des Solarmarktes. Allerdings werden künftig die Personalkosten steigen und bei weiterem Ausbau auch die Realisierung von PV-Anlagen auf Gebäuden mit ungünstigerer Einbausituation zunehmen. In der Summe könnten sich die Effekte gegenseitig aufheben.
			Die Einspeisevergütung sinkt jeden Monat abhängig vom PV-Marktvolumen und ist somit schwer prognostizierbar. Für Anfang 2021 ist eine EEG-Novelle angekündigt, wodurch sich die Vergütungssätze und die sonstigen gesetzlichen Bedingungen mit Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit deutlich verändern können. Des Weiteren sind auch Änderungen in Bezug

auf die Mieterstromregelungen angekündigt.

Strombezugspreise

+
bis
-

Beim Selbstverbrauch von Solarstrom sind die eingesparten Strombezugskosten relevant. Diese weichen innerhalb der einzelnen Gruppen der Letztverbraucher (Privathaushalte, kleine und mittlere Unternehmen, Industrie mit Großverbrauch) nur relativ wenig voneinander ab, zwischen den Gruppen gibt es aber sehr große Unterschiede.

-
bis
++

In der Wirtschaftlichkeitsrechnung ist bereits eine jährliche Strompreissteigerung von 1,5 % berücksichtigt. Einerseits will die Bundesregierung die Stromkosten senken, andererseits können Klimaschutzabgaben (Emissionshandel, Kohleausstieg, CO₂-Abgabe, Stromsteuern) auch zu deutlich steigenden Strompreisen führen.

3.1.2

Zeitliche Änderungen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die aktuellsten, deutschlandweit repräsentativen PV-Anlagenpreise liegen für März 2019 vor, sie sind der Studie zur Vorbereitung des EEG-Erfahrungsberichts entnommen [11]. Da eine eigene repräsentative Erhebung im Rahmen des Gutachtens nicht durchführbar war, hätten für eine Aktualisierung der PV-Anlagenpreise auf den heutigen Stand (Juli 2020) Hochrechnungen durchgeführt werden müssen, die deutliche Unsicherheiten mit sich gebracht hätten. Weiterhin würde eine Hochrechnung auf ein heutiges Preisniveau das Problem der Übertragbarkeit auf den Zeitraum der Gültigkeit der PV-Pflicht (Neubauten ab Januar 2023, Bestand ab Januar 2025) nicht lösen (siehe Einführung Kap. 3.1). Deshalb nutzen die Wirtschaftlichkeitsrechnungen in diesem Gutachten die PV-Anlagenpreisen vom März 2019 als belastbare Datenbasis. Diese Anlagen könnten einen Monat nach Kauf ans Netz angeschlossen worden sein, so dass die **Wirtschaftlichkeitsrechnungen für den Installationsmonat April 2019, der für die EEG-Vergütungshöhe relevant ist, durchgeführt werden.**

Nach § 1 Abs. 2 EEG strebt die Bundesregierung an, „den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch zu steigern auf (1) 40 bis 45 Prozent bis zum Jahr 2025, (2) 55 bis 60 Prozent bis zum Jahr 2035 und (3) mindestens 80 Prozent bis zum Jahr 2050. Dieser Ausbau soll stetig, kosteneffizient und netzverträglich erfolgen.“ Dies setzt voraus, dass die Einspeisevergütung den realen Markt- und Preisentwicklungen angepasst wird. Um dies zu erreichen, wird die Höhe der Vergütung des Solarstroms regelmäßig der Marktentwicklung angepasst. Sie bleibt nach § 49 EEG bei einer jährlich installierten Leistung von 1.900 MW konstant und sinkt monatlich umso stärker ab, je mehr die installierte Leistung den Zielwert von 1.900 MW überschreitet (sogenannter atmender Deckel).

Der Vergütungsanpassungsmechanismus hat das Ziel, dass sich die Preissenkungen für Solarmodule und die EEG-Vergütung in erster Näherung analog entwickeln. So wird erreicht, dass die Wirtschaftlichkeit für PV-Anlagen kontinuierlich gegeben ist und auf dem Niveau gehalten wird, das zur Erreichung des gewünschten Marktausbaus erforderlich ist. Die Einspeisevergütung nach EEG ist von April 2019 bis August 2020 (Zeitpunkt der Gutachtenerstellung) deutlich gesunken, es kann aber entsprechend der Konzeption des EEG davon ausgegangen werden, dass sich auch die PV-Anlagenpreise ähnlich entwickelt haben. Generell wird von der Fachwelt erwartet, dass sich die massiven Preissenkungen für PV-Anlagen in der

Vergangenheit bei weiterem Marktwachstum auch in Zukunft fortsetzen, auch wenn sich deren Stärke verändern kann.

Da die Bundesregierung das Ziel einer ambitionierten Klimapolitik verfolgt und dafür europäische und nationale Zielsetzungen im Bereich der erneuerbaren Energien weiter erhöht werden müssen, wird angenommen, dass das EEG auch weiterhin den Vergütungsanpassungsmechanismus beibehält und für eine ausreichende Wirtschaftlichkeit sorgt, die zur Stimulation des gewünschten Solarzubaues erforderlich ist. Allerdings sei auch vermerkt, dass es dafür keine Sicherheit gibt und noch nicht feststeht, welche Änderungen die für Anfang 2021 angekündigte EEG-Novelle im Hinblick auf die Photovoltaik bringen wird.

Eine Unsicherheit am Markt entsteht dadurch, dass die gegenwärtige EEG-Systematik ein Marktwachstum von deutlich größer 1.900 MW pro Jahr abbremst, indem in diesem Fall die Vergütung stark abgesenkt wird, was die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen bei höherem Zubau zunehmend unwirtschaftlicher macht. Die Zielsetzung einer Installationsmenge von 1.900 MW pro Jahr wird künftig aber voraussichtlich überschritten werden, da aktuell neben Hamburg auch Bremen, Berlin, Baden-Württemberg und Bayern eine Solarpflicht planen oder beschlossen haben und möglicherweise auch andere Länder folgen. Weiter ist festzustellen, dass PV-Anlagen mit Selbstverbrauch ökonomisch deutlich attraktiver sind als PV-Anlagen mit Volleinspeisung, bei denen ein Selbstverbrauch nicht möglich ist. Wenn diese Situation weiter anhält, wird der PV-Ausbau künftig vor allem im Bereich der Anlagen mit Selbstverbrauch stattfinden und diese die Vergütungsabsenkung weiter vorantreiben. Dies wiederum macht die Anlagen mit Volleinspeisung noch unwirtschaftlicher, so dass es für Gebäudeeigentümer_innen ohne nennenswerte Möglichkeit für den Selbstverbrauch schwerer werden wird, eine wirtschaftliche PV-Anlage zu realisieren. Es könnte also sein, dass sich für diese Fallgruppe die Wirtschaftlichkeit künftig relativ zu anderen Fallgruppen verschlechtert, auch wenn sich die Wirtschaftlichkeit für die Gesamtheit aller Anlagen nicht ändert.

Zur Überwindung der genannten Herausforderungen sind Korrekturen am EEG erforderlich. Ob und wann diese erfolgen, lässt sich aktuell nicht prognostizieren. Die Autoren gehen allerdings davon aus, dass das EEG als Leitinstrument für die Markteinführung der erneuerbaren Energien im Stromsektor wie in der Vergangenheit auch künftig so angepasst und weiterentwickelt wird, dass Fehlentwicklungen vermieden bzw. korrigiert werden und das Ziel des Marktausbaus durch ausreichend attraktive Rahmenbedingungen erreicht wird. In diesem Sinne wird in diesem Gutachten vorausgesetzt, dass die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen im Rahmen des EEG auch in Zukunft erhalten bleibt.

3.1.3

Unterscheidungen Neubau und Gebäudebestand

Nach § 16 Abs. 2 und 3 HmbKliSchG gilt die PV-Pflicht für Eigentümerinnen und Eigentümer von Neubauten, deren Baubeginn nach dem 1. Januar 2023 liegt und von Bestandsbauten bei vollständiger Erneuerung der Dachhaut eines Gebäudes, die nach dem 1. Januar 2025 begonnen wird.

Neubauten und Bestandsbauten unterscheiden sich in Bezug auf die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung insofern, dass bei Neubauten die Aufstellung der Module, die Leitungsführung und die Realisierung des elektrischen Anschlusses bereits in der Planung der betroffenen Gewerke berücksichtigt und somit optimiert werden kann. Dies ermöglicht eine optimierte Ausrichtung und minimierte Verschattung durch Dachaufbauten und führt zu günstigen Realisierungskosten. Bei Bestandsbauten muss die PV-Anlage jedoch an die vorhandenen Gegebenheiten angepasst werden, was bei ungünstigen Rahmenbedingungen zu deutlichen Mehrkosten führen kann. Repräsentative Preiseerhebungen für PV-Anlagen, die nach Neu- und Bestandsbauten differenzieren, sind allerdings nicht bekannt und somit eine **Kostendifferenzierung nach Neu- und Bestandsbauten nicht möglich**.

Angesichts der relativ geringen Neubaurate kann jedoch davon ausgegangen werden, dass die Mehrzahl der PV-Dachanlagen auf Bestandsbauten errichtet werden und somit die in [11] ermittelten durchschnittli-

chen Anlagenpreise im Wesentlichen die Durchschnittspreise für PV-Anlagen auf Bestandsbauten repräsentieren. Da PV-Anlagen auf Neubauten bis auf einzelne Ausnahmen kostengünstiger sind als auf Bestandsbauten, da die Installation und Leitungsverlegung bereits mitgeplant und optimiert werden kann, sind PV-Anlagen auf Neubauten in den meisten Fällen auch wirtschaftlicher als auf Bestandsbauten. Somit schließt der Nachweis der Wirtschaftlichkeit für die Bestandsbauten auch die Wirtschaftlichkeit für Neubauten ein und eine **Differenzierung der Wirtschaftlichkeitsrechnung nach Neu- und Bestandsbauten ist nicht erforderlich.**

3.2

Definition „wirtschaftliche Vertretbarkeit“

Nach § 16 Abs. 1 HmbKliSchG strebt die Freie und Hansestadt Hamburg langfristig an, „dass alle geeigneten Dachflächen ... soweit technisch möglich und wirtschaftlich vertretbar zur Stromerzeugung durch die Nutzung solarer Strahlungsenergie genutzt oder zur Verfügung gestellt werden.“ Eine Definition für „wirtschaftlich vertretbar“ erfolgt nicht. Auch die Gesetzesbegründung enthält keine nähere Erläuterung.

Im Zeitraum der Gesetzgebung für das Hamburgische Klimaschutzgesetz galt das Energiespargesetz des Bundes, das in § 5 Abs. 1 EnEG regelt, was unter dem Begriff „wirtschaftlich vertretbar“ zu verstehen ist. Die gleichlautende Regelung hat nun auch das im Herbst 2020 in Kraft tretende Gebäudeenergiegesetz (GEG) übernommen. Dieses sieht in § 5 vor, dass die Anforderungen und Pflichten aus dem Gesetz „nach dem Stand der Technik erfüllbar sowie ... wirtschaftlich vertretbar“ sind. Dabei gelten Anforderungen und Pflichten als wirtschaftlich vertretbar, „wenn generell die erforderlichen Aufwendungen innerhalb der üblichen Nutzungsdauer durch die eintretenden Einsparungen erwirtschaftet werden können. Bei bestehenden Gebäuden, Anlagen und Einrichtungen ist die noch zu erwartende Nutzungsdauer zu berücksichtigen.“ Die Übernahme des bundesrechtlich in § 5 Abs. 1 EnEG und in Zukunft im GEG geregelten Begriffes der wirtschaftlichen Vertretbarkeit in das HmbKliSchG spricht dafür, dass sich der Landesgesetzgeber auch das bundesrechtliche Verständnis vom Begriff der wirtschaftlichen Vertretbarkeit zu eigen machen wollte. Auch das Prinzip der Einheit der Rechtsordnung spricht für ein im Wesentlichen gleichlaufendes Verständnis des gleichen Begriffs nach Bundes- und Landesrecht. Nuancen können sich aus dem Bedeutungszusammenhang innerhalb des Hamburgischen Klimaschutzgesetzes ergeben. Hauptzweck des Gesetzes ist nach § 2 Abs. 1 HmbKliSchG der Klimaschutz. Das Gebot der Wirtschaftlichkeit ist nach § 2 Abs. 4 HmbKliSchG zu berücksichtigen. Deshalb ist im Zweifel ein Begriff von der wirtschaftlichen Vertretbarkeit vorzugswürdig, der den Klimaschutz Wirksamkeit verleiht, ein strenges Wirtschaftlichkeitsgebot kann dem Hamburgischen Klimaschutzgesetz jedoch nicht entnommen werden.

Die Autoren des Gutachtens empfehlen auf dieser Basis folgende Begriffsbestimmung in Bezug auf die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen:

Begriffsbestimmung	Begründung
Die Installation einer Photovoltaik-Anlage ist dann wirtschaftlich vertretbar , wenn generell die erforderlichen Aufwendungen für deren Errichtung und Betrieb innerhalb der üblichen Nutzungsdauer durch die eintretenden Einnahmen und Einsparungen erwirtschaftet werden können.	Die vorgeschlagene Definition lehnt sich an die Definition für die wirtschaftliche Vertretbarkeit in § 5 GEG an und ist unter Berücksichtigung der Gesetzesziele nach § 2 HmbKliSchG auszulegen.
Die vertretbare Wirtschaftlichkeit ist für Fallgruppen und typische PV-Anlagendaten innerhalb die-	Übernahme des Verständnisses des GEG dargestellt in den Erläuterungen zu § 5 GEG wie folgt: „Mit

ser Fallgruppen nachzuweisen. Damit muss nicht für jede einzelne PV-Anlage die wirtschaftliche Vertretbarkeit nachgewiesen werden und gegeben sein.

dem Wort „generell“ wird klargestellt, dass sich die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit auf Fallgruppen beziehen kann.“ Dies bedeutet, dass eine PV-Anlage nicht in jedem Einzelfall wirtschaftlich sein muss, sondern nach einer generalisierenden Betrachtung (Fallgruppen) in der Regel wirtschaftlich ausgeführt werden kann.

Als **übliche Nutzungsdauer** von PV-Anlagen wird ein Zeitraum von 25 Jahren angenommen. Für Gebäude, die nachgewiesenermaßen für eine Nutzungsdauer von weniger als 25 Jahren ausgelegt sind und für Bestandsgebäude, deren nachgewiesene Restnutzungsdauer geringer als 25 Jahre ist, entfällt die Solarpflicht.

Als Mindestnutzungsdauer z.B. im Rahmen der steuerlichen Abschreibung oder als Zahlungszeitraum für die Vergütung nach EEG werden üblicherweise 20 Jahre angesetzt. Da allerdings PV-Module keinem Verschleiß unterliegen, ist die reale Nutzungsdauer einer PV-Anlage deutlich höher. Dies zeigen immer mehr Anlagen, die in den 1990er Jahren installiert wurden und immer noch in Betrieb sind und wird belegt durch die Garanzzeiten für Photovoltaik-Module, die meist zwischen 20 und 30 Jahren betragen. Es kann deshalb von einer real zu erwartenden Nutzungsdauer von mindestens 25 Jahre ausgegangen werden.

3.3 Methodik der Wirtschaftlichkeitsrechnung

3.3.1 Berechnungsmethode und Zielsetzung der Wirtschaftlichkeitsrechnung

Bei Wirtschaftlichkeitsrechnungen von technischen Anlagen sind verschiedene Varianten zu unterscheiden. Die **Kostenvergleichsrechnung** hat das Ziel herauszufinden, mit welcher Investition eine konkrete Zielsetzung, z.B. die Wärmeversorgung eines Gebäudes, am kostengünstigsten erreicht werden kann. Für einen fundierten und fairen Vergleich der Investitionsvarianten sind alle relevanten Kostenarten zu berücksichtigen, vergleichbare Eingangsparameter zu verwenden und dieselben Betrachtungsräume anzuwenden. Um dies zu gewährleisten wird hierfür üblicherweise die VDI Richtlinie 2067 „Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen“ angewandt (vor allem für Vergleichsrechnung von Anlagen der Technischen Gebäudeausrüstung mit dem Schwerpunkt der Wärmeversorgung und Lüftungstechnik). Das Ziel der Berechnung ist der ökonomische Vergleich von Anlagenvarianten, nicht die Berechnung einer Rendite, die z.B. bei Wärmeerzeugungsanlagen auch nicht vorhanden ist.

Die **Rentabilitätsrechnung** für ein Investment hat das Ziel herauszufinden, ob sich das Investment „lohnt“, was bedeutet, dass die erwartete Rendite des Investments gleich oder höher ist als für Investitionen oder Geldanlagen mit vergleichbarem Risiko. Die Renditerechnung dient der Entscheidung, ob ein Investment durchgeführt werden soll oder nicht. Berechnet wird z.B. der interne Zinssatz (auch interner Zinsfuß, engl. internal rate of return, IRR), d.h. der Diskontierungssatz, bei dem sich für eine Investition ein Kapitalwert von Null errechnet⁶. Ist der Zinsfuß größer als die Kapitalzinsen plus Risikoaufschlag, ist die

⁶ <http://www.wirtschaftslexikon24.com/d/interner-zinssatz/interner-zinssatz.htm>

Investition über die Gesamtlaufzeit profitabel. Die Rechnung geht davon aus, dass sich der Investor frei entscheiden kann, ob er ein Investment durchführt oder nicht.

Bei der **Amortisationsrechnung** wird die Zeitspanne berechnet, innerhalb derer das eingesetzte Kapital wieder zurück an den Investor fließt. Es kann dafür dieselbe Berechnungsmethode wie die Renditerechnung genutzt werden. Das Ziel ist zu ermitteln, ob das Investment vor Erreichen der Nutzungsdauer refinanziert ist.

Für den Nachweis der vertretbaren Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen im Rahmen der PV-Pflicht eignet sich die Kostenvergleichsrechnung nicht, da keine verschiedenen Investmentvarianten verglichen werden. Die Rentabilitätsrechnung mit Berechnung des internen Zinsfußes wäre sinnvoll, wenn die PV-Pflicht nur dann gelten würde, wenn die PV-Anlagen profitabel sind.

Da aber nach § 16 Abs. 1 HmbKliSchG die Pflicht für alle Gebäude gilt, auf denen PV-Anlagen installiert werden können, die wirtschaftlich vertretbar sind und eine Profitabilität nicht gefordert wird, stellt die **Amortisationsrechnung die adäquate Methode zur Wirtschaftlichkeitsberechnung im Rahmen der PV-Pflicht dar**. Im Folgenden wird auf Basis der in Kap. 3.2 empfohlenen Begriffsbestimmung für die wirtschaftliche Vertretbarkeit davon ausgegangen, dass die **wirtschaftliche Vertretbarkeit für die Investition in einer PV-Anlage gegeben ist, wenn die Amortisationszeit einer PV-Anlage 25 Jahre oder weniger beträgt**.

3.3.2

Angewandtes Verfahren und Software zur Wirtschaftlichkeitsrechnung

Wirtschaftlichkeitsberechnungen von Photovoltaikanlagen müssen eine größere Zahl von Zahlungsströmen und Eingangsparametern berücksichtigen, die sich für die verschiedenen Fallgruppen unterscheiden. Diese unterscheiden sich vielfach in Details, so dass es für Außenstehende schwierig ist, die Berechnungen nachzuvollziehen und die Ergebnisse aus unterschiedlichen Quellen zu vergleichen.

Um eine möglichst große Transparenz bezüglich der Wirtschaftlichkeitsrechnungen für PV-Anlagen zu erreichen und allen Interessierten die Durchführung eigener Berechnungen auf derselben Basis zu ermöglichen, wurden die Wirtschaftlichkeitsrechnungen in diesem Gutachten mit der Software „Wirtschaftlichkeit von Solarstrom“ des Münchner Umweltinstituts e.V. durchgeführt [12]. Das Institut bietet die Excelbasierte Berechnungssoftware kostenfrei auf ihrer Internetseite zum Download an⁷. Die Berechnungen wurden nachvollzogen und werden als fundiert angesehen. Für die Korrektheit der Berechnungen wird jedoch vom Herausgeber und somit auch den Autoren dieser Studie keine Gewähr übernommen.

Im Wirtschaftlichkeitsrechner wird die Amortisationszeit bis 20 Jahre berechnet. Wird diese überstiegen, erfolgt die Angabe „>20 Jahre“. Der Grund hierfür ist, dass bislang im EEG keine gesetzliche Grundlage dafür geschaffen wurde, ob und unter welchen Bedingungen PV-Anlagen nach dem Ende des EEG-Vergütungszeitraums von 20 Jahren ihren Strom ins Stromnetz einspeisen können und wie dieser vergütet wird. Somit kann über mögliche Einnahmen nach 20 Jahren Nutzungsdauer bislang nur spekuliert werden. Eine mögliche Annahme könnte sein, dass der eingespeiste Solarstrom nach Ablauf der 20 Jahre mit ca. 80 % des Marktwerts der Direktvermarktung, d.h. mit 3 ct/kWh vergütet wird (entsprechend dem Vorschlag der Bundesnetzagentur vom 16.06.2020 in [13]).

Abb. 6 zeigt ein Bildschirmfoto des Ergebnisblattes des Wirtschaftlichkeitsrechners für das Beispiel einer PV-Anlage mit 5 kW Leistung zum spezifischen Preis von 1.300 EUR pro kW und bei einer optimalen Ausrichtung nach Süden mit 40° Neigung, die zu einem Solarstromertrag von 961 kWh pro kW Leistung im

⁷ Die Software solarstrom.xls steht hier zum Download bereit:

www.umweltinstitut.org/themen/energie-und-klima/wirtschaftlichkeitsberechnungen.html

Jahr führt unter der Annahme dass ein Selbstverbrauch („Direktnutzung in % d. Solarertrags“) in Höhe von 25 % des Solarertrags vorliegt. Die PV-Anlage wird zu 80 % mit einem Darlehen des KfW Programms 270 finanziert. In diesem Beispiel wird ein interner Zinsfuß von 11,2 % pro Jahr und eine Amortisationszeit von 12 Jahren berechnet.


Wirtschaftlichkeit von Solarstrom			
Stand: 18.06.2020			
Hinweise:			
Die eingerahmten Felder können beliebig verändert werden; die Inhalte sind lediglich Anhaltswerte.			
Die restlichen Felder sind gegen irrtümliches Überschreiben gesperrt.			
Der Blattschutz kann bei Bedarf aufgehoben werden.			
Ergebnisse:			
interner Zinsfuß (IRR)		11,2%	p.a.
Amortisationszeit		12	Jahre
Stromgestehungskosten (LCOE)		0,095	€/kWh
Kapitalwert (Gewinn bzw. Verlust)		3.439	€
Anfangs-Eigenkapital (incl. MwSt.)		2.535	€
PV-Anlage			
Anlagenleistung (max. 100 kWp)		5,0	kWp
Kosten der PV-Anlage (ohne Batterien, ohne MwSt)		6.500	€ entspr. 1.300 €/kWp
Batteriespeicher (ja=1, nein=0)		0	
Kosten für Batteriesystem (netto)		0	€
Zuschuss für Batteriesystem		0	€ siehe: Zuschuss
Vorlaufkosten, Zwischenfinanzierung MwSt		195	€
laufende Kosten		65	€ p.a.
Dachmiete		0	€ p.a.
spezifischer Stromertrag		961	kWh/kWpa siehe: PVGIS
Ertragsminderung pro Jahr		0,40%	
Direktnutzung in % des Solarertrags		25%	
zusätzl. Direktnutzung über Batteriespeicher		0%	
Batterie-Lade/Entladeverluste		0%	
Jährl. Abnahme der Direktnutzung über Speicher		0,0%	p.a.
Jahr der Inbetriebnahme		2019	
Monat der Inbetriebnahme (1-12)		4	entspr. 82% anteiliger Solarertrag im Jahr der Inbetriebnahme
Gesamtkosten		6.500	€
EEG-Einspeisevergütung		0,1111	€/kWh
Finanzierung			
1. Darlehen		5.200	€ 20% Eigenfinanzierungsanteil
Auszahlung		100%	
Bereitstellung		0,25%	

Abb. 6: Bildschirmausschnitt des Ergebnis-Tabellenblatts des Wirtschaftlichkeitsrechners des Umweltinstituts München mit Ergebnissen für eine 5 kWp Anlage mit 25 % Selbstverbrauch [12]

3.4 Fallgruppen

In diesem Kapitel werden die verschiedenen Fallgruppen vorgestellt und dann erläutert, welche Fallgruppen in der Wirtschaftlichkeitsrechnung berücksichtigt werden.

3.4.1

PV-Anlagen mit vollständiger Einspeisung des erzeugten Solarstroms nach EEG

Besteht keine Möglichkeit zum Selbstverbrauch des Solarstroms, wird der erzeugte Solarstrom vollständig ins Stromnetz eingespeist. Dabei lassen sich drei verschiedene Arten der Solarstromvergütung unterscheiden.

- (1) Die Einspeisevergütung nach EEG ist gesetzlich festgelegt und hängt ab vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage. Sie wird bis zu einer Anlagengröße von 100 kW bezahlt, wobei ihre Höhe von der Anlagengröße abhängt (bis 10 kW, über 10 bis 40 kW und über 40 bis 100 kW für Dachanlagen auf Wohngebäuden). Dachanlagen auf Nichtwohngebäuden und Freilandanlagen bis zu 100 kW fallen unter eine eigene Vergütungskategorie.
- (2) Bei der Direktvermarktung des Solarstroms wird der Solarstrom von spezialisierten Stromhändlern vermarktet. Der/die Betreiber_in erhält den Marktwert sowie eine gleitende Marktprämie abzüglich der Vermarktungspauschale für den Händler. Die Marktprämie wird monatlich so festgelegt, dass die resultierenden Einnahmen des/der Betreibers_in dem „anzulegenden Wert“ nach dem Marktprämienmodell entsprechen und etwas über der EEG-Vergütung liegen, um die Direktvermarktung attraktiver zu machen als die Volleinspeisung. Die Direktvermarktung ist ab einer Anlagengröße von 100 kW verpflichtend und kann bei Anlagen kleiner 100 kW freiwillig statt der Einspeisevergütung gewählt werden. Im Jahr 2018 wurden 23 % des Solarstroms direkt vermarktet [11].
- (3) Anlagen größer 750 kW erhalten nur eine Vergütung, wenn Sie bei einer Ausschreibung ausgewählt wurden. Die Höhe der Vergütung wird in der Ausschreibung ermittelt.

In allen Fällen ist für die Höhe der Solarstromvergütung unerheblich, ob sich die PV-Anlage im Eigentum des/der Gebäudeeigentümer_in befindet oder diese_r das Dach an eine_n Dritte_n zur Erzeugung von Solarstrom verpachtet hat. Bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sind im Falle der Verpachtung ggf. noch Pachtkosten mit zu berücksichtigen; es wird jedoch davon ausgegangen, dass ein_e Dritte_r nur dann eine Dachfläche pachtet, wenn die Pachtkosten wenigstens refinanziert werden können.

3.4.2

PV-Anlagen mit Selbstverbrauchsanteil

Aufgrund der starken Preisreduktion bei Solarstromanlagen liegen die Gestehungskosten für Solarstrom heute in Deutschland bei etwa 7,5 bis 11,5 ct/kWh [14] und damit deutlich niedriger als die Strombezugs-kosten der meisten Stromkunden. Der Strompreis für Privathaushalte beträgt etwa 25 bis 30 ct/kWh (inkl. MWSt.). Der Kostenvorteil beim Selbstverbrauch von Solarstrom resultiert aus der Vermeidung von Netz-entgelten, netzseitigen Umlagen, Stromsteuer und Konzessionsabgaben, die bei aus dem Stromnetz der allgemeinen Versorgung bezogenem Strom zusätzlich zu den Erzeugungskosten anfallen.

Der Selbstverbrauch ist das ökonomisch attraktivste Geschäftsmodell zum Betrieb von PV-Anlagen, da durch den vermiedenen Strombezug pro kWh deutlich mehr Stromkosten eingespart als durch die Solarstromeinspeisung an Einspeisevergütung pro kWh eingenommen werden können. 58 % der im Jahr 2017 in Betrieb genommenen PV-Anlagenleistung nutzte die Eigenstromversorgung, wobei auch die großen Dachanlagen zwischen 100 und 250 kW zu 62 %, zwischen 250 und 500 kW zu 57 % und zwischen 500 und 750 kW noch zu 51 % den Selbstverbrauch nutzten (Angaben für Anlagen, die zwischen 2014 und 2017 installiert wurden) [11]. Es kann davon ausgegangen werden, dass PV-Kleinanlagen bis 10 kW Leistung, die meist auf selbstgenutzten Ein- und Zweifamilienhäusern installiert werden, fast immer die Eigenstromversorgung nutzen. Voraussetzung für die Eigenversorgung und die Nutzung der damit verbundenen Vorteile ist, dass der Solarstrom im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeu-

gungsanlage selbst verbraucht und der Strom nicht durch ein Netz der allgemeinen Versorgung durchgeleitet wird. Weiter muss der_ die Verbraucher_in die Stromerzeugungsanlage selbst betreiben.

Der Anteil des selbst verbrauchten Stroms variiert stark in Abhängigkeit der Strombedarfskurve (Wohngebäude weisen eine relativ geringe Übereinstimmung der Strombedarfs- und Solarstromerzeugungskurve auf, wenn die Bewohner vornehmlich abends zuhause sind, Gewerbebetriebe dagegen eine starken Übereinstimmung, wenn sie nur tagsüber arbeiten) sowie der Anlagengröße (je geringer der jährliche Solarstromertrag im Verhältnis zum gesamten Strombedarf ist, desto höher ist in der Regel der Anteil des Selbstverbrauchs). Privathaushalte weisen typischerweise für eine PV-Anlage, die im Jahr etwa so viel Strom erzeugt wie im Haus verbraucht wird, einen Eigenverbrauchsanteil von ca. 25 % auf [11]. Dieser Wert wird bei den folgenden Berechnungen für alle Anlagen mit Eigenverbrauch angewandt und somit als untere Grenze für den Selbstverbrauch betrachtet.

Der nicht selbst verbrauchte Solarstrom wird ins Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist und wie bei der Volleinspeisung vergütet, entsprechend sind dieselben Größenklassen für die Fallgruppen zu unterscheiden. Bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung ist zu beachten, dass für selbstverbrauchten Solarstrom auch eine EEG-Umlage zu entrichten ist in Höhe von 40 % der allgemeinen EEG-Umlage. Von dieser Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage sind PV-Anlagen bis 10 kW Leistung ausgenommen.

Der Anteil des selbst verbrauchten Solarstroms kann, solange er unterhalb 100 % liegt, durch die Installation eines Batteriespeichers (elektrischer Speicher) erhöht werden. Durch die Kostenreduktion der Batteriespeicher in den letzten Jahren und die Förderung der Speicher ist ihr Einsatz stark angestiegen. 58,7 % der 2018 in Deutschland neu installierten PV-Anlagen unter 30 kW Leistung waren mit einem Batteriespeicher ausgestattet, in Hamburg betrug der Anteil 71,8 %, was den zweithöchsten Wert in Deutschland hinter Bremen mit 73,3 % darstellt [15]. Allerdings sind laut [11] die Anlagen mit Batteriespeicher wirtschaftlich weniger attraktiv als ohne Batteriespeicher, so dass sie in diesem Gutachten nicht weiter betrachtet werden.

3.4.3

Mieterstromanlagen

Damit auch Mieter von den Vorteilen des direkten Verbrauchs von Solarstrom profitieren können, der auf dem Dach ihres Mietwohngebäudes erzeugt wird, kann nach §21 Abs. 3 EEG der Solarstrom an den Letztverbraucher geliefert und ohne Aufschläge verkauft werden, wenn er nicht durch ein Netz der allgemeinen Versorgung durchgeleitet wurde. In diesem Fall wird im Rahmen des EEGs auch ein Mieterstromzuschlag gewährt. Die Regelung gilt für PV-Anlagen bis 100 kW Leistung. Der vor Ort erzeugte Mieterstrom ist günstiger, da Netzentgelte, netzseitige Umlagen, Stromsteuer und Konzessionsabgabe entfallen. Neben den Stromerzeugungskosten fallen jedoch die Abrechnungskosten, die Mehrwertsteuer und die EEG-Umlage in voller Höhe an.

Damit der_ die Mieter_in den Mieterstrom beziehen können, muss der_ die Betreiber_in eine Kundenanlage realisieren, eigene Messeinrichtungen installieren und ein Abrechnungssystem etablieren. Mieter_in und Betreiber_in schließen einen Stromliefervertrag über die Gesamtstromlieferung ab, wobei der Stromtarif mindestens 10 % günstiger als der im jeweiligen Netzgebiet geltende Grundversorgungstarif sein muss. Der_ die Mieterstromlieferant_in muss somit auch für die Belieferung mit Zusatzstrom sorgen, wenn die Solaranlage nicht den ganzen Strombedarf deckt. Der Bezug des Mieterstroms durch die Mieter_innen ist freiwillig und kann jährlich gekündigt werden, so dass der Abschluss der Lieferverträge beworben werden muss und für den_ die Betreiber_in keine Sicherheit besteht, in welchem Umfang der Mieterstrom verkauft werden kann.

In Hamburg waren bis zum 03.07.2019 Mieterstromanlagen mit insgesamt 525 kW Leistung installiert, was einer PV-Leistung von 28,6 kW pro 100.000 Einwohner entspricht (siehe Tab. 8) [16]. Damit hat

Hamburg die höchste Dichte an Mieterstromanlagen aller Bundesländer bezogen auf die installierte Leistung pro Einwohner_in, was belegt, dass die etwas geringere Einstrahlung in Hamburg keinen relevanten Standortnachteil darstellt.

Da Konzeption, Realisierung und Betrieb inklusive Messstellenbetrieb und Abrechnung bei Mieterstromanlagen einen deutlichen Aufwand darstellen, sind Eigentümer_innen von vermieteten Gebäuden damit üblicherweise überfordert. Sie können allerdings ihre Dächer Dritten, d.h. auf Mieterstrom spezialisierte Unternehmen zur Verfügung stellen, die die Mieterstromanlage realisieren und betreiben und den Mieterstrom den Mieter_innen anbieten. Aufgrund der aktuell sehr niedrigen Mieterstromförderung im Rahmen des EEG werden von Unternehmen, die Gebäudedächer zur Realisierung von Mieterstromanlagen pachten, derzeit keine oder nur eine sehr geringe Pacht bezahlt.

Tab. 8: Installierte PV-Mieterstromleistung mit Mieterstromzuschlag nach Bundesländern und bezogen auf die Einwohnerzahl, Stand 03.07.2019, entnommen aus [16]

	Installierte Leistung in kW	kW pro 100.000 Einwohner
Baden-Württemberg	2.797	25,3
Bayern	3.337	25,6
Berlin	673	18,6
Brandenburg	169	6,7
Bremen	46	6,8
Hamburg	525	28,6
Hessen	1.000	16,0
Mecklenburg-Vorpommern	70	4,4
Niedersachsen	1.252	15,7
Nordrhein-Westfalen	1.875	10,5
Rheinland-Pfalz	744	18,3
Saarland	77	7,8
Sachsen	278	6,8
Sachsen-Anhalt	564	25,5
Schleswig-Holstein	300	10,4
Thüringen	238	11,1
Summe	13.945	16,8

Quelle: ZSW 2019 auf Basis BNetzA Marktstammdatenregister (Datenstand 3.7.2019)

Auch in Hamburg bieten einige Unternehmen die Realisierung und den Betrieb von Mieterstromanlagen an und haben bereits Mieterstromanlagen in Hamburg realisiert⁸. Somit kann davon ausgegangen werden, dass bei geeigneten Dächern Dritte (d.h. spezialisierte Dienstleister) gefunden werden, die eine Mieterstromanlage auf dem vermieteten Gebäude des_der Verpflichteten realisieren.

⁸ Anbieter, die Mieterstromanlagen in Hamburg anbieten und realisieren (Beispiele, Liste nicht vollständig): Energienetz Hamburg eG (www.energienetz-hamburg.de/aufruf/), Greenpeace Energy (<https://www.greenpeace-energy.de/geschaeftskunden/weitere-angebote/gemeinschaftsstrom.html>) Naturstrom (www.naturstrom.de/immobilienwirtschaft/mieterstrom/) Solarimo (<https://solarimo.de/mieterstrom/projekte/>) Vattenfall (<https://waerme.vattenfall.de/dezentrale-energieversorgung/mieterstrom>)

3.4.4

Bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung betrachtete Fallgruppen

In Tab. 9 sind die möglichen Geschäftsmodelle für PV-Anlagen differenziert nach Anlagengrößen dargestellt. Für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen werden als Fallgruppen nur die PV-Anlagen auf Wohngebäuden bis zu einer Größe von 100 kW und auf Nichtwohngebäuden bis 750 kW betrachtet, wobei jeweils zwischen Volleinspeisung nach EEG und einem Selbstverbrauchsanteil von 25 % und Resteinspeisung unterschieden wird (weiß hinterlegte Felder in Tab. 9).

Tab. 9: Übersicht der Geschäftsmodelle und Größenklassen von PV-Anlagen mit den betrachteten (weiß hinterlegt) und den nicht betrachteten (grau hinterlegt) Fallgruppen. Angegeben sind die Eckdaten der betrachteten Fallbeispiele (Anlagengröße, Durchschnittspreis nach [11], Anteil Selbstverbrauch, Höhe Einspeisevergütung bzw. anzulegender Wert)

	Bis 10 kW	Über 10 kW bis 40 kW	Über 40 kW bis 100 kW	Über 100 kW bis 750 kW	Über 750 kW
Volleinspeisung mit EEG-Vergütung: Dachanlagen Wohngebäude	<u>Fallgruppe 1</u> 5 kW-Anlage 1.300 EUR/kW EV: 11,11 ct/kWh	<u>FG 3</u> 30 kW-Anlage 1.040 EUR/kW EV: 10,81 ct/kWh	<u>FG 5</u> 60 kW-Anlage 970 EUR/kW EV: 8,50 ct/kWh	X	X
Selbstverbrauch und EEG-Vergütung für Resteinspeisung Dachanlagen Wohngebäude	<u>FG 2</u> 5 kW-Anlage 1.300 EUR/kW 25 % Selbstverbr. EV: 11,11 ct/kWh	<u>FG 4</u> 30 kW-Anlage 1.040 EUR/kW 25 % Selbstverbr. EV: 10,81 ct/kWh	<u>FG 6</u> 60 kW-Anlage 970 EUR/kW 25 % Selbstverbr. EV: 8,50 ct/kWh	X	X
Volleinspeisung mit Direktvermarktung: Dachanlagen Nichtwohngebäude	<u>FG 7</u> 100 kW-Anlage, 940 EUR/kW Direktvermarktung freiwillig, AW: 8,08 ct/kWh [EV Nichtwohngebäude: 7,68 ct/kWh – nicht betrachtet]			<u>FG 9</u> 500 kW-Anlage 820 EUR/kW DV verpflichtend AW: 8,08 ct/kWh	X
Selbstverbrauch und Direktvermarktung für Resteinspeisung Dachanlagen Nichtwohngebäude	<u>FG 8</u> 100 kW-Anlage, 940 EUR/kW 25 % Selbstverbrauch Direktvermarktung freiwillig, AW: 8,08 ct/kWh [EV Nichtwohngebäude: 7,68 ct/kWh – nicht betrachtet]			<u>FG 10</u> 500 kW-Anlage 820 EUR/kW 25 % Selbstverbr. DV verpflichtend AW: 8,08 ct/kWh	X
Direktvermarktung Wohngebäude	Freiwillig AW: 11,51 ct/kWh	Freiwillig AW: 11,21 ct/kWh	Freiwillig AW: 8,90 ct/kWh	X	X
Ausschreibung	X	X	X	X	Verpflichtend

EV = Einspeisevergütung, AW = Anzulegender Wert im Marktprämienmodell, Selbstverbr. = Selbstverbrauch (bezogen auf Solarertrag)
DV = Direktvermarktung, Datengrundlage: Anlagenpreise Stand März 2019, EV/AW-Werte für April 2019

PV-Anlagen größer 750 kW müssen sich entsprechend EEG an einer Ausschreibung beteiligen. Damit würde eine Pflicht zur Realisierung von Anlagen dieser Größe im Konflikt mit dem EEG stehen. Da das HmbKliSchG keine Mindestgröße für die PV-Anlagen bei der Erfüllung der Pflicht vorsieht, können alle Verpflichteten Anlagen kleiner 750 kW realisieren und somit Anlagen größer 750 kW unbeachtet bleiben. Falls im Rahmen von künftigen Gesetzesnovellen des HmbKliSchG eine Mindestgröße für die zu realisierenden PV-Anlagen pro Gebäude eingeführt wird (z.B. verpflichtende Belegung eines bestimmten prozentualen Anteils eines Daches), sollte die absolute Größe der Mindestgröße begrenzt werden auf den Grenzwert, ab dem nach dem EEG eine Ausschreibung vorgeschrieben ist (derzeit 750 kW).

PV-Anlagen bis 10 kW, über 10 kW bis 40 kW und über 40 kW bis 100 kW werden jeweils entsprechend der Staffelung der Einspeisevergütung separat betrachtet (Fallgruppen 1-6). Weitere Fallgruppen ergeben sich für Dachanlagen auf Nichtwohngebäuden für die Größenklasse von 1 kW bis 100 kW (Fallgruppen 7 und 8). Die Berechnungen werden für den Fall der Direktvermarktung durchgeführt, die alternativ zur

Einspeisevergütung freiwillig gewählt werden kann und zu höheren Einnahmen führt. PV-Anlagen auf Nichtwohngebäuden über 100 kW bis 750 kW müssen sich an der Direktvermarktung beteiligen und werden als Fallgruppen 9 und 10 betrachtet. Alle Fallgruppen werden jeweils nach Volleinspeisung und 25 %-igen Selbstverbrauch mit Resteinspeisung unterschieden.

Mieterstromanlagen werden nicht als eigene Fallgruppe berücksichtigt, da die Eigentümer_innen vermieteter Gebäude auch eine PV-Anlage mit EEG-Volleinspeisung realisieren könnten. Da eine Mieterstromanlage in der Regel für den Betreiber wirtschaftlich attraktiver ist als eine PV-Anlage mit EEG-Einspeisung, reicht der Nachweis der Wirtschaftlichkeit für die EEG-Volleinspeisung aus, um die Vertretbarkeit entsprechend der PV-Pflicht zu belegen. Bei Immobiliengesellschaften kann der Betrieb einer PV-Anlage allerdings durch steuerliche Nachteile in anderen Geschäftsbereichen (Vermietung) unwirtschaftlich werden, obwohl die PV-Anlage isoliert betrachtet wirtschaftlich ist. Dies betrifft sowohl den Fall der EEG-Volleinspeisung als auch den Fall der Mieterstromanlage. Eine entsprechende Ausnahmeregelung wird deshalb in Kap. 3.8 vorgeschlagen.

Mieterstromanlagen führen auch zu günstigeren Stromkosten für die Mieter, was allerdings in Bezug auf die PV-Pflicht unerheblich ist. Wenn Eigentümer_innen von vermieteten Gebäuden ihre Dächer Dritten zur Installation einer PV-Anlage zur Verfügung stellen, ist die Wirtschaftlichkeit dadurch nachgewiesen, dass der/die Dritte diese Aufgabe übernimmt, da er/sie dies nur dann tut, wenn es sich für ihn/sie rechnet. Somit kann davon ausgegangen werden, dass der Nachweis der wirtschaftlichen Vertretbarkeit für Eigentümer_innen von vermieteten Gebäuden durch den Nachweis für Anlagen mit EEG-Volleinspeisung erbracht ist, dass allerdings in den meisten Fällen Mieterstromanlagen wirtschaftlich attraktiver sind (für den/die Betreiber_in als auch die Mieter_innen), so dass diese üblicherweise realisiert werden.

3.5

Parameter der Wirtschaftlichkeitsrechnung

Zur Durchführung der Wirtschaftlichkeitsrechnung müssen verschiedene Eingangsparameter angesetzt werden, die sich aus dem Standort und der lokalen Umgebung, dem Marktangebot und den lokalen Installationsgegebenheiten sowie dem Geschäftsmodell und der Anlagennutzung ergeben. Alle Parameter können variieren, so dass die Wirtschaftlichkeit nie absolut für alle Anlagen und Fälle festgestellt werden kann, sondern immer nur für typische Werte der Eingangsparameter. Die wichtigsten Eingangsparameter sind in Tab. 10 aufgelistet und erläutert.

Tab. 10: Wichtigste Eingangsparameter für die Wirtschaftlichkeitsrechnung einer PV-Anlage

1. UMGEBUNGSPARAMETER

Globale Solarstrahlung, auf die PV-Module auftreffende Einstrahlung

Beschreibung: Die globale Solarstrahlung setzt sich aus direkter und diffuser Strahlung zusammen. Sie ist unabhängig von der Solaranlage unterscheidet sich innerhalb einer begrenzten geographischen Region wie der Stadt Hamburg kaum. Die für die Solarstromerzeugung relevante Größe ist jedoch die auf die Solarmodule auftreffende solare Einstrahlungsmenge aufsummiert über ein Jahr. Diese hängt von der globalen Solarstrahlung, von der Ausrichtung der Module (Azimut und Neigung) und der Verschattung der Module ab.

Werte: Die globale Solarstrahlungsmenge über ein Jahr kann von Jahr zu Jahr um bis zu 10 % variieren, weshalb für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit das langjährige Mittel verwendet wird. Verwendet werden im Folgenden die TRY Daten des Deutschen Wetterdienstes (DWD), der für die Globalstrahlung auf eine horizontale Fläche in Hamburg einen Wert von 1.016 kWh/m² pro

Jahr angibt, dem Mittelwert der Jahre 1995 bis 2012.

Ausrichtung und Neigung der PV-Module

Beschreibung: Die größte Einstrahlungsmenge ergibt sich, wenn das Solarmodul senkrecht zur Sonnenstrahlung ausgerichtet ist. Da sich der Sonnenstand kontinuierlich verändert, muss die jährliche Einstrahlungsmenge für jede Ausrichtung der Module nach Himmelsrichtung (Azimut) und Neigung der Module aufsummiert werden.

Werte: Die höchste jährliche Einstrahlungsmenge ergibt sich für eine Ausrichtung der PV-Module nach Süden in einem Anstellwinkel von ca. 40°. Die Einstrahlungsmenge reduziert sich um ca. 15 % bei horizontaler Montage (0° Neigung) und ca. 25 % bei senkrechter Montage (90° Neigung) bei südlicher Ausrichtung. Werden die um 40° geneigten Module nach Westen ausgerichtet, reduziert sich die Einstrahlungsmenge gegenüber der Südausrichtung um ca. 21 %, nach Osten ausgerichtet um ca. 18 %. Das Optimum der Ausrichtung ist nicht exakt Süden, sondern 10° Südost, da klimatische Bedingungen wie tageszeitlich typische Nebel- oder Wolkenbildung zu Unterschieden der Einstrahlung im Vergleich von Morgen und Abend führen. Die jährliche solare Einstrahlungsmenge in Hamburg ist in Abhängigkeit von der Ausrichtung und der Neigung in Abb. 7 angegeben.

Verschattung

Beschreibung: Die jährliche Sonneneinstrahlung kann durch Dachaufbauten, benachbarte Gebäude oder durch Bäume etc. reduziert sein.

Werte: Die meisten Dachflächen sind nur partiell und zeitweise verschattet, wie z.B. Luftbilddaufnahmen zeigen. Außerdem wird bei einer Verschattung nur die direkte Sonneneinstrahlung verhindert und die diffuse Einstrahlung findet weiterhin statt. Entscheidend ist deshalb, wie stark die jährliche solare Einstrahlungsmenge durch die Verschattung reduziert wird. Wie umfangreich die Verschattung an einem bestimmten Standort ist, kann ein Solarexperte z.B. mit einem Sonnenbahnindikator abschätzen oder mit einem Solarsimulationsprogramm unter Berücksichtigung der lokalen Horizontlinie berechnen.

2. PV-ANLAGENKOSTEN

Kosten PV-Module und Wechselrichter

Beschreibung: Wichtige Kostenblöcke von PV-Anlagen sind die Kosten für die PV-Module und die Wechselrichter. Diese sind in den letzten Jahrzehnten massiv gesunken, so dass sie heute nur noch zwischen 40 % und 47 % an den Gesamtkosten einer Anlage ausmachen (siehe Abb. 8). Weitere Kostensenkungen werden auch künftig erwartet.

Sonstige Systemkosten

Beschreibung: Sonstige Systemkosten sind die Kosten für die Gesamtanlage ohne Module und Wechselrichter und umfassen u.a. das Montagegestell, die Verkabelung und den elektrischen Anschluss an das Stromnetz (Material und Personalkosten). Die sonstigen Systemkosten werden auch BOS-Kosten genannt (Balance of System). Sie hängen stark von der konkreten Einbausituation ab, z.B. den Befestigungsmöglichkeiten der Module auf dem Dach, der Entfernung vom Dach zum elektrischen Anschlusspunkt und den Bedingungen für den elektrischen Anschluss im Zählerschrank.

Werte: Die Werte der sonstigen Systemkosten betragen zwischen 61 % an

den Gesamtkosten einer PV-Anlage bei Kleinanlagen und 53 % bei Großanlagen (siehe Abb. 8).

PV-Anlagenpreis

Der Preis einer PV-Anlage setzt sich aus den Preisen für Module und Wechselrichter sowie den sonstigen Systemkosten zusammen. Die Erhebung repräsentativer Durchschnittspreise ist aufwändig, weshalb in diesem Gutachten die im Rahmen des Erfahrungsberichts zum EEG ermittelten Preise mit Stand vom März 2019 verwendet werden [11].

Werte: Die PV-Anlagenpreise nach [11] sind in Abb. 8 nach Anlagengröße differenziert dargestellt sind. Als Fallbeispiele werden die Anlagenpreise für eine 5 kW-Anlage (1.300 EUR/kW), 30 kW-Anlage (1.040 EUR/kW), 60 kW-Anlage (970 EUR/kW), 100 kW-Anlage (940 EUR/kW) und eine 500 kW-Anlage (820 EUR/kW) verwendet.

3. BETRIEBSDATEN

Nutzungsdauer der PV-Anlage

Beschreibung: Als Nutzungsdauer wird hier die Dauer bezeichnet, die eine PV-Anlage mit hoher Wahrscheinlichkeit in Betrieb ist. Da die Solarzellen technisch gesehen keinem Verschleiß unterliegen, kann eine PV-Anlage weit über 30 Jahre genutzt werden. Dabei wird eine geringe Abnahme der Anlageneffizienz von typischerweise 0,4 % pro Jahr eingerechnet und die Notwendigkeit, den Wechselrichter z.B. alle 10 Jahre auszutauschen. Da die Hersteller für ihre PV-Module meist eine Produkt- oder Leistungsgarantie zwischen 20 und 30 Jahren gewähren, kann von einer typischen Nutzungsdauer von 25 Jahren ausgegangen werden. Diese wird zur im Folgenden zur Berechnung der vertretbaren Wirtschaftlichkeit genutzt.

Die in der Praxis übliche Nutzungsdauer ist von der Mindestnutzungsdauer zu unterscheiden, die die Anlage mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit betrieben wird. Sie dient zur betriebswirtschaftlichen Berechnung der Profitabilität einer PV-Anlage, dient als Berechnungsgrundlage der EEG-Vergütungssätze und ist in der AfA-Steuertabelle als Nutzungsdauer angegeben. Für die Mindestnutzungsdauer werden 20 Jahre angesetzt.

Systemwirkungsgrad (Performance Ratio)

Beschreibung: Das Verhältnis zwischen dem tatsächlich erreichten Solarstromertrag (Wechselstromabgabe des Wechselrichters) zum theoretisch maximal erzielbaren Ertrag (Gleichstromerzeugung der Solarmodule) ist der Systemwirkungsgrad, der Performance Ratio (PR) genannt wird.

Wert: Die PR ist in den letzten Jahrzehnten kontinuierlich gestiegen. Für die Berechnungen der Wirtschaftlichkeit wird eine PR von 86 % angesetzt.

4. SONSTIGES

Bezugszeitpunkt der Wirtschaftlichkeitsrechnung

Die monatliche Reduktion der EEG-Einspeisevergütung und des anzulegenden Wertes im Marktprämienmodell für die Direktvermarktung werden von der Bundesnetzagentur in Abhängigkeit der jährlich installierten PV-Anlagenleistung berechnet. Sie sinken monatlich und sind in der Regel nur für 3 Monate im Voraus bekannt. Die Wirtschaftlichkeitsrechnung kann sich somit nur auf den aktuellen Stand beziehen. Die dafür genutzten PV-Anlagenpreise

stammen aus dem März 2019 (siehe 3.1.2). Dementsprechend werden auch die ab dem 1. April 2019 gültigen Vergütungssätze und anzulegenden Werte nach Marktprämienmodell.

Angesetzter Zinssatz Zur Barwertermittlung wird der kalkulatorische Zinssatz der Finanzbehörde Hamburg angesetzt, der regelmäßig aktualisiert wird. Derzeit beträgt dieser 1,25 %.

Sonneneinstrahlung auf Modulfläche in Abhängigkeit von Neigung und Ausrichtung, Standort Hamburg [kWh/m²/a]																				
Azimut [°]:		West	80°	70°	60°	50°	40°	30°	20°	10°	Süd	-10°	-20°	-30°	-40°	-50°	-60°	-70°	-80°	Ost
Inklination [°] Horizontal 0°, Vertikal 90°	0°	1016	1016	1016	1016	1016	1016	1016	1016	1016	1016	1016	1016	1016	1016	1016	1016	1016	1016	1016
	10°	1008	1022	1035	1047	1058	1067	1076	1083	1089	1091	1091	1089	1085	1078	1069	1059	1046	1033	1018
	20°	991	1017	1041	1064	1084	1102	1118	1131	1140	1146	1147	1143	1135	1123	1107	1087	1064	1039	1011
	30°	968	1003	1036	1067	1094	1118	1139	1157	1170	1178	1179	1175	1165	1149	1128	1101	1071	1036	999
	40°	941	982	1021	1056	1088	1114	1139	1161	1177	1186	1188	1184	1173	1156	1131	1101	1065	1024	979
	50°	909	953	993	1031	1063	1092	1119	1142	1160	1169	1174	1169	1160	1141	1116	1084	1045	1002	953
	60°	870	914	954	990	1023	1050	1078	1101	1119	1130	1134	1133	1123	1107	1082	1051	1012	967	918
	70°	824	865	902	937	965	991	1015	1039	1056	1068	1073	1073	1066	1051	1030	1000	963	921	872
	80°	768	804	839	868	894	915	937	957	973	985	991	993	989	978	959	934	901	862	818
	90°	703	736	764	789	809	825	843	860	873	884	891	896	895	888	874	853	826	792	752

Abb. 7: Jährliche solare Einstrahlungsmenge auf ebene Flächen in Hamburg für Ausrichtungen von West über Süd bis Ost (Azimut 90° bis -90°) und Neigung der bestrahlten Fläche von 0° bis 90° (Inklination) für nicht verschattete Flächen (Quelle: Eigene Berechnungen, Einstrahlungsdaten aus [17])

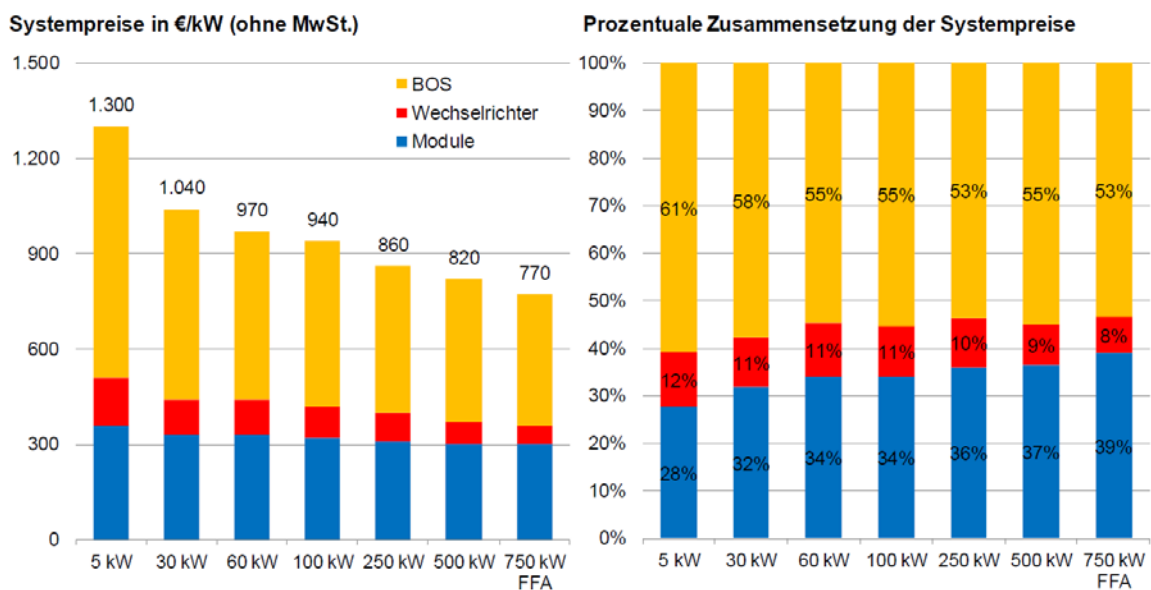


Abb. 8: Durchschnittliche Systempreise für PV-Anlagen in Deutschland, Stand März 2019 [11]

Spezifischer Solarstromertrag in Abhängigkeit von Neigung und Ausrichtung, Standort Hamburg [kWh/kWp/a]																				
Azimet [°]:	West	80°	70°	60°	50°	40°	30°	20°	10°	Süd	-10°	-20°	-30°	-40°	-50°	-60°	-70°	-80°	Ost	
Inklination [°] Horizontal 0°, Vertikal 90°	0°	822	822	822	822	822	822	822	822	822	822	822	822	822	822	822	822	822	822	
	10°	815	826	837	847	856	864	871	876	881	883	883	878	872	865	856	846	835	824	
	20°	801	822	842	861	877	891	904	915	923	927	927	925	918	908	895	879	861	840	818
	30°	783	812	838	863	885	904	922	936	947	953	954	950	942	930	912	891	866	838	808
	40°	762	794	826	854	880	901	922	939	952	959	961	958	949	935	915	890	861	829	792
	50°	735	771	804	834	860	883	905	924	938	946	949	946	938	923	903	877	846	810	771
	60°	704	739	772	801	828	849	872	890	905	914	918	916	908	895	875	850	819	782	742
	70°	666	700	729	758	781	802	821	841	854	864	868	868	862	850	833	809	779	745	706
	80°	621	651	679	702	723	740	758	774	787	796	802	803	800	791	776	755	729	697	662
	90°	569	595	618	638	655	668	682	695	706	715	721	725	724	718	707	690	668	641	608

Solarstromertrag in Abhängigkeit von Neigung und Ausrichtung, Standort Hamburg: Verhältnis zum Maximalwert																				
Azimet [°]:	West	80°	70°	60°	50°	40°	30°	20°	10°	Süd	-10°	-20°	-30°	-40°	-50°	-60°	-70°	-80°	Ost	
Inklination [°] Horizontal 0°, Vertikal 90°	0°	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	
	10°	85%	86%	87%	88%	89%	90%	91%	91%	92%	92%	92%	92%	91%	91%	90%	89%	88%	87%	86%
	20°	83%	86%	88%	90%	91%	93%	94%	95%	96%	96%	97%	96%	96%	94%	93%	91%	90%	87%	85%
	30°	82%	84%	87%	90%	92%	94%	96%	97%	99%	99%	99%	99%	98%	97%	95%	93%	90%	87%	84%
	40°	79%	83%	86%	89%	92%	94%	96%	98%	99%	100%	100%	100%	99%	97%	95%	93%	90%	86%	82%
	50°	77%	80%	84%	87%	89%	92%	94%	96%	98%	98%	99%	98%	98%	96%	94%	91%	88%	84%	80%
	60°	73%	77%	80%	83%	86%	88%	91%	93%	94%	95%	95%	95%	94%	93%	91%	88%	85%	81%	77%
	70°	69%	73%	76%	79%	81%	83%	85%	87%	89%	90%	90%	90%	90%	88%	87%	84%	81%	78%	73%
	80°	65%	68%	71%	73%	75%	77%	79%	81%	82%	83%	83%	84%	83%	82%	81%	79%	76%	73%	69%
	90°	59%	62%	64%	66%	68%	69%	71%	72%	73%	74%	75%	75%	75%	75%	74%	72%	69%	67%	63%

Abb. 9: Spezifischer jährlicher Solarstromertrag einer PV-Anlage in Hamburg für unterschiedliche Ausrichtungen (Azimet) und Neigungswinkel (Inklination) der Solarstrommodule in absoluten Werten (oben) und relativ zum Maximalwert (unten) unter der Annahme, dass die PV-Anlage nicht verschattet ist (Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der Einstrahlungsdaten aus [17])

3.6 Durchführung der Wirtschaftlichkeitsrechnungen

Entsprechend der Begriffsbestimmung der vertretbaren Wirtschaftlichkeit (siehe Kap. 3.2) wurden mit dem in Kap. 3.3.2 vorgestellten Wirtschaftlichkeitsrechner die Amortisationszeiten für die in Kap. 3.4.4 beschriebenen Fallgruppen berechnet. Die vertretbare Wirtschaftlichkeit wird als gegeben betrachtet, wenn die Amortisationszeit 25 Jahre oder weniger beträgt (siehe Kap. 3.2 und Kap. 3.3).

3.6.1 Eingangsdaten der Wirtschaftlichkeitsrechnung

Als Eingangsdaten für die Wirtschaftlichkeitsrechnungen mit der in Kap. 3.3.2 vorgestellten Software werden die in Tab. 11 aufgelisteten Eingangsdaten verwendet, die in den vorigen Kapiteln hergeleitet wurden, den regulativen Rahmenbedingungen entsprechen oder die typische Werte für die verbleibenden Parameter darstellen.

Tab. 11: Verwendete Eingangsdaten für die Wirtschaftlichkeitsrechnungen (entsprechend der Eingangsparameter des verwendeten Wirtschaftlichkeitsrechners)

Parameter	Verwendete Werte	Erläuterung
Anlagenleitung und Kosten der PV-Anlage (ohne MWSt) nach Fallgruppe (FG)	5 kW: 6.500 € (1.300/kW) 30 kW: 31.200 € (1.040 €/kW)	Systempreise Stand März 2019 [11], Tab.11 (aktuellste verfügbare repräsentative Erhebung)
- bis 10 kW	60 kW: 58.200 (970 €/kW)	
- 11 bis 40 kW	100 kW: 94.000 € (940 €/kW)	
- 41 bis 100 kW		
- 1 bis 100 kW	500 kW: 410.000 € (820 €/kW)	

	€/kW)	
Batteriespeicher	Keiner	Nicht relevant
Vorlaufkosten	3 % der Anlagenkosten	Für Planung und Zwischenfinanzierung Mehrwertsteuer, typischer Wert
Laufende Kosten	1 % der Anlagenkosten pro Jahr	Typischer Wert
Dachmiete	Keine	Für die gewählten Fallgruppen nicht relevant
Solarstromertrag maximal (100 %)	961 kWh/m ² /a	Siehe Abb. 9
Solarstromertrag 75 % (des Maximalwertes)	721 kWh/m ² /a	Siehe Abb. 9
Ertragsminderung pro Jahr	0,4 % pro Jahr	Typischer Wert
Selbstverbrauch (Direktnutzung)	0 % oder 25 % des Solarertrags	Laut [11], S. 37 stellt 25 % den Mindestanteil dar
Inbetriebnahme	April 2019*	Annahme: Anlagen mit Preisen von März 2019 wurden im April 2019 eingesetzt *für die Berechnung der FG der Nichtwohngebäude (1-100 kW) wird im Wirtschaftlichkeitsrechner die Inbetriebnahme im November 2019 angesetzt, da dieser Nichtwohngebäude nicht vorsieht und die Vergütung in diesem Monat der Vergütung für Nichtwohngebäude im April 2019 entspricht
Finanzierung Darlehen	20 % Eigenkapital 80 % KfW Programm 270	Typischer Wert
KfW-Programm 270 Konditionen		
- Auszahlung	100 %	
- Bereitstellung	0,25 %	
- Zinssatz (nominal)	1,03 %	KfW Programm 270 [18], typische Werte
- Zinsbindung	10 Jahre	
- Zinssatz nach Zinsbindung	4,00 %	
- Laufzeit	10 Jahre	
- Tilgungsfreie Zeit	0 Jahre	
Direktvermarktung nach FG		
- bis 10 kW	Nein	Über 100 kW verpflichtend, darunter freiwillig, für Fallgruppe Nichtwohngebäude (1 – 100 kW) angenommen
- 11 bis 40 kW	Nein	
- 41 bis 100 kW	Nein	
- 1 bis 100 kW	Ja	
- 101 bis 750 kW	Ja	
Kleinunternehmerregelung (KUR)	Nein	Typ Investor unbekannt
Umstellung auf KUR im 7. Jahr	Nein	Typ Investor unbekannt

Inflationsrate	1,3 % pro Jahr	Durchschnitt 2015 – 2019 [19]
Zinssatz Barwertermittlung	1,25 % pro Jahr	Kalkulatorischer Zinssatz Finanzbehörde Hamburg, Stand September 2020
Zinssatz bei Wiederanlage	0 %	Nicht vorgesehen
Jährlicher Stromverbrauch nach FG - bis 10 kW - 11 bis 40 kW - 41 bis 100 kW - 1 bis 100 kW - 101 bis 750 kW	5.000 kWh/a 30.000 kWh/a 60.000 kWh/a 100.000 kWh/a 500.000 kWh/a	Annahme: Stromverbrauch ist etwa gleich dem Jahresertrag der PV-Anlage
Jährliche Grundgebühr Strom (netto)	0 €/a	Grundgebühr ist im Strom- preis bereits enthalten
Strompreis im ersten Jahr (netto) nach FG - bis 10 kW - 11 bis 40 kW - 41 bis 100 kW - 1 bis 100 kW - 101 bis 750 kW	25,45 ct/kWh 23,44 ct/kWh 23,44 ct/kWh 23,44 ct/kWh 18,37 ct/kWh	Mittelwerte der Angaben für das Jahr 2018 und der Prog- nose für das Jahr 2020 aus [11], Tab. 16 bis 10 kW: Haushalte 11 bis 100 kW: Gewerbe über 101 kW: Industrie
Strompreissteigerung	1,5 % pro Jahr	Typischer Wert
Stromerlös bei Direktvermarktung (DV) nach FG - 1 bis 100 kW (Nichtwohngebäude) - 101 bis 750 kW	8,08 ct/kWh 8,08 ct/kWh	Werte für April 2019 [20]
Jährliche Steigerung des Erlöses bei Direktvermarktung	1,5 % pro Jahr	Typischer Wert
Gewerbebetrieb nach FG - bis 10 kW - sonst	Nein Ja	Typische Annahme
Ökostromumlage (EEG-Umlage)	6,405 ct/kWh	Wert für 2019 [21]
Indiv. Steuersatz (in den ersten 10 Jah- ren)	30 %	Typischer Wert
Steuersatz (danach)	30 %	Typischer Wert
20% Sonderabschreibung	Ja	Abschreibung von 19 % im 1. und 1 % im 5. Betriebsjahr

Die Berechnungen wurden erstens für eine optimale Einstrahlung⁹ durchgeführt, woraus sich eine Einstrahlungsmenge von 1188 kWh/m²/a in der Modulebene und ein Solarstromertrag der PV-Anlage von 961 kWh/kW/a ergibt. Zweitens wurden die Berechnungen wurde für einen 25 % geringeren Solarstromertrag durchgeführt, wie er ohne Verschattung z.B. bei einer Neigung der Module von etwa 60° und einer Ausrichtung nach Osten oder Westen vorliegt. Alle Ausrichtungen von Westen über Süden nach

⁹ Ausrichtung der Module nach Süden, Neigungswinkel von ca. 40°, verschattungsfreie Installation

Osten bei Neigungswinkel zwischen 0° und 60° weisen ohne Verschattung höhere Einstrahlungswerte (siehe Abb. 9) und damit auch eine bessere Wirtschaftlichkeit auf. In diesem Fall betragen die Einstrahlungsstärke 891 kWh/m²/a und der Solarstromertrag 721 kWh/m²/a. Da bei annähernd allen Gebäuden mit Schrägdächern auch eine Dachfläche zwischen Ost und West in Südrichtung vorhanden ist, sind mit der Wirtschaftlichkeitsberechnung für 75 % des Maximalertrags alle Anlagenausrichtungen erfasst, wenn die Einstrahlung nicht durch eine Verschattung reduziert wird. Ein Solarstromertrag von 75 % des Maximalertrags errechnet sich beispielsweise auch für eine nach PV-Anlage mit einer Ausrichtung von 70° nach Osten und einer Neigung von 30° (Minderung um 10 %, siehe Abb. 9) und einer Einstrahlungsminderung um 16,7 % (90 % x 83,3 % = 75 %).

3.6.2

Berechnungsergebnisse Wirtschaftlichkeit

Tab. 12: Amortisationszeiten der PV-Anlagen berechnet für die typischen Fallbeispiele je Fallgruppe jeweils für den maximalen Solarstromertrag (961 kWh/kW/a) und für 75 % des maximalen Ertrags (721 kWh/kW/a) entsprechend der maximaler Einstrahlung und 75 % der maximalen Einstrahlung

Nr	Größen- klasse PV-Anlage	Anlagen- größe Fall- beispiel	Gebäude- art	Ge- schäfts- modell	Selbst- ver- brauch	Spez. Preis PV- Anlage	Einspeise- vergü- tung, anlegba- rer Wert	Amorti- sations- zeit Ertrag maximal	Amorti- sations- zeit Ertrag 75 %
	kW	kW				EUR/kW	ct/kWh	Jahre	Jahre
1	bis 10	5	Wohngeb.	EV	-	1.300	11,11	17	>20*
2	bis 10	5	Wohngeb.	EV	25 %	1.300	11,11	12	16
3	11 bis 40	30	Wohngeb.	EV	-	1.040	10,81	14	19
4	11 bis 40	30	Wohngeb.	EV	25 %	1.040	10,81	11	14
5	41 bis 100	60	Wohngeb.	EV	-	970	8,50	14	19
6	41 bis 100	60	Wohngeb.	EV	25 %	970	8,50	10	14
7	1 bis 100	100	Nicht-WG	DV	-	940	8,08	13	18
8	1 bis 100	100	Nicht-WG	DV	25 %	940	8,08	5	11
9	101 bis 750	500	Alle Geb.	DV	-	820	8,08	12	17
10	101 bis 750	500	Alle Geb.	DV	25 %	820	8,08	5	10

EV = Einspeisevergütung, DV = Direktvermarktung (mit anlegbarem Wert)

* bei 87 % des Maximalertrags ergibt sich eine Amortisationszeit von 20 Jahren

Unter Nutzung der Eingangsdaten aus Tab. 11 wurden die typischen Amortisationszeiten für die verschiedenen Fallgruppen berechnet, die in Tab. 12 aufgelistet sind. Die Amortisationszeiten liegen für alle Fallgruppen sowohl für den Fall des maximalen Solarstromertrags als auch für einen um 25 % reduzierten

Solarstromertrag mit einer Ausnahme unter 20 Jahren. Kleinanlagen bis 10 kWp ohne Selbstverbrauch weisen für einen Solarstromertrag von 75 % des Maximalertrags eine Amortisationszeit über 20 Jahren auf, bei 87 % des Maximalertrags beträgt die Amortisationszeit 20 Jahre¹⁰.

3.6.3

Bewertung der Wirtschaftlichkeitsergebnisse

Die Berechnungsergebnisse zeigen, dass für alle PV-Anlagen die Amortisationszeit deutlich geringer ist als die Nutzungsdauer von 25 Jahren, auch wenn durch eine ungünstige Ausrichtung und/oder Teilverschattung der Anlage der Solarstromertrag nur 75 % des Maximalertrags beträgt (bei PV-Anlagen mit Volleinspeisung kleiner 10 kW für einen Solarstromertrag von 87 % des Maximalertrags). Damit erfüllen alle PV-Anlagen unter diesen Bedingungen die Anforderung der wirtschaftlichen Vertretbarkeit nach § 16 Abs. 1 HmbKliSchG.

Die Berechnungsergebnisse gelten für PV-Anlagenpreise, die typisch für die jeweiligen Fallgruppen sind und dem durchschnittlichen Anlagenpreis in Deutschland entsprechen. Sie wurden für Anlagenpreise und Vergütungsregelungen durchgeführt, die für PV-Anlagen gelten, die im April 2019 ans Stromnetz angeschlossen wurden. Unter der Annahme, dass sich die gesetzlichen Rahmenbedingungen und weitere Preissenkungen für die PV-Anlagen etwa analog entwickeln, wird auf dieser Basis von einer Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen auch nach Inkrafttreten der PV-Pflicht nach HmbKliSchG ausgegangen (siehe Erläuterungen in Kap. 3.1.2).

Die Anlagenpreise und die Wirtschaftlichkeit kann im konkreten Einzelfall von diesen Ergebnisse deutlich abweichen (sowohl in positiver als auch in negativer Richtung) aufgrund von abweichenden Anlagenpreisen (z.B. auch aufgrund von den spezifischen Installationsbedingungen), den jeweils aktuellen regulativen Rahmenbedingungen (vor allem des EEG), den konkreten steuerlichen Bedingungen des Investors, anderer Selbstverbrauchsanteile und Stromtarife, etc. Es wird deshalb allen Verpflichteten geraten, von den Anbietern Wirtschaftlichkeitsrechnungen vorlegen zu lassen.

Allerdings sei nochmals darauf hingewiesen, dass die wirtschaftliche Vertretbarkeit der PV-Pflicht nach § 16 Abs. 1 HmbKliSchG nicht für jede einzelne PV-Anlage gegeben sein muss, sondern für typische Anlagen der verschiedenen Fallgruppen wie im vorherigen Kapitel erfolgt, nachgewiesen werden muss (siehe auch Erläuterungen in Kap. 3.2).

3.7

Fallgruppen von wirtschaftlich nicht vertretbaren PV-Anlagen

Entsprechend der Geschäftsmodelle und Anlagengrößenklassen wurden in Kap. 3.4 die Fallgruppen zum Nachweis der wirtschaftlichen Vertretbarkeit festgelegt und beschrieben. Der Wirtschaftlichkeitsnachweis wurde für diese Fallgruppen unter typischen Randbedingungen in Kap. 3.6 erbracht. Die vertretbare Wirtschaftlichkeit wird entsprechend der in Kap. 3.2 hergeleiteten Definition nachgewiesen, indem gezeigt wird, dass durch die Einnahmen und Einsparungen die Aufwendungen „generell erwirtschaftet werden können“. Die Berechnung erfolgt für typische Eingangsparameterwerte (z.B. solare Einstrahlungsmenge, Anlagenpreise) für die jeweilige Fallgruppe, dass die eigene PV-Anlage möglicherweise in den Werten abweichen, ist von den Verpflichteten zu tolerieren, soweit die Abweichung in einer üblichen Bandbreite liegt. Daraus leitet sich ab, dass **PV-Anlagen nur dann wirtschaftlich nicht vertretbar sind, wenn**

¹⁰ Ob die Amortisationszeit von Kleinanlagen bei 75 % Solarstromertrag kleiner als 26 Jahre beträgt, kann nicht zuverlässig berechnet werden, da bislang unklar ist, unter welchen Bedingungen die Anlagen nach Auslaufen der EEG-Vergütung weiterbetrieben werden können.

während der Nutzungsdauer durch die Einnahmen und Einsparungen die Aufwendungen prinzipiell nicht erwirtschaftet werden können.

Um die Identifizierbarkeit der wirtschaftlich nicht vertretbaren PV-Anlagen möglichst einfach zu halten, wurden die im Folgenden beschriebenen **Fallgruppen von wirtschaftlich nicht vertretbaren Anlagen** identifiziert und so definiert, dass der Nachweis, dass eine PV-Anlage einer der Fallgruppen angehört, möglichst einfach zu erbringen ist. Die identifizierten 4 Fallgruppen sind vollständig und umfassen aus Sicht der Autoren alle möglichen wirtschaftlich nicht vertretbaren PV-Anlagen.

Somit wird empfohlen in die RVO aufzunehmen, dass die wirtschaftliche Vertretbarkeit von PV-Anlagen dann nicht gegeben ist und damit nach § 16 Abs. 4 Satz 1c HmbKliSchG die Erfüllung der PV-Pflicht entfällt, wenn nachgewiesen wird, dass die an optimaler Stelle auf dem Gebäudedach des/der Verpflichteten installierte PV-Anlage einer oder mehrerer in Tab. 13 aufgelisteten Fallgruppen angehört.

Tab. 13: Fallgruppen wirtschaftlich nicht vertretbarer PV-Anlagen, Definition und Erläuterungen

Wirtschaftlich nicht vertretbare Fallgruppe	Definition und Erläuterung
<p>A) PV-Anlagen mit deutlich reduzierter solarer Einstrahlungsmenge</p>	<p>Eine PV-Anlage, die aufgrund der Ausrichtung ihrer Module und der am Standort vorhandenen Verschattung eine um mehr als 25 % reduzierte solare Einstrahlungsmenge pro Jahr aufweist, wird als wirtschaftlich nicht vertretbar angesehen.</p> <p>Dabei gelten folgende Festlegungen:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Die Reduktion der jährlichen solaren Einstrahlungsmenge durch eine nicht optimale Ausrichtung der PV-Module hängt von der Ausrichtung und der Neigung der Module ab. Der Anteil des durch eine ungünstige Ausrichtung und Neigung reduzierten Solarertrags dieser PV-Anlage am maximal möglichen Ertrag ist Abb. 9 (untere Tabelle) zu entnehmen (unter der Annahme, dass keine Verschattung vorhanden ist). - Der maximal mögliche jährliche Solarstromertrag beträgt in Hamburg 961 kWh/m²/a und ergibt sich für unverschattete PV-Module, die 10° Ost ausgerichtet und mit einer Neigung von 40° aufstellt sind (siehe auch Abb. 9). - Die Reduktion der jährlichen solaren Einstrahlungsmenge durch eine teilweise oder vollständige sowie dauerhafte oder vorübergehende Verschattung der PV-Module ist durch eine_n Solarexperten_in zu ermitteln, z.B. mittels eines Sonnenstandsindikators oder einem geeigneten Solarsimulationsprogramm. Zu ermitteln ist der Anteil am maximal möglichen Ertrag des durch die Verschattung am konkreten Standort innerhalb eines Jahres aufsummierten reduzierten Solarertrags bei optimaler Ausrichtung der PV-Module. - Wenn das Produkt aus <ul style="list-style-type: none"> - dem Anteil des durch ungünstige Ausrichtung und Neigung reduzierten Solarertrags dieser PV-Anlage und - dem Anteil des durch die Verschattung am konkreten Standort innerhalb eines Jahres aufsummierten reduzierten Solarertrags (beides bezogen auf den maximal möglichen Ertrag)

kleiner als 75 % ist, gehört die PV-Anlage zur Fallgruppe A und ist wirtschaftlich nicht vertretbar.

- Als Standort für die PV-Anlage, für die die oben genannten Anteile ermittelt werden, ist der am besten geeignete Standort auf dem gesamten Dach des Gebäudes auszuwählen.
- Als Ausrichtung und Neigung der PV-Module müssen für die Berechnungen der oben genannten Anteile folgende Randbedingungen verwendet werden:
 - bei Schrägdächern die Ausrichtung und Neigung des Schrägdachs
 - bei Flachdächern die optimale Ausrichtung von 10° Ost und 40° Neigung.

Begründung

Je geringer die auf die PV-Module auftreffende Solarstrahlung in der Jahressumme ist, desto weniger Einnahmen durch die Einspeisung des Solarstroms oder Ersparnisse durch den vermiedenen Strombezug aus dem Netz werden erzielt und umso unwirtschaftlicher ist die PV-Anlage. Tab. 12 zeigt, dass für alle Größenklassen und Geschäftsmodelle die wirtschaftliche Vertretbarkeit noch gegeben ist, wenn die jährliche solare Einstrahlungsmenge 75 % (891 kWh/m²/a) der maximal möglichen Einstrahlungsmenge von 1188 kWh/m²/a beträgt.

Die jährliche solare Einstrahlungsmenge resultiert aus

- der solaren Globalstrahlung (diese wird für alle Standorte im Hamburg als gleich angenommen, da sie nur sehr geringe Abweichungen aufweist),
- der Ausrichtung und Neigung der PV-Module (der Anteil der Einstrahlungsmenge und damit des Solarstromertrags ist für die verschiedenen Ausrichtungen (Azimut) und Neigungen (Inklination) in Abb. 9 dargestellt) und
- der Reduzierung durch Verschattungen am konkreten Standort.

Die resultierende Reduzierung der jährlichen solaren Einstrahlungsmenge durch Kombination der beiden genannten Aspekte ist zu ermitteln und zu verwenden für den bestmöglichen Standort für die PV-Anlage auf dem Gebäudedach.

Nachweis

Der Nachweis wird durch ein Gutachten erbracht, das von einem_r Solarexperten_in zu erstellen ist und folgende Angaben enthalten muss:

- Ausweis des besten Standortes für eine PV-Anlagen auf dem gesamten Gebäudedach
- Anteil am maximal möglichen Ertrag des durch ungünstige Ausrichtung und Neigung reduzierten Solarertrags dieser PV-Anlage, wenn keine Verschattung vorliegt und
- Anteil am maximal möglichen Ertrag des durch die Verschattung am konkreten Standort innerhalb eines Jahres aufsummierten reduzierten Solarertrags für eine optimalen (bei Flachdächern) oder einer dachparallelen Ausrichtung und Neigung (Schrägdach)
- Produkt beider Anteile, das kleiner als 75 % sein muss.

Solarexpert_innen_sind Anbieter, Handwerker, Projektierer und Planer von Solaranlagen, die seit mehr als 1 Jahr Solaranlagen anbieten, projektieren oder planen und mehr als 10 Solaranlagen realisiert, projektiert oder geplant haben. Solarexpert_innen sind auch Mitarbeiter_innen von Beratungsstellen, die zur Solarnutzung beraten und nachweisen können, dass sie aufgrund der Aus- und Weiterbildung und ihrer Beratungstätigkeit eine vergleichbare Kompetenz wie oben genannt aufweisen (z.B. Berater_innen des DGS-Landesverbands oder Verbraucherzentrale).

Hinweis

Auch PV-Anlagen mit einem Solarertrag von weniger als 75 % des Maximalertrags können wirtschaftlich vertretbar sein (d.h. eine Amortisationszeit von weniger als 25 Jahren aufweisen). Um diese Fälle zu identifizieren und von den wirtschaftlich nicht vertretbaren Fällen abzugrenzen wäre eine Wirtschaftlichkeitsrechnung im Einzelfall erforderlich, für die die Rahmenbedingungen detailliert definiert werden müssten. Weiterhin müssten Bedingungen definiert werden, wie der in diesem Gutachten geführte pauschale Nachweis für eine „generell“ für Fallgruppen gegebene Wirtschaftlichkeit auf einen Nachweis im konkreten Einzelfall zu übertragen ist. Da dies einen erheblichen Aufwand darstellt, wird davon abgeraten und die Pflicht nur für PV-Anlagen empfohlen, die mindestens 75 % der maximalen Einstrahlungsmenge aufweisen.

B) PV-Anlagen mit deutlich erhöhten sonstigen Systemkosten

Eine PV-Anlage auf einem Bestandsgebäude, bei der der Anteil für sonstige Systemkosten 75 % der Gesamtkosten der PV-Anlage übersteigt, wird als wirtschaftlich nicht vertretbar angesehen.

Dabei gelten folgende Festlegungen:

- Sonstige Systemkosten sind die Gesamtkosten einer PV-Anlage ohne die Kosten für PV-Module und Wechselrichter.
- Die Gesamtkosten einer PV-Anlage enthalten alle Kosten für die Lieferung und Montage einer PV-Anlage inklusive des Anschlusses an das elektrische Netz.

Begründung

Die Preise für PV-Module und Wechselrichter stehen in starkem Wettbewerb und weisen üblicherweise bundesweit relativ geringe Abweichungen auf. Allerdings können die Preise für sonstige Systemkomponenten, insbesondere dem Montagegestell, der statischen Ertüchtigung des Daches, der Leitungslegung und dem elektrischen Anschluss deutlich von den typischen Kosten abweichen, die zwischen 53 % und 61 % am Gesamtpreis der PV-Anlage ausmachen (siehe Abb. 8), wenn der Montage- und Anschlussaufwand aufgrund der lokalen Einbausituation ungewöhnlich aufwändig ist.

Die Regelung gilt nur für Bestandsbauten, da es bei einer frühen Einbeziehung der PV-Anlage in die Planung eines Neubaus keinen Grund für eine wesentliche Kostenmehrung gegenüber dem typischen Anlagenpreis gibt.

Da erwartet wird, dass die PV-Anlagenpreise künftig weiter sinken, wird

hier nicht auf die absoluten Beträge der Preise abgehoben, sondern auf das Verhältnis des Preises für sonstige Systemkomponenten zum Preis für PV-Module und Wechselrichter. Verschiebt sich dieses deutlich hin zu den sonstigen Systemkosten, ist dies ein klares Anzeichen, dass die lokale Einbausituation ungewöhnlich aufwändig ist.

Nachweis

Der Nachweis wird durch Vorlage eines Angebots eines Solarfachbetriebs für Lieferung und Montage einer Solaranlage erbracht, das folgende Informationen enthalten muss:

- Bestätigung, dass das Angebot für den günstigsten Standort der PV-Anlage auf dem Gebäude erstellt wurde.
- Bestätigung, dass die kostengünstigste Ausführung angeboten wird.
- Preise für PV-Module und Wechselrichter.
- Gesamtpreis für die sonstigen Systemkomponenten (ohne PV-Module und Wechselrichter).
- Gesamtpreis der PV-Anlage.

C) PV-Anlagen, die deutliche steuerliche Nachteile bei deren Eigentümer_innen auslösen

Verpflichtete, die bei der Realisierung einer PV-Anlage auf ihrem Gebäude nachweislich erhebliche steuerliche Nachteile in Bezug auf ihre sonstigen Geschäftstätigkeiten erleiden und die ihr Dach nicht Dritten zum Bau und Betrieb einer PV-Anlage zur Verfügung stellen können, sind von der PV-Pflicht auszunehmen.

Begründung

Wenn die PV-Anlage erhebliche steuerliche Nachteile in anderen Geschäftsbereichen auslöst, ist sie wirtschaftlich nicht vertretbar. Beispielsweise sind Immobilienunternehmen für ihre Mieteinnahmen nicht gewerbesteuerpflichtig, da die Vermietung eine vermögensverwaltende Tätigkeit darstellt. Betreibt ein Immobilienunternehmen aber eine Mieterstromanlage, übt es eine gewerbliche Tätigkeit aus und muss nicht nur für die Mieterstromanlage, sondern auch für das Vermietungsgeschäft Gewerbesteuer entrichten.

Die steuerliche Benachteiligung von Mieterstromanlagen wurde zwar mit § 5 Abs. 1 Nummer 10 KStG im August 2019 behoben, allerdings nur für Wohnungsbaugenossenschaften und –vereine. Für alle anderen Immobilienunternehmen stellt die Gewerbesteuerregelung immer noch eine große Barriere für Mieterstromanlagen dar.

Auch wenn statt einer Mieterstromanlage eine PV-Anlage zur Volleinspeisung des Solarstroms installiert wird, werden Einnahmen generiert und eine gewerbliche Tätigkeit aufgenommen, so dass das Problem bestehen bleibt.

Allerdings können die Immobilienunternehmen ihre Dächer Dritten zum Bau und Betrieb einer PV-Mieterstromanlagen oder einer PV-Anlage zur Volleinspeisung steuerlich unschädlich zur Verfügung stellen.

Nachweis

Der deutliche steuerliche Nachteil ist durch eine Stellungnahme eines Steu-

erberaters nachzuweisen. Zusätzlich ist nachzuweisen, dass kein Unternehmen bereit ist, auf dem Dach des Verpflichteten auf eigene Kosten eine PV-Mieterstromanlage oder PV-Anlage zur Volleinspeisung zu bauen und zu betreiben durch Vorlage von schriftlichen Absagen von drei in Hamburg bekannten Anbietern von PV-Mieterstromanlagen. Dabei darf nur eine Pacht gefordert werden, die eine wirtschaftliche Verwertung durch den Betreiber nicht unmöglich macht.

Hinweis

Die steuerlichen Nachteile für das Vermietungsgeschäft können auch dadurch vermieden werden, dass eine der/die Verpflichtete eine eigenständige Tochtergesellschaft gegründet, die den Bau und Betrieb der Mieterstromanlagen übernimmt. Wenn den Verpflichteten dieser Schritt zugemutet werden kann (was zu prüfen wäre), kann diese Fallgruppe als Ausnahme der PV-Verpflichtung gestrichen werden.

3.8 Formulierungsvorschläge für die Anforderungen an die wirtschaftliche Nicht-Vertretbarkeit

Auf Basis der in Kap. 3.1 bis 3.7 untersuchten Wirtschaftlichkeit und der dargestellten Ergebnisse werden in Tab. 14 Formulierungsvorschläge für die RVO nach § 16 Abs. 5 Nummer 2 HmbKliSchG, „die Anforderungen an die wirtschaftliche Vertretbarkeit nach Absatz 4 Nummer 1 Buchstabe c“ gemacht:

Tab. 14: Formulierungsvorschläge für RVO zur wirtschaftlichen Nicht-Vertretbarkeit

Die wirtschaftliche Vertretbarkeit der Erfüllung der PV-Pflicht nach Absatz 4 Nummer 1 Buchstabe c HmbKliSchG ist nicht gegeben,	Erläuterung (nicht zur Aufnahme in die RVO vorgesehen)
<p>(1) wenn die jährliche solare Einstrahlungsmenge auf die PV-Module aufgrund der Ausrichtung und Neigung sowie unter Berücksichtigung der am geplanten Montageort vorhandenen Verschattung der PV-Module weniger als 75 % der maximalen jährlichen solaren Einstrahlungsmenge auf eine optimal ausgerichtete und unverschattete PV-Anlage in Hamburg von 1.188 kWh/m² beträgt, für PV-Anlagen bis 10 kW Leistung, bei denen kein Selbstverbrauch des Solarstroms möglich ist, gilt dies, wenn der Anteil weniger als 85 % beträgt,</p> <p>(2) wenn bei Gebäuden, deren Baubeginn vor dem 2. Januar 2023 liegt (Bestandsgebäude), der Anteil der sonstigen Systemkosten der PV-Anlage (Gesamtkosten ohne Kosten für PV-Module und Wechselrichter) 75 % der Gesamtkosten der PV-Anlage übersteigt,</p> <p>(3) wenn bei Gebäuden mit Baubeginn vor dem 2.</p>	<p>Zu (1): Die generell vertretbare Wirtschaftlichkeit wurde für eine solare Einstrahlungsmenge von 75 % der maximalen Einstrahlungsmenge nachgewiesen (siehe Kap. 3.6.2). Bei PV-Anlagen bis 10 kW beträgt die Amortisationszeit bei 75 % der maximalen Einstrahlungsmenge über 25 Jahre und bei 87 % 20 Jahre, so dass bei 85 % von einer Amortisationszeit im Rahmen der Nutzungsdauer von 25 Jahren ausgegangen werden kann, auch wenn es noch Unsicherheiten bzgl. des Geschäftsmodells für Anlagen über 20 Jahre gibt (siehe Tab. 13, A).</p> <p>Zu (2): Ein erhöhter Installationsaufwand, der die PV-Anlage unwirtschaftlich macht, spiegelt sich in einem deutlich erhöhten Anteil der sonstigen Systemkosten wieder, der üblicherweise zwischen 53 % und 61 % liegt. Die Kosten für PV-Anlagen und Wechselrichter dagegen sind im Wesentlichen anlagenunabhängig und deutschlandweit gleich (sie-</p>

Januar 2023 die Pflicht nur dann erfüllt werden kann, wenn Baumaßnahmen zur Bereitstellung einer geeinigten Solarinstallationsfläche durchgeführt werden, deren Kosten 50 % der PV-Anlagenkosten übersteigen und diese Baumaßnahmen nicht Teil der üblichen Installationsarbeiten für PV-Anlagen sind, und/oder

(4) Verpflichtete bei der Realisierung einer PV-Anlage auf ihrem Gebäude nachweislich erhebliche steuerliche Nachteile in Bezug auf ihre sonstigen Geschäftstätigkeiten erfahren und Dritte nicht bereit sind, die Dachfläche oder Teile der Dachfläche zu pachten und statt den Verpflichteten eine PV-Anlage zu bauen und zu betreiben.

he Tab. 13, B).

Zu (3): Im Bestand kann den Verpflichteten zugemutet werden, Umbauten zur Bereitstellung einer Solarinstallationsfläche vorzunehmen, falls diese zur Erfüllung der Pflicht erforderlich sind, wenn die damit verbundenen Kosten im Verhältnis zu den PV-Anlagenkosten gering sind (vorgeschlagen sind bis zu 50 % der PV-Anlagenkosten) (siehe Kap. 2.1.2.1).

Zu (4): Der Betrieb einer PV-Anlage wird unwirtschaftlich, wenn er zu erheblichen steuerlichen Nachteilen in anderen Geschäftsbereichen führt, wie dies in Immobilienunternehmen der Fall sein kann. Wenn es keine Alternative zur Erfüllung der PV-Pflicht, z.B. durch Verpachtung der Dachfläche, gibt, ist eine wirtschaftliche Vertretbarkeit nicht gegeben (siehe Tab. 13, C).

Es wird vorgeschlagen, folgende Begriffsbestimmungen aufzunehmen

Wirtschaftliche Vertretbarkeit: Die Erfüllung der Pflicht zu Errichtung und Betrieb einer PV-Anlage ist dann wirtschaftlich vertretbar, wenn generell die erforderlichen Aufwendungen für deren Errichtung und Betrieb innerhalb der üblichen Nutzungsdauer durch die eintretenden Einnahmen und Einsparungen erwirtschaftet werden können.

Mit der Begriffsbestimmung zur wirtschaftlichen Vertretbarkeit lehnt sich das HmbKliSchG unter Berücksichtigung der eigenen Zielbestimmungen an die Definition der wirtschaftlichen Vertretbarkeit des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) an, das als Bundesgesetz richtungsweisend ist und in eine vergleichbare Zielsetzung in einem anderen Themenbereich verfolgt.

Angesichts der Unsicherheiten in Bezug auf die künftige Entwicklung der Eingangsparameter der Wirtschaftlichkeitsrechnung, wird weiter die Aufnahme der folgenden Formulierung in die Rechtsverordnung vorgeschlagen

Der Fallgruppen-bezogene Nachweis der wirtschaftlichen Vertretbarkeit ist in Bezug auf die genutzten Werte für die Eingangsparameter der Wirtschaftlichkeitsrechnung und die regulativen Rahmenbedingungen für die Erzeugung von Solarstrom zu erneuern, wenn

(1) sich durch eine Novelle des EEG oder sonstiger relevanter Regularien die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Erzeugung von Solarstrom möglicherweise erheblich verändern und/oder

(2) ein neuer Erfahrungsbericht gemäß § 97 EEG mit aktualisierten Erhebungen zu Anlagenpreisen

Zu (1) Für Anfang 2021 hat das federführende BMWi die Novelle des aktuell gültigen EEG 2017 angekündigt. Dabei ist nicht auszuschließen, dass deutliche Änderungen z.B. in Bezug auf die Vergütungssätze, die Systematik zur Anpassung der Vergütungssätze, die EEG-Umlage oder die Mieterstromregelung getroffen werden. Da diese oder weitere Novellen erhebliche Auswirkungen auf das Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsrechnungen haben können, sind die Wirtschaftlichkeitsrechnungen nach erfolgter Novelle zu aktualisieren, wenn es klare Hinweise gibt, dass die Änderungen einen

und anderen relevanten Eingangsparameter für die Wirtschaftlichkeitsrechnung veröffentlicht wird.

deutlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen haben könnten.

Zu (2) Nach § 97 EEG legte die Bundesregierung erstmals bis zum 30. Juni 2018 und danach alle vier Jahre einen Erfahrungsbericht zum EEG vor. Da die Wirtschaftlichkeitsnachweise im Rahmen des Hmb-KliSchG Bezug auf die Daten des Erfahrungsberichtes bzw. der Studien zur Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts nehmen, ist eine Aktualisierung der Berechnungen nach Aktualisierung dieser Datenbasis angezeigt.

4 Geltungsbereich der PV-Pflicht

Es wird empfohlen, folgenden Geltungsbereich für die PV-Pflicht festzusetzen.

Die Pflicht nach § 16 Abs. 2 und 3 gilt für alle Gebäude mit einer Bruttodachfläche von mind. 50 m², mit Ausnahme von

1. Neubauten, deren Nutzungsdauer nach Zweck und Bauart weniger als 25 Jahre beträgt,
2. Bestandsbauten, deren Restnutzungsdauer weniger als 25 Jahre beträgt,
3. Unterirdische Bauten,
4. Unterglasanlagen und Kulturräumen für Aufzucht, Vermehrung und Verkauf von Pflanzen,
5. Traglufthallen und Zelten sowie
6. Gebäuden, die dazu bestimmt sind, wiederholt aufgestellt und zerlegt zu werden.

Begründung: Neubauten, die ihrem Zweck und ihrer Bauart nach eine Nutzungsdauer von weniger als 20 Jahren aufweisen, sind von der PV-Pflicht auszunehmen, da die in Tab. 7 dargestellten Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung zeigen, dass bei weniger als 20 Jahren Nutzungsdauer einer PV-Anlage die Wirtschaftlichkeit nicht mehr generell gegeben ist. Bestandsbauten, die eine Restnutzungsdauer von weniger als 20 Jahren aufweisen, sind aus demselben Grund von der PV-Pflicht auszunehmen. Die weitere Auflistung wurde in Anlehnung an das EEWärmeG erstellt.

Auch fliegende Bauten, die geeignet sind, an verschiedenen Orten wiederholt und befristet aufgestellt und wieder abgebaut zu werden, gehören zu dieser Fallgruppe, da sie weniger als 20 Jahre an einem Ort genutzt werden und eine wiederholte Montage und Demontage einer PV-Anlage zu deutlichen Mehrkosten führt.

Nachweis: Als Nachweis ist durch eine_n Architekten_in zu bestätigen, welchem Zweck das entsprechende Gebäude dient und welche Nutzungsdauer das neue Gebäude aufweist bzw. welche Restnutzungsdauer das Bestandsgebäude noch aufweist. Die Aussage ist zu begründen.

5

Analyse der CO₂-Einsparung infolge der PV-Pflicht

Im Folgenden wird die CO₂-Einsparung berechnet, die möglicherweise durch die PV-Pflicht erwartet werden kann. Dabei handelt es sich nicht um eine Prognose auf Basis von fundierten Daten, denn dazu liegen keine belastbaren Daten und Erfahrungen vor, sondern um eine Abschätzung der Größenordnung unter plausiblen Annahmen. Denn sowohl die Zahl der durch die Solarpflicht zusätzlich installierten PV-Anlagen und deren Leistung als auch die Marktentwicklung ohne die PV-Pflicht kann nur grob abgeschätzt werden. Den erwarteten PV-Ausbau mit PV-Pflicht kann man in Bezug auf die Anzahl der Anlagen durch die Zahl der Neubauten und der zu erwarteten Dachsanierungen relativ gut berechnen, die Größe dieser Anlagen unterliegt allerdings einer großen Unsicherheit, da das Klimaschutzgesetz keine Größenvorgabe macht. Genau so unsicher ist die mögliche PV-Marktentwicklung ohne die PV-Pflicht. Einerseits steigt das Interesse an der Photovoltaik durch das zunehmende Bewusstsein für den Klimawandel und die steigenden Stromkosten. Andererseits erschwert die bundesweite Energiepolitik bislang den Marktausbau z.B. durch eine geringe Zielsetzung für die zu installierende PV-Leistung nach EEG und eine daraus resultierende schnelle Absenkung der Einspeisevergütungen. Der Einfluss des seit November 2020 gültigen Gebäudeenergiegesetzes, das die Photovoltaiknutzung stärkt, ist auch noch nicht quantifizierbar. Zu welchem Nettostimulationseffekt die verschiedenen Einflussgrößen führen, lässt sich nur grob abschätzen. In diesem Gutachten wird unter Berücksichtigung aller aktuell bekannten Rahmenbedingungen pauschal von einem Marktwachstum von 3 % pro Jahr ausgegangen, wenn die PV-Pflicht nicht eingeführt würde.

Abschätzung der möglichen PV-Marktentwicklung

Die mögliche Marktentwicklung für PV-Anlagen auf Neubauten nach Inkrafttreten der PV-Pflicht in aktueller Fassung wurde unter folgenden Annahmen berechnet:

- Von 2010 bis 2019 wurden in Hamburg insgesamt 19.082 Wohn- und Nichtwohngebäude neu errichtet, wobei die Zahl der jährlich errichteten Gebäude zwischen 1.405 (Jahr 2010) und 2.173 (Jahr 2013) schwankte. Somit wurden im Schnitt 1.908 Gebäude pro Jahr neu errichtet [23].
- Angenommen wird, dass sich die Neubautätigkeit im Schnitt unverändert fortsetzt wie im Durchschnitt der letzten 10 Jahre mit 1.900 Neubauten pro Jahr (Wohn- und Nichtwohngebäude).
- Von den Neubauten werden 95 % (ca. 1.800 Gebäude) als geeignet für eine Solaranlageninstallation angesehen.
- Zu Beginn der Wirkung der PV-Pflicht auf Neubauten wird von einer durchschnittlichen Anlagengröße pro Neubau von 3 kW ausgegangen¹¹.
- Aufgrund der zu erwartenden weiter sinkenden Anlagenpreise und zunehmender Akzeptanz der Photovoltaik, wird von einer Steigerung der durchschnittlichen PV-Anlagenleistung pro Jahr um 3 % ausgegangen.
- Die PV-Pflicht im Neubau gilt ab 2. Januar 2023 (Baubeginn der Gebäude). Damit ergibt sich für das Jahr 2024 eine installierte PV-Leistung auf Neubauten von 1.800 geeigneten Gebäude x 3 kW = 5,4 MW, die in den Folgejahren um jeweils 3 % pro Jahr ansteigt. Im Jahr 2023 wird von der halben Leistung ausgegangen, da angenommen wird, dass nur die Hälfte der Gebäude, die 2023 unter die PV-Pflicht fallen, im Jahr 2023 fertiggestellt werden.

¹¹ Da im HmbKliSchG keine Mindestgröße der PV-Anlagen vorgesehen ist, wird ein Teil der Gebäudeeigentümer ihre Verpflichtung mit einer minimalen Anlagengröße nachkommen, was den Schnitt der Anlagengröße drückt. Durch die Einführung einer Mindestgröße könnte die durchschnittliche Anlagengröße vermutlich deutlich erhöht werden.

Die mögliche Marktentwicklung für PV-Anlagen auf Bestandsbauten nach Inkrafttreten der PV-Pflicht in aktueller Fassung wurde unter folgenden Annahmen berechnet:

- Als Bezugsgröße wurde der Gebäudebestand im Jahr 2000 betrachtet. Unter der Annahme, dass die Dächer im Schnitt alle 50 Jahre vollständig erneuert werden, kann davon ausgegangen werden, dass die Dächer des Gebäudebestands des Jahres 2000 zwischen 2001 und 2050 einmal vollständig saniert. Vereinfachend wird davon ausgegangen, dass die Dachsanierungen gleichmäßig über diesen Zeitraum verteilt sind¹².
- Ende 2000 beträgt der Bestand an Wohngebäuden 226.061 Gebäude [24]. Der Bestand an Nichtwohngebäuden beträgt etwa 25 % der Wohngebäude, so dass daraus ein Gesamtgebäudebestand von ca. 283.000 Wohn- und Nichtwohngebäuden Ende 2000 folgt.
- Es wird davon ausgegangen, dass 10 % der Bestandsgebäude für die Installation einer PV-Anlage ungeeignet sind, so dass 254.700 PV-geeignete Gebäude verbleiben.
- Unter Annahme einer gleichmäßigen Dachsanierung der geeigneten Gebäude zwischen den Jahren 2001 und 2050 und einer 50-jährigen Nutzungsdauer der Dächer ergibt sich, dass jährlich 2 % der Gebäude (ca. 5.000) eine vollständige Dachsanierung erhalten und verpflichtet sind, eine PV-Anlage zu installieren.
- Bei einer durchschnittlichen Anlagengröße von 3 kW ergibt sich eine zu installierende PV-Leistung von 15 MW. Die PV-Pflicht im Bestand gilt ab 2. Januar 2025 (Baubeginn der vollständigen Erneuerung der Dachhaut). Es wird analog zu den Neubauten angenommen, dass im ersten Jahr der Gültigkeit aufgrund des Baufortschritts nur die Hälfte der PV-Anlagen und damit erst im Jahr 2026 die volle PV-Leistung von 15 MW installiert wird. In den Folgejahren wird analog zum Neubau auch von einer jährlichen Steigerung von 3 % ausgegangen.

Die genannten zusätzlichen PV-Installationen schließen an die bisherige Marktentwicklung an. In Hamburg waren Ende 2018 PV-Anlagen mit einer Leistung von insgesamt 45 MW installiert, 36 MW und somit im Durchschnitt 4 MW pro Jahr wurden seit dem Jahr 2009 installiert, im Jahr 2017 und 2018 lag die installierte PV-Leistung bei 3 MW pro Jahr [22].

Von 2019 bis 2024 wird angenommen, dass sich der aktuelle Trend fortsetzt, für den aufgrund des Klimaschutzgesetzes und der damit verbundenen gesteigerten Wahrnehmung für die Notwendigkeit von Klimaschutzmaßnahmen auch ohne PV-Pflicht eine Steigerung der installierten PV-Leistung um 1 MW pro Jahr angenommen wird. Auf Basis der genannten Annahmen ergibt sich eine Marktentwicklung bezüglich der gesamt installierten PV-Leistung von 45 MW im Jahr 2018 auf 203 MW im Jahr 2030 und 849 MW im Jahr 2050 (siehe Tab. 15).

Für die Berechnung der durch die PV-Pflicht eingesparten CO₂-Emissionen muss ein Business-as-usual-Szenario entwickelt werden (Szenario „ohne PV-Pflicht“). Hierfür wird angenommen, dass die jährlich installierte PV-Leistung von 2020 bis 2023 steigt wie im Szenario „mit PV-Pflicht“ und danach der PV-Markt kontinuierlich um 3 % pro Jahr wächst. Dies führt zu einer jährlich installierten PV-Leistung von 8,6 MW im Jahr 2030 (statt 26 MW im Szenario „mit PV-Pflicht“) und von 15,5 MW im Jahr 2050 (statt 46 MW). Die installierte PV-Leistung würde im Szenario „ohne PV-Pflicht“ im Jahr 2030 gesamt 125 MW statt 203 MW betragen und im Jahr 2050 gesamt 346 MW statt 849 MW betragen.

¹² Es wird darauf verzichtet, Phasen mit hohem und mit niedrigem Bauvolumen zu unterscheiden, was prinzipiell möglich wäre. Da allerdings auch die angenommene mittlere Dachnutzungsdauer von 50 Jahren eine große Streuung aufweist, wird eine vereinfachende Abschätzung auch in Bezug auf die Verteilung der Bautätigkeiten bevorzugt.

Tab. 15: Marktentwicklung PV-Leistung in Hamburg 2010 – 2018 [22] und mögliche künftige Entwicklung bis zum Jahr 2050 unter Berücksichtigung des aktuellen Klimaschutzgesetzes (eigene Abschätzung)

Jahr	Gesamt installierte PV- Leistung MW	Jährlich installierte PV-Leistung			
		Zubau gesamt MW/a	Aktueller Trend MW/a	PV-Pflicht Neubau MW/a	PV-Pflicht Bestand MW/a
2010	14	5			
2011	19	5			
2012	27	8			
2013	35	8			
2014	37	2			
2015	38	1			
2016	39	1			
2017	42	3			
2018	45	3			
2019	48	3			
2020	52	4	4		
2021	57	5	5		
2022	63	6	6		
2023	71	8	5	2,7	
2024	80	9	4	5,4	
2025	93	13		5,6	7,5
2026	114	21		5,7	15,0
2027	135	21		5,9	15,5
2028	157	22		6,1	15,9
2029	180	23		6,3	16,4
2030	203	23		6,4	16,9
2031	227	24		6,6	17,4
2032	252	25		6,8	17,9
2033	277	25		7,0	18,4
2034	304	26		7,3	19,0
2035	331	27		7,5	19,6
2036	359	28		7,7	20,2
2037	387	29		7,9	20,8
2038	417	30		8,2	21,4
2039	447	30		8,4	22,0
2040	479	31		8,7	22,7
2041	511	32		8,9	23,4
2042	544	33		9,2	24,1
2043	579	34		9,5	24,8
2044	614	35		9,8	25,5
2045	650	36		10,0	26,3
2046	688	37		10,3	27,1
2047	726	39		10,7	27,9
2048	766	40		11,0	28,7
2049	807	41		11,3	29,6
2050	849	42		11,6	30,5

Berechnung der resultierenden CO₂-Einsparungen

Zur Berechnung der erzeugten Solarstrommenge wird von einem durchschnittlichen Solarstromertrag von 850 kWh pro kW installierter PV-Leistung ausgegangen¹³. Für die Berechnung der vermiedenen CO₂-Emissionen wird die Differenz der „mit PV-Pflicht“ und der „ohne PV-Pflicht“ erzeugten Solarstrommengen mit den spezifischen CO₂-Emissionsfaktoren multipliziert.

Der CO₂-Emissionsfaktor des eingesparten Stroms nimmt aufgrund des Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Änderungen im Erzeugungsmix kontinuierlich ab, wie schnell dies allerdings erfolgt und wann welche Werte erreicht werden, weist jedoch eine große Unsicherheit auf. Im Folgenden wird als Ausgangswert ein Emissionsfaktor von 474 g pro kWh Strom für den vermiedenen Strombezug für das Jahr 2018 für Hamburg verwendet¹⁴. Für das Jahr 2030 wird entsprechend dem Hamburger Klimaplan von einem bundesweiten Emissionsfaktor von 300 g CO₂/kWh ausgegangen [26]. Weiter wird eine klimaneutrale Stromerzeugung im Jahr 2050 erwartet (0 g CO₂/kWh). Zwischen diesen Stützpunkten 2018, 2030 und 2050 wird der Emissionsfaktor linear interpoliert.

Die Annahmen und die Berechnungsergebnisse für die PV-Marktentwicklung, die resultierende PV-Stromerzeugung und die eingesparten CO₂-Emissionen auf Basis der beschriebenen Annahmen sind in Tab. 16 aufgelistet. **Im dargestellten Szenario werden im Jahr 2030 durch die PV-Pflicht 18.000 Tonnen CO₂ und von 2023 bis 2030 kumuliert 60.000 Tonnen CO₂ eingespart. Im Jahr 2050 ergibt sich eine Einsparung von 0 Tonnen CO₂, da erwartet wird, dass der deutsche Strommix CO₂-neutral sein wird, die von 2020 bis 2050 kumulierte Einsparung beträgt 523.000 Tonnen CO₂.**

¹³ Die gesamt installierte Leistung bezieht sich immer auf den Ausbau bis Ende des Jahres. Unter der Annahme, dass die Anlagen erst im Laufe des Jahres installiert werden, wird von den im jeweiligen Jahr neu installierten Anlagen nur die Hälfte des jährlichen Solarstromertrags einberechnet.

¹⁴ Angabe des statistischen Amtes für Hamburg und Schleswig Holstein: Generalfaktor Strom (Emissionsfaktor Strommix) für das Jahr 2018: 131,67 kg/GJ = 474 g/kWh [25.]

Tab. 16: Entwicklung der durch die PV-Pflicht eingesparten CO₂-Emissionen (eigene Berechnungen)

Jahr	Szenario mit PV-Pflicht		Szenario ohne PV-Pflicht			Differenz Szenarien mit und ohne PV-Pflicht			
	gesamt installierte PV-Leistung	jährlicher Solarstromertrag	jährlich inst. PV-Leistung	gesamt inst. PV-Leistung	jährlicher Solarstromertrag	Mehrerzeugung Solarstrom durch PV-Pflicht	CO ₂ -Emissionsfaktor Strominlandsverbrauch BRD	Durch PV-Pflicht vermiedener CO ₂ -Ausstoß	Durch PV-Pflicht kumulierter vermiedener CO ₂ -Ausstoß
2018	45	37	3,0	45	37	0	474	0,0	0
2019	48	40	3,0	48	40	0	460	0,0	0
2020	52	43	4,0	52	43	0	445	0,0	0
2021	57	46	5,0	57	46	0	431	0,0	0
2022	63	51	6,0	63	51	0	416	0,0	0
2023	71	57	7,0	70	57	0	402	0,1	0
2024	80	64	7,2	77	63	2	387	0,6	1
2025	93	74	7,4	85	69	5	373	1,8	3
2026	114	88	7,6	92	75	13	358	4,6	7
2027	135	106	7,9	100	82	24	344	8,3	15
2028	157	124	8,1	108	89	36	329	11,7	27
2029	180	143	8,4	117	96	48	315	15,0	42
2030	203	163	8,6	125	103	60	300	18,0	60
2031	227	183	8,9	134	110	73	285	20,7	81
2032	252	204	9,1	143	118	86	270	23,2	104
2033	277	225	9,4	153	126	99	255	25,3	129
2034	304	247	9,7	162	134	113	240	27,2	156
2035	331	270	10,0	172	142	127	225	28,7	185
2036	359	293	10,3	183	151	142	210	29,9	215
2037	387	317	10,6	193	160	157	195	30,7	246
2038	417	342	10,9	204	169	173	180	31,1	277
2039	447	367	11,2	215	178	189	165	31,2	308
2040	479	394	11,6	227	188	206	150	30,8	339
2041	511	421	11,9	239	198	223	135	30,1	369
2042	544	448	12,3	251	208	240	120	28,8	398
2043	579	477	12,6	264	219	258	105	27,1	425
2044	614	507	13,0	277	230	277	90	24,9	450
2045	650	537	13,4	290	241	296	75	22,2	472
2046	688	569	13,8	304	253	316	60	19,0	491
2047	726	601	14,2	318	264	336	45	15,1	506
2048	766	634	14,7	333	277	357	30	10,7	517
2049	807	668	15,1	348	289	379	15	5,7	523
2050	849	704	15,5	364	302	401	0	0,0	523

6

Empfehlungen für die Weiterentwicklung des HmbKliSchG

Das HmbKliSchG ist als Einstieg in den beschleunigten Ausbau der Photovoltaik in Hamburg zu verstehen. Die PV-Pflicht nach § 16 ist die Grundlage für die systematische Erschließung des größten Potenzials an erneuerbaren Energien in der Stadt, der solaren Strahlungsenergie. Allerdings besteht aus Sicht der Autoren der Bedarf, das HmbKliSchG künftig wie folgt weiterzuentwickeln, um die Ziele des Gesetzes in vollem Umfang zu erreichen.

6.1

Einführung einer Mindestgröße für PV-Anlagen

Nach § 2 Abs. 1 HmbKliSchG ist dessen Ziel, „das Klima zu schützen und einen Beitrag zur Sicherung der Erreichung der Ziele des Übereinkommens von Paris vom 12. Dezember 2015 zu leisten. Dies soll [...] erreicht werden, unter anderem durch eine möglichst sparsame, rationelle und ressourcenschonende sowie eine umwelt- und gesundheitsverträgliche Erzeugung, Verteilung und Verwendung von Energie im Rahmen des wirtschaftlich Vertretbaren.“

Nach Art. 2 des Pariser Klimaabkommens soll die Erderwärmung im Vergleich zum vorindustriellen Niveau auf deutlich unter 2 °C begrenzt werden und es sollen Anstrengungen unternommen werden, diese möglichst auf 1,5 °C zu limitieren. Um dieses Ziel zu erreichen, darf global und damit auch in Deutschland nur noch eine begrenzte Menge an CO₂ emittiert werden. Somit steht den Staaten nur noch ein begrenztes CO₂-Budget zur Verfügung, wenn die Paris-Ziele eingehalten werden sollen. Berechnungen zeigen, dass das mit den Paris-Zielen kompatible CO₂-Budget für Deutschland bei unverändertem Emissionsniveau bereits im Jahr 2029 verbraucht wäre, bei linearer jährlicher Reduktion müsste der Null-Emissionspunkt im Jahr 2038 erreicht werden (Stand Mai 2020) [27]. Dies belegt, dass die aktuellen Zielsetzungen nicht ausreichen, um die Paris-Ziele zu erreichen und weitere Anstrengungen unternommen werden müssen, um die Möglichkeiten zur CO₂-Reduktion auf nationaler und kommunaler Ebene voll auszuschöpfen.

Nach § 2 Abs. 4 HmbKliSchG ist bei der Zielerreichung „das Prinzip der Sozialverträglichkeit und das Gebot der Wirtschaftlichkeit und Sparsamkeit (§ 7 der Landeshaushaltsordnung) zu berücksichtigen. Die günstigste Zweck-Mittel-Relation im Sinne dieses Gesetzes besteht insbesondere darin, dass ein möglichst hoher Beitrag zur Erreichung der Ziele nach Absatz 1 mit einem möglichst geringen Einsatz von Mitteln erreicht wird.“

Die Photovoltaik weist aufgrund massiver Preissenkungen in Deutschland heute bereits vergleichbare Stromgestehungskosten wie Kohlekraftwerke auf und ist günstiger als andere erneuerbare Energiequellen und gasbefeuerte Kraftwerke [14]. Da weitere Preissenkungen bei der Photovoltaik erwartet werden und fossile Kraftwerke u.a. aufgrund des Emissionshandels und der CO₂-Bepreisung künftig steigende Kosten aufweisen werden, wird mit der Photovoltaik das Ziel eines möglichst geringen Mitteleinsatzes im Bereich der Stromerzeugung am ehesten erreicht. Dies ist allerdings eine volkswirtschaftliche Betrachtung, die mit der betriebswirtschaftlichen Sicht eines einzelnen Akteurs nicht zwangsläufig übereinstimmen muss. Allerdings können auf Dauer die volkswirtschaftlichen und die betriebswirtschaftlichen Rechnungen nicht grundsätzlich zu unterschiedlichen Ergebnissen führen.

In § 16 Abs. 1 HmbKliSchG sind die Ziele in Bezug auf die Photovoltaik konkretisiert. So strebt Hamburg langfristig an, „dass alle geeigneten Dachflächen [...] soweit technisch möglich und wirtschaftlich vertretbar zur Stromerzeugung durch die Nutzung solarer Strahlungsenergie genutzt oder zur Verfügung gestellt werden.“ § 16 Abs. 2 und 3 HmbKliSchG verpflichten die Eigentümerinnen und Eigentümer von Neubauten und Bestandsgebäuden zur Errichtung und dem Betrieb von PV-Anlagen, allerdings ohne Anforderung in Bezug auf die Größe der PV-Anlagen.

Nun kann angenommen werden, dass viele Verpflichtete die Größe ihrer PV-Anlage so optimieren, dass sich für sie die höchste Wirtschaftlichkeit ergibt. Nach den vorliegenden Wirtschaftlichkeitsberechnungen (siehe Tab. 12) ist diese bei Anlagen mit größerer Leistung tendenziell höher als bei kleineren Anlagen, so dass davon ausgegangen werden kann, dass viele Verpflichtete aus Eigeninteresse die Solarpotenziale auf ihren Gebäuden zu nennenswerten Teilen ausschöpfen. Allerdings hängt bei PV-Anlagen mit anteiligem Selbstverbrauch des Solarstroms das Kostenoptimum von der Menge des möglichen Selbstverbrauchs ab. Mit zunehmender Anlagengröße nimmt der finanziell attraktivere Anteil des Selbstverbrauchs ab, weshalb sich das Kostenoptimum nicht bei der größten Anlage, sondern bei einem Kompromiss von möglichst großer Anlagenleistung und hohem Selbstverbrauchsanteil einstellt. Unabhängig von der Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage werden aber auch einige Verpflichtete versuchen, die Pflicht mit möglichst geringem Aufwand zu erfüllen. Dies ist möglich, indem sie - unabhängig von der Größe ihrer zur Installation einer PV-Anlage geeigneten Dachfläche - eine möglichst kleine PV-Anlage installieren. Als kleine, netzgekoppelte PV-Anlage könnte z.B. eine 1 kW PV-Anlage für 1.500 bis 2.000 EUR installiert werden. Da der Investitionsbetrag gering ist, spielt es für diese Verpflichteten möglicherweise keine Rolle, dass die Solarstromgestehungskosten dieser Kleinanlagen höher sind als von größeren Anlagen. Allerdings ist es auch möglich, eine sogenannte Stecker-PV-Anlage (oder auch Balkon-Solaranlage) zu installieren, bei der PV-Modul und Wechselrichter im Paket angeboten werden und die Anlage kostengünstig mittels einer Steckdose mit dem Hausstromnetz verbunden wird. Anlagen mit 330 W Leistung werden aktuell für etwa 400 EUR angeboten, d.h. ca 1.200 EUR pro kW. Da die Anlagen klein sind, wird der Solarstrom vollständig vom Kunden selbst verbraucht, so dass eine hohe Wirtschaftlichkeit gegeben ist. Die Stecker-PV-Anlagen sind also eine wirtschaftlich attraktive Lösung zur Erfüllung der PV-Pflicht mit einem sehr geringen Aufwand.

Es kann also festgestellt werden, dass sich aus der Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen keine bevorzugte Anlagengröße bei der Erfüllung der PV-Pflicht ableiten lässt, was zur Annahme führt, dass ein Teil der Verpflichteten eine möglichst große PV-Anlagenleistung installieren wird, um einen relevanten Beitrag zur Erreichung des Gesetzes zu leisten, und ein anderer Teil der Verpflichteten eine möglichst geringe PV-Anlagenleistung installieren wird, um der Pflicht mit dem minimalstem Aufwand nachzukommen, wobei damit in Kauf genommen wird, dass der Beitrag zur Zielerreichung des Gesetzes sehr gering ist. Da wie oben gezeigt zur Erreichung der Ziele nach § 2 Abs. 1 HmbKliSchG die vorhandenen Solarpotenziale in der Stadt jedoch möglichst vollständig genutzt werden müssen und die Photovoltaik auch generell das Kriterium der Wirtschaftlichkeit erfüllt, **empfiehlt es sich im Rahmen der nächsten Novelle des HmbKliSchG in § 16 eine Mindestgröße für PV-Anlagen zur Erfüllung der PV-Pflicht einzuführen.**

Das maximal nutzbare und wirtschaftlich vertretbare Solarpotenzial auf einem Gebäudedach hängt von verschiedenen Faktoren ab. Dachfenster und Dachaufbauten verschiedenster Art reduzieren die nutzbare Dachfläche und Ausrichtungen der PV-Module auf Schrägdächern sowie Verschattungen, die zu einer deutlichen Reduzierung der solaren Einstrahlung führen, können die PV-Anlagen unwirtschaftlich machen. Darüber hinaus sollen nach § 16 Abs. 1 HmbKliSchG „alle geeignete Dachflächen möglichst in Kombination mit Gründächern“ mit PV-Anlagen ausgestattet werden. Die Installation von PV-Anlagen auf Gründächern ist mittlerweile erprobte Praxis, allerdings ist dabei zu beachten dass die Gründächer extensiv bepflanzt werden und ein ausreichender Abstand zwischen den Solarmodulreihen vorhanden ist, damit noch genügend Licht auf die Pflanzen fällt und die Pflege des Gründaches möglich ist.

Unter Berücksichtigung dieser Aspekte und der Zielsetzung, die Vorschrift möglichst einfach zu halten wird empfohlen, im HmbKliSchG künftig folgende Regelung in § 16 Abs. 2 und 3 aufzunehmen: **„Die Fläche der Solarmodule zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie muss mindestens 30 % der Bruttodachfläche betragen. Sollte die daraus resultierende Anlagenleistung laut EEG zur Teilnahme an einem Ausschreibungsverfahren verpflichten (derzeit bei PV-Anlagen mit mehr als 750 kW Leistung), besteht die Pflicht zur Installation einer möglichst großen Solaranlage, die noch nicht zur Teilnahme an einem Ausschreibungsverfahren nach EEG verpflichtet (der-**

zeit 750 kW)“. In § 3 Begriffsbestimmungen sollte aufgenommen werden: „Die Bruttodachfläche ist die Summe der Bruttoflächen aller Teildachflächen. Die Bruttodachfläche einer Teildachfläche ist die von den Außenkanten der Teildachfläche umschlossene Fläche“.

Begründung: Generell sind Schrägdächer und Flachdächer zu unterscheiden. Bei Schrägdächern kann prinzipiell die gesamte Bruttodachfläche abzüglich der Aufbauten und Dachfenster mit Solarmodulen belegt werden. Erfahrungsgemäß stehen bei Schrägdächern etwa 60 % bis 80 % der Bruttodachfläche als für die Solarenergie nutzbare Dachflächen zur Verfügung. Da üblicherweise bei Schrägdächern die Hälfte der Dachfläche in nördliche Richtungen ausgerichtet ist, ergibt sich bei einer Mindestgröße von 60 % bezogen auf die Bruttofläche des nach Süden orientierten Teildaches die Forderung nach einer Mindestgröße von 30 % bezogen auf die Bruttodachfläche. Bei Flachdächern können die PV-Module nach Süden mit einer Neigung von ca. 40° für einen optimalen Ertrag ausgerichtet werden. Dabei ist ein ausreichender Reihenabstand zu gewährleisten, damit die gegenseitige Verschattung der Modulreihen bei tiefstehender Sonne ein akzeptables Maß nicht überschreitet. Üblicherweise wird eine Modulflächendichte (Modulfläche im Verhältnis zur Aufstellfläche) von 30 % bis 50 % empfohlen. Dabei ist zu beachten, dass die Aufstellfläche aufgrund der Attika, den erforderlichen Wegen und möglichen Aufbauten kleiner ist als die Bruttodachfläche. Zu berücksichtigen ist weiter, dass bei einer Kombination mit einem Gründach ein ausreichender Reihenabstand auch in Bezug auf die Pflege und einen ausreichenden Lichteintrag auf die Pflanzen gewährleistet sein muss. Die Installation von PV-Anlagen mit PV-Modulen, deren Fläche 30 % der Bruttodachfläche des Flachdaches entspricht, erfüllt diese Anforderungen und ist für die überwiegende Zahl der Gebäude mit Flachdächern möglich. Die heute zunehmende Installationsart, die PV-Modulreihen mit ca. 10° Neigung abwechselnd nach Ost und West zu orientieren und damit eine Modulflächendichte von 80 % und mehr zu erreichen, wird hier nicht berücksichtigt aufgrund der Zielsetzung, möglichst viele Gründächer zu realisieren.

6.2

Kombination von solarthermischen und PV-Anlagen

Nach § 16 Abs. 4 Satz 3 HmbKliSchG entfällt die Pflicht zur Installation einer PV-Anlage, soweit auf der Dachfläche solarthermische Anlagen errichtet und betrieben werden. Dies ist so zu verstehen, dass auf dem Teil der Dachfläche, auf dem eine solarthermische Anlage realisiert wird, keine PV-Anlage installiert werden muss. Wenn weitere Dachflächen zur Verfügung stehen, die für die Installation einer PV-Anlage geeignet sind, bleibt die Solarpflicht bestehen. Für die bestehende Solarpflicht ohne Mindestgröße ist davon auszugehen, dass nur in wenigen Fällen die gesamte Solareignungsfläche durch die solarthermische Anlage belegt ist. Bei der Einführung einer Mindestgröße wie in Kap. 6.1 empfohlen, ist jedoch genauer zu regeln, wie die vorhandenen Flächen zu belegen sind.

Richtig ist aus Sicht der Gutachter, dass das Wärmeversorgungssystem und damit die solarthermische Nutzung priorisiert wird, da diese individuell an das jeweilige Gebäude angepasst werden muss, weil Wärme nur mit großen Verlusten über größere Strecken transportiert werden kann. Der von PV-Anlagen produzierte Solarstrom kann dagegen problemlos und verlustarm über das Stromnetz transportiert werden. Wenn das Wärmeversorgungskonzept eines Gebäudes die Installation einer solarthermischen Anlage vorsieht, z.B. auch in Erfüllung des § 17 HmbKliSchG für bestehende Gebäude, ist diese Anlage somit gegenüber einer PV-Anlage zu priorisieren.

Zur Klarstellung, welche Verpflichtung für die Mindestgröße einer PV-Anlage bei vorhandener solarthermischer Anlage ergibt und um das Ziel nach § 2 Abs. 1 HmbKliSchG zu erreichen, wird deshalb empfohlen, § 16 Abs. 4 Satz 3 HmbKliSchG zu streichen („Die Pflicht nach den Absätzen 2 und 3 entfällt, soweit auf der Dachfläche solarthermische Anlagen errichtet und betrieben werden“) und Abs. 2 und 3 zu ergänzen

wie folgt: **„Wird auf der Dachfläche eine solarthermische Anlage errichtet und betrieben, reduziert sich die Mindestgröße der PV-Anlage. Hierzu wird vom Mindestanteil der Fläche der Solarmodule zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie in Höhe von 30 % an der Bruttodachfläche der Prozentanteil abgezogen, den die Bruttokollektorfläche der installierten solarthermischen Kollektoren an der Bruttodachfläche ausmacht.“** In § 3 Begriffsbestimmungen sollte aufgenommen werden: „Die Bruttokollektorfläche ist die Aperturfläche einer solarthermischen Anlage multipliziert mit dem Faktor 1,1.“

7

Literaturverzeichnis

1. Freie und Hansestadt Hamburg, Landesbetrieb Geoinformation und Vermessung (2019) Amtliches Liegenschaftskatasterinformationssystem ALKIS®.
<http://suche.transparenz.hamburg.de/dataset/alkis-liegenschaftskarte-ausgewahlte-daten-hamburg>. Accessed 20 Jun 2020
2. Enckhardt S (2019) pv magazine highlight top innovation für glasfreie Solarmodule von Sunman.
<https://www.pv-magazine.de/2019/05/14/pv-magazine-highlight-top-innovation-fuer-glasfreie-solarmodule-von-sunman/>. Accessed 10 Jul 2020
3. Solarserver (2019) Waldkirch-Projekt mit neuen leichten Solarmodulen.
<https://www.solarserver.de/2019/04/03/waldkirch-projekt-mit-neuen-leichten-solarmodulen/>. Accessed 10 Jul 2020
4. Wirth H (2020) Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland: Fassung vom 10.06.2020
5. Wölfl K (2020) Dachbegrünung erhöht Erträge der Photovoltaik.
<https://www.zinco.de/dachbegrue-nung-erhoeht-ertraege-der-photovoltaik>. Accessed 20 Jul 2020
6. Freie und Hansestadt Hamburg, Behörde für Umwelt und Energie (2018) Dachbegrünung - Leitfaden zur Planung: Auf die Dächer - Fertig - Grün! Hamburger Gründachförderung
7. Pfoser N, Jenner N, Henrich J et al. (2013) Gebäude Begrünung Energie, Potenziale und Wechselwirkungen: Interdisziplinärer Leitfaden als Planungshilfe zur Nutzung energetischer, klimatischer und gestalterischer Potenziale sowie zu den Wechselwirkungen von Gebäude, Bauwerksbegrünung und Gebäudeumfeld. Abschlussbericht
8. IFB Hamburg (2020) Hamburger Gründachförderung: Förderrichtlinie für die Herstellung von Dachbegrünung und begrünten Fassaden, Gültig ab 01. Juni 2020
9. Bohren A (2015) Blendung von Solaranlagen: Übersicht zur aktuellen Rechtslage, Kloster Banz, Bad Staffelstein
10. Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (2015) Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen: Stand 08.10.2012 (Anlage 2 Stand 03.11.2015)
11. ZSW, Bosch & Partner (2019) Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz, Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie: Abschlussbericht erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Stuttgart/Hannover
12. Umweltinstitut München e.V. (2020) Wirtschaftlichkeit von Solarstrom: solarstrom.xls
13. Hannappel S, Sötebier J, Stratmann P (2020) Marktintegration ausgeförderter und neuer Prosumer-Anlagen
14. Kost C, Shammugam S, Jülch V et al. (2018) Stromgestehungskosten erneuerbare Energien
15. Agentur für Erneuerbare Energien (2020) Anteil neuer PV-Anlagen unter 30 kW mit Batteriespeichern (2018, in %). https://www.foederal-erneuerbar.de/uebersicht/bundeslaender/BW|BY|BB|HB|HH|HE|MV|NI|NRW|RLP|SL|SN|ST|SH|TH|D/kategorie/solar/auswahl/861-anteil_neuer_pv-anla/#goto_861. Accessed 27 Jul 2020
16. (2019) Mieterstrombericht nach § 99 Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017, Berlin

17. Krähenmann S (2016) Ortsgenaue Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse
18. KfW (2020) Erneuerbare Energien - Standard, Der Förderkredit für Strom und Wärme: Kredit 270
19. DESTATIS (2020) Verbraucherpreisindex für Deutschland: 2015 = 100. <https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Verbraucherpreisindex/Tabellen/Verbraucherpreise-12Kategorien.html>. Accessed 07 Jul 2020
20. Bundesnetzagentur (2020) Bestimmung der anzulegenden Werte für Solaranlagen § 49 EEG 2017 für die Kalendermonate November 2019, Dezember 2019 und Januar 2020
21. Bundesnetzagentur (2020) EEG-Umlage. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/PreiseRechnTariife/preiseundRechnungen-node.html>. Accessed 10 Jul 2020
22. Agentur für Erneuerbare Energien (2020) Förderal Erneuerbare Bundesländer mit neuer Energie: Hamburg (HH) Solar, Installierte Leistung Photovoltaik (MWp). https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/HH/kategorie/solar/auswahl/183-installierte_leistun/#goto_183. Accessed 15 Sep 2020
23. DESTATIS (2020) Errichtung neuer Gebäude nach Bundesländer: Hamburg: Wohn- und Nichtwohngebäude, 2008 - 2019. <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?operation=abruftabelleBearbeiten&levelindex=0&levelid=1602398994590&auswahloperation=abruftabelleAuspraegungAuswaehlen&auswahlverzeichnis=ordnungsstruktur&auswahlziel=werteabruf&code=31111-0003&auswahltext=&werteabruf=Werteabruf#abreadcrumb>. Accessed 10 Sep 2020
24. Statistische Amt für Hamburg und Schleswig Holstein (2020) Hochbautätigkeit und Wohnungsbestand in Hamburg 2019, Herausgegeben am: 22. Juni 2020: Statistische Berichte, Hamburg
25. Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein (2020) Energiebilanz und CO2-Bilanzen für Hamburg 2018
26. Bürgerschaft der Freien und Hansestadt Hamburg (2019) Erste Fortschreibung des Hamburger Klimaplans: Drucksache 21/19200
27. SRU Sachverständigenrat für Umweltfragen (2020) Für eine entschlossene Umweltpolitik in Deutschland und Europa: Umweltgutachten 2020, Berlin