21.12.2020

BECKER BÜTTNER HELD

RECHTLICHER LEITFADEN

für die Stromversorgung von Mietern in Gewerbeimmobilien

im Rahmen des Forschungsprojekts

EMGIMO

Rechtsanwalt Matthias Albrecht
Rechtsanwältin Johanna Kamm
Rechtsanwalt Martin Speulda
Susanne Weber

in Zusammenarbeit mit Matthias Grottke (Hammer Real GmbH)

Gefördert durch:

Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Becker Büttner Held · Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer Steuerberater · PartGmbB
Pfeuferstraße 7, 81373 München

T +49 (0)89 23 11 64-141 · F +49 (0)89 23 11 64-570 · matthias.albrecht@bbh-online.de

03140-16/4833029

Das diesem Bericht zugrundeliegende Forschungsvorhaben EMGIMO (Neue **E**nergieversorgungskonzepte für **M**ehr-Mieter-**G**ewerbe**im**m**o**bilien) wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03EGB0004B gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Gegenüber Dritten, die den Inhalt dieses Gutachtens ganz oder in Teilen zur Grundlage eigener Entscheidungen machen, übernehmen die Autoren keine Verantwortung oder Haftung, es sei denn, es wurde mit diesem Dritten schriftlich etwas Abweichendes vereinbart.

BECKER BÜTTNER HELD

Inhaltsverzeichnis

Teil 1 Prosumer-Konzepte und Sektorkopplung 9
Teil 2 Rechtliche Anforderungen an die Umsetzung von nachhaltigen Energieversorgungskonzepten in Mehr-Mieter-Gewerbeimmobilien ... 10

A. Betrieb der Infrastruktur als Netz oder Kundenanlage 12

I. Vor- und Nachteile beim Betrieb einer Kundenanlage oder eines Netzes 12
II. Definition der Kundenanlage 14

1) Räumlich zusammengehörendes Gebiet 14
2) Für wirksamen und unverfälschten Wettbewerb unbedeutend 15
3) Diskriminierungsfreie Lieferantenwahl für Letztverbraucher 16
4) Unentgeltliche Zurverfügungstellung der Kundenanlage 16
5) Exkurs: Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung 18

B. Netzanschluss an das vorgelagerte Netz 19

I. Netzanschluss- und Anschlussnutzungsvertrag 20
II. Technische Anschlussregeln und technische Anschlussbedingungen ... 20
III. Netzanschlusskosten 21
IV. Baukostenzuschuss 22
V. Freie Wahl der Anschlussebene 23

C. Betreibermodelle für die Nutzung des erneuerbar erzeugten Stroms .. 24

I. Eigenversorgung 26

1) Voraussetzungen für die Eigenversorgung nach dem EEG 27

a) Unmittelbarer räumlicher Zusammenhang 28
b) Keine Durchleitung durch ein Netz 30
c) Personenidentität von Anlagenbetreiber und Letztverbraucher . 31
d) Strommengenabgrenzung 34

(1) Schritt 1: Liegt eine „*Weiterleitung*" von Strom an einen Dritten vor? 35
(2) Schritt 2: Zurechnung von Bagatellverbräuchen 36
(3) Schritt 3: Erfassung und Abgrenzung von Eigen- und Drittverbrauchsmengen 38

(a) Abgrenzungsmethode 38
(b) Ausnahmen vom Grundsatz der Messung - Recht zur Schätzung 39

© BBH, 2020

e) Zeitgleichheit 39
f) Anforderungen an die Messeinrichtungen 41

2) Meldepflichten im Rahmen der Eigenversorgung nach dem EEG 41

a) Meldepflichten gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber (Elektrizitätsversorgungsunternehmen) 42

aa) Basismeldung nach § 74 Abs. 1 EEG 2017 42
bb) Unverzügliche elektronische Mitteilung der an Letztverbraucher gelieferten Strommengen 43
cc) (Jahres-)Endabrechnung nach § 74 Abs. 2 EEG 2017..... 43

b) Meldepflichten gegenüber dem Anschlussnetzbetreiber (reine Eigenversorger ohne Stromlieferung an Dritte) 43

aa) Basismeldung nach § 74a EEG 2017..... 43
bb) Meldung der abrechnungsrelevanten Daten 43

3) Rechtsfolgen der Eigenversorgung..... 44

a) Vollständige Befreiung von der EEG-Umlage..... 45

aa) § 61a Nr. 1 EEG 2017 (sog. Kraftwerkseigenverbrauch) 45
bb) § 61a Nr. 2 EEG 2017 (sog. Inselbetrieb) 46
cc) § 61a Nr. 3 EEG 2017 (Vollständige Versorgung mit EE-Strom) 46
dd) § 61a Nr. 4 EEG 2017 (sog. Kleinanlagenprivileg)..... 46

b) Reduktion auf 40 % der EEG-Umlage gemäß § 61b EEG 2017 47
c) Stromsteuer 47
d) Netzentgelte und netzseitige Umlagen 48
e) Einsparmöglichkeiten beim Strompreis..... 48

4) Notwendige Verträge 50

II. Mieterstromversorgung..... 50

1) Definition Mieterstromversorgung 50
2) Geförderte Mieterstromversorgung („Mieterstromzuschlag“)..... 52

a) Voraussetzungen für den Mieterstromzuschlag..... 53

aa) Solaranlage mit einer installierten Leistung bis zu 100 kW... 53
bb) Auf, an oder in einem Wohngebäude 53
cc) Lieferung an einen Letztverbraucher 54

dd) Verbrauch des Stroms im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang 54
ee) Keine Durchleitung durch ein Netz 54
ff) Kein Erreichen des Mieterstromdeckels 55

b) Höhe des Mieterstromzuschlags und weitere Einnahmen des Betreibers 55

aa) Mieterstromzuschlag als direkte Förderung 55
bb) Einnahmen des Mieterstromversorgers 56

c) PV-Strom und Reststrom – Weitere Anforderungen an ein Mieterstrommodell 56
d) Vertragliche Beziehungen 57

3) Mieterstrommodelle allgemein 57

a) Einsparmöglichkeiten 58

aa) Netzentgelte, Netzumlagen und Abgaben 58
bb) Stromsteuer 59

b) Hürden bei der Umsetzung 59

aa) Abführung der EEG-Umlage in voller Höhe 59
bb) Freie Wahl des Stromlieferanten 60
cc) Pflichten als Stromlieferant nach dem EnWG 60

III. Zahlungsanspruch für in das Netz eingespeisten Strom 60

1) Geförderte Direktvermarktung/Anspruch auf Marktprämie 61

a) Voraussetzungen für die Marktprämie 62

aa) Vorliegen einer Direktvermarktung 62
bb) Kennzeichnung als Strom aus erneuerbaren Energien 63
cc) Fernsteuerbarkeit 63
dd) Bilanzkreisvorgaben 63

b) Vergütungssystem der Marktprämie 63
c) Bestimmung durch öffentliche Ausschreibung 65

2) Einspeisevergütung 65

a) Voraussetzungen für die Einspeisevergütung 66

aa) Physikalische oder kaufmännisch bilanzielle Einspeisung in ein Netz 66

bb) Andienungspflicht des gesamten Stroms 67
cc) Keine Teilnahme am Regelenergiemarkt 67

b) Höhe der Einspeisevergütung 67

IV. Kombination der Betreibermodelle 68

1) Eigenversorgung und Überschusseinspeisung 68
2) Eigenversorgung, Mieterstrommodell und Überschusseinspeisung. 69
3) Mieterstrommodell und Überschusseinspeisung 69
4) Reine Eigenversorgung, reine Mieterstromversorgung, reine Überschusseinspeisung 70

D. Betrieb der Ladesäulen und Abrechnung der Ladevorgänge 71

I. Begriffsklärungen 71

1) Definition des Elektrofahrzeugs 72
2) Definition des Ladepunkts 72
3) Marktrollen in der Elektromobilität 73

a) Betreiber der Ladepunkte (CPO) 73
b) Mobilitätsanbieter (EMP) 74
c) Roaming-Plattformen 74

II. Rechtliche Anforderungen an Ladesäulen 75

1) Anforderungen an Energieanlagen nach § 49 EnWG 75
2) Anforderungen an den Betrieb öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur aus der LSV 76

a) Öffentlich zugänglich 76
b) Anforderungen nach der LSV 77

aa) Technische Mindestanforderungen 77
bb) Punktuelles Aufladen 78
cc) Anzeige- und Nachweispflichten 79
dd) Ausnahme von den Anforderungen der LSV 80

III. Errichtung und Betrieb der Ladesäulen 80

1) Netzanschluss und Einbindung in die Kundenanlage 80
2) Einfluss auf den Status als Kundenanlage 81
3) Betrieb der Ladesäulen 81

a) Beurteilung des Betriebs nach dem EnWG 81
b) Einordnung nach dem EEG 82

aa) Betreiber der Ladesäulen als Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach dem EEG 82
bb) EEG-Umlagepflicht ohne Eigen- oder Mieterstromversorgung 83
cc) EEG-Umlagepflicht bei Eigen- oder Mieterstromversorgung 83
dd) Voraussetzungen der Eigenversorgung 83
ee) Strommengenabgrenzung im Rahmen der Eigenversorgung 84

c) Versorgerstatus nach dem Stromsteuerrecht und Befreiungsmöglichkeit 85

IV. Abrechnung der Ladevorgänge 86

1) Eichrechtliche Anforderungen 86

a) Eichpflichtige Messgrößen 86
b) Adressaten der eichrechtlichen Pflichten 87

2) Anforderungen aus der Preisangabenverordnung (PAngV) 87

Teil 3 Vorstellung des Pilotprojektes – Die „EMGIMO-Immobilie" 88

A. Forschungs- und Evaluierungsobjekt: Mehr-Mieter-Gewerbeimmobilie in München 88
B. Energierechtliche und –wirtschaftliche Überlegungen zur Umsetzung im Pilotgebäude 89
C. Umsetzung des neuen Stromversorgungskonzepts im Pilotgebäude 90

I. Errichtung der PV-Anlage 91
II. Einrichtung einer Entnahmestelle „PV-Anlage, Elektromobilität und Haustechnik" 91
III. Integration von Klimaanlagen 92
IV. Erfahrungsbericht aus der Praxis 92

1) Planungsleistungen 93
2) Umbau der NSHV 94
3) Implementierung der PV-Anlage mit Anbindung an die NSHV 95
4) Lastmanagementsystem 96
5) Laufender Aufwand für Betrieb und Wartung sowie Administration 97

Teil 4 Evaluation und regulatorischer Rahmen 98

I. Bewertung des derzeitigen gesetzlichen Rahmens 99
II. Erforderlichkeit dezentraler Stromversorgungskonzepte in Mehr-Mieter-Gewerbeimmobilien 100

© BBH, 2020

III. Notwendige Veränderungen des gesetzlichen Rahmens 101

Teil 5 Abkürzungsverzeichnis 104
Teil 6 Abbildungsverzeichnis 106

BECKER BÜTTNER HELD

Teil 1 Prosumer-Konzepte und Sektorkopplung

Die Energiewende, d.h. der Ausstieg aus der Stromerzeugung mit Atomenergie und die nahezu vollständige Vermeidung eines weiteren Anstiegs der CO_2-Konzentration in der Atmosphäre durch Energieumwandlungsprozesse, führt zu drei wesentlichen Aufgaben: Umstellung der Energieversorgung auf erneuerbare Energieträger (Sonne, Wind, Biomasse und Geothermie), Steigerung der Energieeffizienz und Energieeinsparung.

Bei der Umsetzung der Energiewende sind neben dem Stromsektor die Sektoren der Wärme- und Kälteerzeugung sowie der Verkehr von großer Bedeutung. Dabei ist wichtig, dass die genannten Sektoren nicht unabhängig voneinander, sondern im Zusammenhang betrachtet werden. Im Rahmen der sogenannten Sektorkopplung wird erneuerbar erzeugter Strom beispielsweise für das Laden von Elektrofahrzeugen oder zur Gebäudeklimatisierung genutzt.

Besonders wirksam kann die Sektorkopplung durch sogenannte Prosumer-Konzepte umgesetzt werden. Hierbei nutzt der Stromerzeuger den aus erneuerbaren Energien erzeugten Strom („produce") direkt vor Ort zur Stromversorgung („consume"). So kann Strom, der beispielsweise mit einer Photovoltaikanlage auf dem Dach einer Gewerbeimmobilie erzeugt wird, vor Ort für den Stromverbrauch des Gewerbes, für die Gebäudetemperierung oder auch das Laden von Elektrofahrzeugen genutzt werden.

Gewerbeimmobilien haben insoweit ein großes Potential, da dort regelmäßig größere, für PV-Anlagen geeignete Dachflächen mit zeitgleichen und größeren Energieverbräuchen von Unternehmen zusammentreffen. Dieses Potential wird in Deutschland nur wenig genutzt. Die gegenwärtigen rechtlichen Rahmenbedingungen ermöglichen solche dezentralen Versorgungskonzepte nur unzureichend. Dies gilt insbesondere für Mehr-Mieter-Gewerbeimmobilien. Bei der Versorgung von gewerblichen Mietern mit umweltschonend erzeugtem Strom durch den Vermieter entstehen im bestehenden Regelungssystem erhebliche Probleme. Es bestehen Rechtsunsicherheiten, unnötige Hemmnisse und Umsetzungsschwierigkeiten in der Praxis.

© BBH, 2020

An dieser Stelle setzt das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderte Forschungsprojekt EMGIMO an. Ein Konsortium von Unternehmen, Juristen und Wissenschaftlern hat anhand eines Pilotgebäudes in München, welches vom EMGIMO-Konsortialführer verwaltet wird, untersucht, wie ein nachhaltiges, wirtschaftlich tragfähiges und übertragbares Energieversorgungskonzept in Mehr-Mieter-Gewerbeimmobilien umgesetzt werden kann.

Die Besonderheit von EMGIMO ist dabei, dass es sich bei dem untersuchten Pilotgebäude um eine Bestandsimmobilie handelt. Anders als in anderen Forschungsprojekten war das neue Energieversorgungskonzept mit einer neuen Photovoltaikanlage, neuen Ladesäulen für die Elektromobilität, einer modernen Gebäudeklimatisierung und dem entsprechenden Lastmanagement im laufenden Betrieb und unter Berücksichtigung der örtlichen Gegebenheiten umzusetzen.

Die hierbei gewonnenen Erfahrungen aus der Praxis werden in dem vorliegenden rechtlichen Leitfaden dargestellt. Der Leitfaden soll als praktische Handreichung für die Realisierung vergleichbarer Projekte dienen und regulatorische Hemmnisse bei der Umsetzung von nachhaltigen Energieversorgungskonzepten für Mehr-Mieter-Gewerbeimmobilien identifizieren.

Der vorliegende „rechtliche Leitfaden" wird durch einen „technischen Leitfaden" ergänzt, der ebenfalls im Rahmen von EMGIMO erstellt wurde. In Letzterem stehen die technischen An- und Herausforderungen bei der Umsetzung eines nachhaltigen Energieversorgungskonzepts in einer Mehr-Mieter-Gewerbeimmobilie im Vordergrund.

Teil 2 Rechtliche Anforderungen an die Umsetzung von nachhaltigen Energieversorgungskonzepten in Mehr-Mieter-Gewerbeimmobilien

Der vorliegende Leitfaden stellt die rechtlichen Anforderungen an ein nachhaltiges Energieversorgungskonzept in Mehr-Mieter-Gewerbeimmobilien dar. Zahlreiche Aussagen zu den rechtlichen Voraussetzungen können jedoch auf Prosumer-Konzepte allgemein übertragen werden.

© BBH, 2020

Der Leitfaden soll dem interessierten Leser einen Überblick über den regulatorischen Rahmen geben und ein Problembewusstsein für Hürden bei der Umsetzung eines Energieversorgungskonzepts schaffen. Gleichwohl kann der Leitfaden eine individuelle Beratung durch Experten nicht ersetzen. Gerade vor dem Hintergrund eines sich stets wandelnden Rechtsrahmens ist eine aktuelle Einzelfallbetrachtung unabdingbar.

Der Leitfaden geht davon aus, dass die erneuerbare Stromerzeugung über eine Photovoltaik-Anlage erfolgt. Beim Strombezug wird neben dem allgemeinen Stromverbrauch der Haustechnik (sog. Allgemeinstromverbrauch) und dem Stromverbrauch der Mieter oder des Vermieters vor allem der Strombezug durch die Elektromobilität und die Gebäudeklimatisierung erläutert.

Im ersten Abschnitt behandelt der Leitfaden die Einordnung einer Energieanlage als Kundenanlage in Abgrenzung zum Netz der allgemeinen Versorgung, da diese Einordnung für zahlreiche weitere rechtliche Fragen eine Rolle spielt.

Steht die Einordnung als Kundenanlage fest, so erfolgt vor allem bei Neubauten im nächsten Schritt die Auseinandersetzung mit dem Anschluss der Anlage an das Netz der allgemeinen Versorgung. Durch den Anschluss an eine höhere Netzebene beispielweise können Kosten beim Strombezug (Netzentgelte) verringert werden.

Nach der Klärung der Anschlussfragen werden verschiedene Umsetzungsmodelle zur Stromversorgung mit erneuerbaren Energien dargestellt. Hierbei steht die Eigenversorgung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (im Folgenden: **EEG**) im Vordergrund. Denkbar sind aber auch die sogenannte Mieterstromversorgung oder die Einspeisung des erzeugten Stroms in das Netz der allgemeinen Versorgung.

Wegen der Komplexität des Themas der Elektromobilität wird diese final in einem eigenen Kapitel behandelt. Hierin werden nicht nur die Fragen einer nachhaltigen Energieversorgung geklärt, sondern auch rechtliche Anforderungen an den Betrieb von Ladeinfrastruktur erörtert.

Abschließend stellt der Leitfaden die Umsetzung eines nachhaltigen Energieversorgungskonzepts im Münchner Pilotprojekt unter Einbindung der Elektromobilität und der Gebäudeklimatisierung vor.

Aufgrund der großen Hemmnisse bei der Umsetzung einer nachhaltigen Energieversorgung in Mehr-Mieter-Gewerbeimmobilien machen die Autoren in diesem Leitfaden auch Vorschläge zur Änderung des regulatorischen Rahmens.

© BBH, 2020

A. Betrieb der Infrastruktur als Netz oder Kundenanlage

Zuerst stellt sich bei dem Aufbau einer dezentralen Stromversorgung mit erneuerbaren Energien die Frage, ob die Energieanlage (Stromverteilanlagen) in den betreffenden Gebäuden oder dem Gebäudekomplex rechtlich als Kundenanlage oder als Energieversorgungsnetz zu bewerten ist.

Diese Unterscheidung ist vor allem deshalb von Bedeutung, weil Energieversorgungsnetze nach dem Energiewirtschaftsgesetz (im Folgenden: **EnWG**) der Regulierung unterliegen, Kundenanlagen hingegen nicht.

I. Vor- und Nachteile beim Betrieb einer Kundenanlage oder eines Netzes

Der Betrieb einer **Kundenanlage** bringt, genau wie der Betrieb eines Netzes, Vor- und Nachteile mit sich:

- Für die Nutzung einer Kundenanlage darf der Betreiber **kein spezifisches Nutzungsentgelt** erheben. Kosten für die Installation, Wartung und Instandhaltung werden aber regelmäßig über den Miet- oder Pachtzins mit abgegolten.

- Ein Vorteil ist, dass die an die Netznutzung gekoppelten **Umlagen und Abgaben** (KWKG-Umlage, § 19 StromNEV-Umlage, Offshore-Netzumlage, Umlage für abschaltbare Lasten und Konzessionsabgaben) für den in der Kundenanlage erzeugten und verbrauchten Strom nicht anfallen. Das gilt allerdings nicht für die EEG-Umlage. Diese ist grundsätzlich auch für Strom zu entrichten, der innerhalb einer Kundenanlage geliefert wird. (Die EEG-Umlage ist nur für Eigenversorger in Kundenanlagen oder sog. geschlossenen Verteilernetzen i.S.d. § 110 EnWG reduziert oder entfällt.)

Handelt es sich bei den Versorgungseinrichtungen um ein **Netz**, gilt Folgendes:

- Ein **Netzbetreiber** hat grundsätzlich **alle Regulierungspflichten aus dem EnWG** und den auf Grundlage des EnWG erlassenen Verordnungen (ARegV, StromNEV, Strom-NAV) einzuhalten.
- Ausnahmen von den Regulierungspflichten bestehen für **geschlossene Verteilernetze im Sinne des § 110 EnWG.**
    - Betreiber geschlossener Verteilernetze müssen die Pflicht zum Bericht über den Netzzustand, die allgemeine Anschlusspflicht, die

© BBH, 2020

Festlegung technischer Mindestanforderungen, die Anreizregulierung und die Genehmigung von Netzentgelten, nicht erfüllen.

- Allerdings hat auch der Betreiber geschlossener Verteilernetze die Pflicht, jedermann die Netznutzung zur Versorgung von Letztverbrauchern im Netzgebiet zu gestatten. Daneben treffen ihn auch alle sonstigen nicht ausdrücklich genannten Regulierungspflichten.
- Eine bei der EEG-Umlage begünstigte Eigenversorgung ist im geschlossenen Verteilnetz, wie in einer Kundenanlage, möglich.

- Für den im Objekt erzeugten und verbrauchten Strom können bei einem Betrieb als Netz **Nutzungsentgelte** abgerechnet werden, mit denen der Betreiber der elektrischen Infrastruktur seine Kosten umlegt. Die an die Netznutzung gekoppelten Umlagen und Abgaben für den dezentral erzeugten Strom müssen bei einem Netz stets entrichtet werden. Zudem ist für den gesamten, im Verteilernetz erzeugten und aus dem Netz bezogenen Strom die EEG-Umlage zu entrichten, soweit eine Lieferung von Strom erfolgt.

Ergänzend sei darauf hingewiesen, dass auch innerhalb einer Kundenanlage Meldepflichten bestehen können. So löst beispielsweise der Betrieb einer PV-Anlage zur Eigenversorgung in der Kundenanlage Meldepflichten gegenüber dem Netzbetreiber nach § 74 oder § 74a EEG 2017 aus.

Fazit:

Im Regelfall wird der Betreiber einer Mehr-Mieter-Gewerbeimmobilie oder auch eines Quartiers daran interessiert sein, die Elektrizitätsverteilanlage als Kundenanlage zu betreiben, da die regulatorischen Anforderungen an den Betrieb eines Versorgungsnetzes hoch sind. In Kundenanlagen ist zudem eine bei der EEG-Umlage privilegierte Eigenversorgung möglich. Zudem besteht der Vorteil eines Prosumer-Konzepts gerade auch in der Einsparung der Netzentgelte und der netzseitigen Umlagen.

© BBH, 2020

II. Definition der Kundenanlage

Der Begriff **„Kundenanlage"** ist in § 3 Nr. 24a EnWG definiert:

> *„Energieanlagen zur Abgabe von Energie,*
>
> *a) die sich auf einem räumlich zusammengehörenden Gebiet befinden,*
>
> *b) mit einem Energieversorgungsnetz oder mit einer Erzeugungsanlage verbunden sind,*
>
> *c) für die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas unbedeutend sind und*
>
> *d) jedermann zum Zwecke der Belieferung der angeschlossenen Letztverbraucher im Wege der Durchleitung unabhängig von der Wahl des Energielieferanten diskriminierungsfrei und unentgeltlich zur Verfügung gestellt werden".*

1) Räumlich zusammengehörendes Gebiet

Das Gesetz enthält zur Voraussetzung des räumlich zusammengehörenden Gebiets keine weiteren Vorgaben bzw. Definitionen. Ausweislich der Gesetzesbegründung soll es im Einzelfall auch möglich sein, dass sich eine **Kundenanlage außerhalb von Gebäuden über ein größeres Grundstück** erstreckt.[1]

Der Gesetzeswortlaut selbst stellt zudem **nicht auf ein einzelnes Grundstück, sondern auf ein Gebiet ab**. Auf die Parzellierung eines mehrere Grundstücke desselben Eigentümers umfassenden Areals kann es in energiewirtschaftlicher und -technischer Hinsicht daher nicht ankommen.

Der Bundesgerichtshof (im Folgenden: **BGH**) folgt dieser Bewertung und gibt an, wie zu verfahren ist, wenn die potenzielle Kundenanlage mehrere Grundstücke umfasst: Die räumliche Zusammengehörigkeit soll demnach gegeben sein, wenn die Grundstücke

- so gut wie ausschließlich über die Energieanlage versorgt werden,
- tatsächlich aneinander angrenzen und
- ein geschlossenes, von äußeren Grundstücksgrenzen begrenztes Gebiet darstellen.

[1] BT-Drs. 17/6072, S. 51.

© BBH, 2020

Unschädlich sei es, wenn das so abgegrenzte Gebiet Straßen, ähnliche öffentliche Räume oder vereinzelte, nicht ins Gewicht fallende andere Grundstücke einschließt, die nicht durch die Anlage versorgt werden. Nach Aussage des BGH ist die Größe bzw. lokale/regionale Bedeutung einer Straße zudem nicht relevant für den räumlichen Zusammenhang.[2]

2) Für wirksamen und unverfälschten Wettbewerb unbedeutend

Weiterhin ist für das Vorliegen einer Kundenanlage erforderlich, dass die Energieanlage für die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität unbedeutend ist.

Die Gesetzesbegründung nennt folgende fünf Kriterien, anhand derer die Wettbewerbsrelevanz beurteilt werden kann, wobei weitere Gesichtspunkte nicht ausgeschlossen werden:[3]

- Anzahl der angeschlossenen Letztverbraucher,
- Geographische Ausdehnung,
- Menge der durchgeleiteten Energie,
- Vertragliche Vereinbarungen zwischen Netzbetreibern und Letztverbrauchern,
- Zahl der weiteren angeschlossenen Kundenanlagen.

Zudem hat der BGH festgestellt, dass in einer Gesamtschau insbesondere die Anzahl der angeschlossenen Letztverbraucher, die geografische Ausdehnung und die Menge der durchgeleiteten Energie entscheidend sind. Diese Kriterien sind jeweils im Einzelfall zu ermitteln und zu gewichten, wobei je nach Einzelfall auch ein Kriterium gewichtiger sein kann als die Gesamtheit der anderen Kriterien.

Nach der Rechtsprechung des BGH wird zudem negativ abgegrenzt: Die Unbedeutsamkeit für den Wettbewerb soll im Regelfall ausscheiden, wenn **mehrere hundert Letztverbraucher** angeschlossen sind, die Anlage eine Fläche von **deutlich über**

[2] BGH, Beschluss vom 12.11.2019, EnVR 65/18 und EnVR 66/18.
[3] BT-Drs. 17/6072, S. 51.

10.000 m² versorgt, die jährliche Menge an durchgeleiteter Energie **1.000 MWh** deutlich überschreitet und **mehrere Gebäude** angeschlossen sind.[4]

Unter Bezugnahme auf die BGH-Entscheidung vom 12.11.2019 hat das **OLG Düsseldorf** in seiner Entscheidung vom 26.02.2020 den Kundenanlagestatus für eine Arealversorgung (Mehrfamilienhäuser, Seniorenwohnanlage, Pflegeheim) oberhalb von 10.000 qm für etwa 200 angeschlossene Letztverbraucher mit einem Strombedarf von etwa 450 MWh pro Jahr bejaht und die BGH-Rechtsprechung weit ausgelegt (z.B. 200 Letztverbraucher seien nicht *mehrere* 100 Letztverbraucher).[5]

Das **OLG Dresden** hat demgegenüber in der Entscheidung vom 16.09.2020 den Kundenanlagenstatus für 4 Wohnblöcke mit 96 Wohneinheiten auf einer Gesamtfläche von etwa 9.000 qm sowie 6 Wohnblöcke mit 160 Wohneinheiten auf einer Gesamtfläche von etwa 20.500 qm verneint und dabei beide Kundenanlagen als eine Kundenanlage aufgrund der für beide Areale geltenden Wärmelieferungsverträge angesehen.[6]

3) Diskriminierungsfreie Lieferantenwahl für Letztverbraucher

Alle Letztverbraucher einer Kundenanlage müssen ihren Stromlieferanten frei wählen können. Der Kundenanlagenbetreiber darf also Mieter nicht zur Abnahme des innerhalb des Objekts erzeugten Stroms zwingen. Vielmehr muss dem Letztverbraucher die Möglichkeit gegeben werden, innerhalb der gesetzlichen Rahmenbedingungen seinen Lieferanten selbst auszuwählen und beliebig oft zu wechseln.[7]

Das Recht zur freien Lieferantenwahl kann unter Umständen dazu führen, dass die Verteilanlagen und die Messeinrichtungen innerhalb einer Kundenanlage umgestaltet werden müssen, um den von einem Mieter bezogenen Strom von anderen Strommengen innerhalb der Kundenanlage abzugrenzen.

4) Unentgeltliche Zurverfügungstellung der Kundenanlage

Eine Kundenanlage wird unentgeltlich zur Verfügung gestellt, wenn kein Netzentgelt erhoben wird. Der Betreiber der Kundenanlage darf für die Nutzung der Anlage mit den angeschlossenen Endkunden lediglich eine jährliche Pacht für die Nutzung

[4] BGH, Beschluss vom 12.11.2019, EnVR 65/18, Rn 32.
[5] OLG Düsseldorf, Beschluss vom 26.02.2020, Az. 3 Kart 729/19.
[6] OLG Dresden, Beschluss vom 16.09.2020 Az. Kart 9/19.
[7] BGH, Beschluss vom 18.10.2011, EnVR 68/10, Rn 9.

© BBH, 2020

der Anlage vereinbaren; diese darf sich jedoch nicht an der durchgeleiteten Arbeit orientieren.[8]

In aller Regel ist in Gewerbe- und Wohnimmobilien von einer unentgeltlichen Zurverfügungstellung der Kundenanlage auszugehen, da die Kosten für die Installation, Wartung und Instandhaltung der Stromleitungen über die Miete abgegolten werden. Wird eine Kundenanlage derartig, d.h. ohne Orientierung an der durchgeleiteten Arbeit und zugleich ohne nutzungsabhängiges Entgelt zur Verfügung gestellt, ist regelmäßig von einer Unentgeltlichkeit auszugehen.

Zusammenfassung der wichtigsten Elemente einer Kundenanlage:

Mehr-Mieter-Gewerbe-Immobilien und auch Quartiere werden **regelmäßig als Kundenanlage** im Sinne des § 3 Nr. 24a EnWG betrieben. Erhebt der Eigentümer der elektrischen Anlagen kein nutzungs-, also mengenabhängiges Entgelt, werden die gesetzlichen Voraussetzungen für den Status „Kundenanlage" in der Regel auch erfüllt.

Die nicht besonders umfangreiche Rechtsprechung zur Abgrenzung von Netz und Kundenanlage zeigt: Wer sich im Hinblick auf Vertragsgestaltung und Nutzungsentgelt wie ein Netzbetreiber verhält, muss sich auch an die Regulierungsvorgaben halten; er kann sich davon nicht über den Status Kundenanlage befreien.

[8] OLG Frankfurt a. M. (1. Kartellsenat), Beschluss vom 08.03.2018 - 11 W 40/16 (Kart).

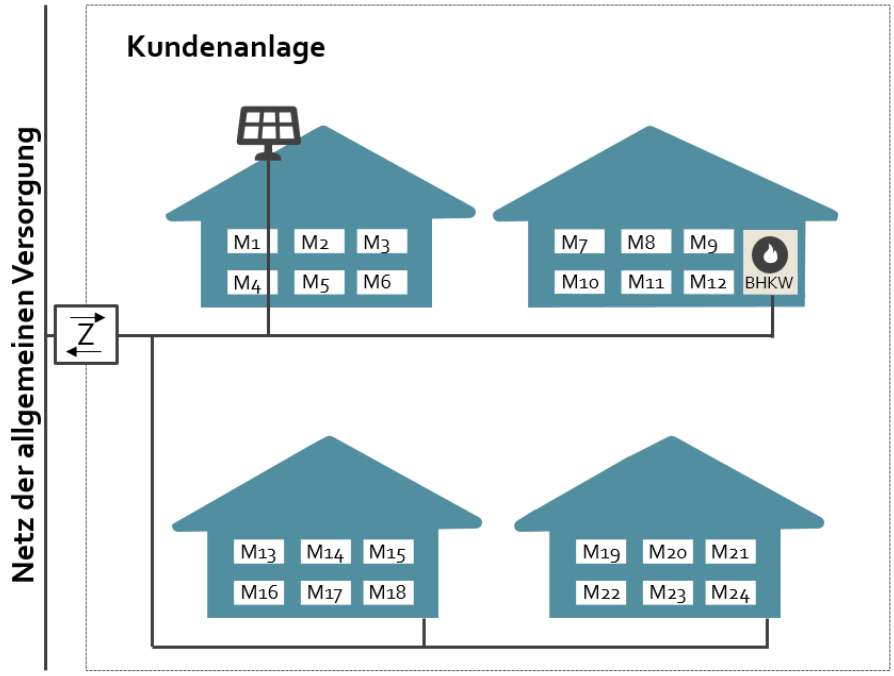

Abbildung 1 - Beispiel einer Kundenanlage mit 24 Mietern und 2 Erzeugungsanlagen

Abbildung: Beispiel einer Kundenanlage mit 24 Mietern und zwei Erzeugungsanlagen. Die Grenze zum Netz der allgemeinen Versorgung ist i. d. R. der Zähler (Z), mit dem der aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezogene und der eingespeiste Überschussstrom erfasst werden. (Das Schaubild enthält nicht die gesetzlich notwendigen Zähler innerhalb der Kundenanlage.)

5) Exkurs: Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung

Neben der „allgemeinen" Kundenanlage gibt es die Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung, deren Voraussetzungen in § 3 Nr. 24b EnWG geregelt sind. Diese spezielle Form der Kundenanlage setzt voraus, dass ein

- räumlich zusammengehörendes Betriebsgebiet besteht,
- die Infrastrukturen **„fast ausschließlich" dem betriebsnotwendigen Stromtransport** innerhalb des eigenen Unternehmens oder zu verbundenen Unternehmen dienen **und**
- jedermann diskriminierungsfrei und unentgeltlich zur Verfügung gestellt werden.

© BBH, 2020

Im Unterschied zur Kundenanlage im Sinne des § 3 Nr. 24a EnWG kann der Stromverbrauch oder die Stromerzeugung in einer Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung „für die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität" bedeutend sein, d.h. der Stromverbrauch innerhalb einer Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung kann auch deutlich über 1.000 MWh liegen.

Nach dem gemeinsamen „Positionspapier der Regulierungsbehörden der Länder und der Bundesnetzagentur zu geschlossenen Verteilernetzen vom 23.02.2012" darf bei einer Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung der Anteil, der an Dritte verteilten Energie an der Gesamtenergiemenge aber „**im jährlichen Mittel regelmäßig in Abhängigkeit vom Einzelfall 5 % bis 10 % nicht überschreiten**".

Mehr-Mieter-Gewerbeimmobilien werden die Anforderungen an eine Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung regelmäßig nicht erfüllen, da hier der Anteil der verteilten Energie an der Gesamtenergiemenge naturgemäß deutlich höher liegt als 10 %.

B. Netzanschluss an das vorgelagerte Netz

Steht fest, dass die Mehr-Mieter-Gewerbeimmobilie oder der Gebäudekomplex eine Kundenanlage ist, so ist im nächsten Schritt der optimale Anschluss für die Kundenanlage an das Netz der allgemeinen Versorgung zu ermitteln.

Nach § 17 Abs. 1 EnWG sind Netzbetreiber grundsätzlich zum Netzanschluss *„von jedermann"* verpflichtet, wobei der Netzanschluss in Niederspannung in § 18 EnWG eine gesonderte, spezielle Regelung erfahren hat.

Der **Anspruch auf Anschluss einer Erzeugungsanlage, einer Kundenanlage oder eines nachgelagerten Netzes** besteht allerdings nicht unbeschränkt: Sowohl der Netzanschluss in Niederspannung als auch in höheren Spannungsebenen kann vom Netzbetreiber wegen **Unzumutbarkeit** abgelehnt werden, wobei dieser Begriff gesetzlich nicht näher bestimmt ist. In Betracht kommen insbesondere technische, betriebsbedingte und wirtschaftliche Gründe.

© BBH, 2020

I. Netzanschluss- und Anschlussnutzungsvertrag

Die Regelung des Netzanschlusses und der Anschlussnutzung im Einzelnen erfolgt über den Abschluss entsprechender Verträge mit dem Netzbetreiber.

Vertragspartner des Netzanschlussvertrags ist der **Anschlussnehmer**. Das ist der Eigentümer der Immobilie oder des Quartiers. Vertragspartner des Anschlussnutzungsvertrags ist der **Anschlussnutzer**. Das ist in der Regel der Mieter der Immobilie/des Quartiers oder der Eigentümer, wenn die Immobilie/das Quartier selbst genutzt wird.

Der **Netzanschlussvertrag** regelt insbesondere die Herstellung des Netzanschlusses und die Kostenerstattung hierfür. Der **Anschlussnutzungsvertrag** regelt das Recht des Anschlussnutzers zur Nutzung des Netzanschlusses zur Entnahme und gegebenenfalls zur Einspeisung von Energie.

Der Netzanschlussvertrag ist in jedem Falle schriftlich abzuschließen. Bei Entnahme in Niederspannung ist der Abschluss eines Anschlussnutzungsvertrages dagegen nicht erforderlich. Hier kommt durch berechtigte Energieentnahme automatisch ein Anschlussnutzungsverhältnis zustande.

II. Technische Anschlussregeln und technische Anschlussbedingungen

Der Netzbetreiber ist nach § 20 NAV zur Sicherstellung eines sicheren und stabilen Netzbetriebs berechtigt, in Form von Technischen Anschlussbedingungen (**TAB**) technische Anforderungen für den Netzanschluss und andere Anlagenteile sowie den Betrieb der Anlage festzulegen. Die TAB legen insbesondere die Handlungspflichten des Netzbetreibers, des Errichters, des Planers sowie des Anschlussnehmers- und -nutzers von Kundenanlagen fest.

Bis einschließlich 26.04.2019 waren für Anschlüsse an das Niederspannungsnetz die vom BDEW herausgegeben TAB 2007 (Stand Juli 2007, Ausgabe 2011) sowie für Anschlüsse im Mittelspannungsnetz die TAB Mittelspannung 2008 des BDEW zu beachten. Dies gilt auch weiterhin für Bestandsanlagen. Das sind elektrische Anlagen, die bis einschließlich 26.04.2019 an das Niederspannungs- bzw. Mittelspannungsnetz angeschlossen wurden und die seitdem keine wesentlichen Änderungen erfahren haben.

© BBH, 2020

Seit dem 27.4.2019 sind die folgenden Technischen Anschlussregeln des VDE (**TAR**) maßgeblich:

- VDE-AR-N 4100 – Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR 4100),
- VDE-AR-N 4105 – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (TAR 4105) und
- VDE-AR N 4110 – Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR 4110).

Netzbetreiber können diese TAR im Rahmen eigener TAB grundsätzlich konkretisieren. Diese Möglichkeit wurde von vielen Netzbetreibern genutzt.

Vorsicht:

Die Auswirkungen der TAB des jeweiligen Netzbetreibers auf die Umsetzbarkeit eines Kundenanlagen- und Messkonzepts sollten nicht unterschätzt werden. Insbesondere können sich in einer Bestandsimmobilie durch die Neugestaltung der elektrischen Einrichtungen Probleme bei den einzuhaltenden Sicherheitsabständen zwischen den elektrischen Anlagen ergeben. Oftmals reicht der vorhandene Schalt- und Zählerraum nicht aus, um die notwendigen Veränderungen TAB-konform umzusetzen.

III. Netzanschlusskosten

Der Netzbetreiber ist nach § 9 NAV berechtigt, für die Herstellung des Netzanschlusses vom Betreiber der Kundenanlage (Anschlussnehmer) die Erstattung der notwendigen Kosten zu verlangen. Die Kostenpflicht kann sowohl bei Herstellung als auch bei Änderung des Netzanschlusses entstehen.

Die Höhe der Kostenerstattung bemisst sich nach der Höhe der Kosten, die bei wirtschaftlich effizienter Betriebsführung für die Errichtung des Netzanschlusses bzw. für erforderliche und vom Anschlussnehmer veranlasste Veränderungen oder Erweiterungen entstehen.

© BBH, 2020

IV. Baukostenzuschuss

Neben den Netzanschlusskosten ist der Netzbetreiber berechtigt, einen **Baukostenzuschuss (BKZ)** zu verlangen.

Für Netzanschlüsse in Niederspannung mit einer Anschlussleistung über 30 kW ergibt sich dies aus § 11 NAV. Ein Baukostenzuschuss ist demnach eine einmalige Beteiligung des Anschlussnehmers an den Kosten des Netzbetreibers für die Erstellung oder Verstärkung des örtlichen Niederspannungsnetzes.

Die Netzbetreiber können Baukostenzuschüsse bei Neuanschlüssen oder Anhebungen der Anschlussleistung (Vorhalteleistung) beanspruchen. Das Recht, Baukostenzuschüsse zu beanspruchen, besteht unabhängig davon, ob für die Bereitstellung der Anschlussleistung konkrete Baumaßnahmen am Netz erforderlich sind. Baukostenzuschüsse sollen die Anschlussnehmer veranlassen, keine unnötig hohen Anschluss- und Vorhalteleistungen anzumelden, weil von Anmeldeleistungen die vorzuhaltende Netzkapazität abhängt.

In der Höhe ist der Baukostenzuschuss in der Niederspannung auf höchstens 50 % der tatsächlich anfallenden Netzkosten begrenzt. Der Anschlussnehmer muss den Baukostenzuschuss nur zahlen, soweit er eine vorzuhaltende Leistung von mehr als 30 kW verlangt und dann nur für den diese Grenze übersteigenden Teil. Nach § 11 Abs. 4 NAV ist der Netzbetreiber ferner berechtigt, von dem Anschlussnehmer einen weiteren Baukostenzuschuss zu verlangen, wenn der Anschlussnehmer seine Leistungsanforderung erheblich über das der ursprünglichen Berechnung zugrunde liegende Maß hinaus erhöht.

Auch in höheren Spannungsebenen hat der Netzbetreiber einen Anspruch auf Erhebung des Baukostenzuschusses. Der Anspruch in höheren Spannungsebenen ergibt sich aus § 17 EnWG.[9]

Es ist zu berücksichtigen, dass sich vertragliche Vereinbarungen eines Baukostenzuschusses oberhalb der Niederspannung nicht vollständig am Leitbild der NAV ausrichten müssen. Denkbar, aber nicht üblich, ist beispielsweise, dass mehr als 50 %

[9] „Positionspapier zur Erhebung von Baukostenzuschüssen (BKZ) für Netzanschlüsse im Bereich von Netzebenen oberhalb der Niederspannung", BK6p-06-003 (6. Beschlusskammer der Bundenetzagentur).

© BBH, 2020

der Netzkosten über Baukostenzuschüsse gedeckt werden. Es gelten aber die allgemeinen energierechtlichen und kartellrechtlichen Vorgaben, insbesondere das Diskriminierungsverbot, § 19 Abs. 2 Nr. 3 GWB und § 20 Abs. 1 EnWG.

V. Freie Wahl der Anschlussebene

Es besteht grundsätzlich eine **freie Wahl der Anschlussebene**. Das heißt, der Anschlussnehmer kann entscheiden, in welcher (Netz-)Ebene er angeschlossen werden möchte.[10]

Die freie Wahl der Anschlussebene kann der Anschlussnehmer zur Kostenoptimierung ausüben. Ein Anschluss in einer höheren Netzebene bringt erhebliche Kosteneinsparungen bei den Netzentgelten mit sich, da diese nur für die tatsächlich genutzten Spannungsebenen anfallen, vgl. § 17 Abs. 1 Satz 2 StromNEV. Durch einen Anschluss in Mittelspannung entfallen somit beispielweise die Entgelte für die Netzebenen Niederspannung (Netzebene 7) und Umspannung Niederspannung/Mittelspannung.

Die freie Wahl der Anschlussebene besteht auch für bereits bestehende Netznutzungsverhältnisse. Wechselt ein Netznutzer die Netzebene, sind allerdings die Anschlusskosten und ein (neuerlicher) Baukostenzuschuss zu zahlen.

Fazit:

Der Anschluss an eine höhere Netzebene (i.d.R. Mittelspannung oder Umspannung Mittelspannung/Niederspannung) sollte bei der Einrichtung von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge stets geprüft werden. Durch die hohe Leistungsaufnahme beim Laden von E-Mobilen können die Netznutzungsentgelte stark steigen.

Dabei ist zu beachten, dass die entstehenden Kosten für den Anschluss in eine höhere Netzebene, die beim Vermieter anfallen, auf der Grundlage bestehender Mietverträge in der Regel nicht auf den Mieter umgelegt werden können. Wird also beispielsweise ein neuer Trafo Mittelspannung/Niederspannung installiert, so können diese Kosten nicht kraft Gesetzes auf den Mieter umgelegt werden. Da

[10] BGH, Beschluss vom 23.06.2009, EnVR 48/08 (Agrarfrost).

© BBH, 2020

Mieter mit einem hohen Stromverbrauch durch den Netzebenenwechsel erhebliche Vorteile haben, sind sie aber u.U. bereit, einer Anhebung der Miete zuzustimmen. Bei Neuvermietungen kann der Anschluss an eine höhere Netzebene dazu führen, dass Mieter mit einem hohen Stromverbrauch bereit sind, eine höhere Miete zu zahlen.

C. Betreibermodelle für die Nutzung des erneuerbar erzeugten Stroms

Als Betreibermodell für die Nutzung erneuerbar erzeugten Stroms aus PV-Anlagen kommen für (Mehr-Mieter-)Gewerbeimmobilien oder auch Quartiere grundsätzlich drei verschiedene Konzepte in Frage. Im Idealfall können diese Betreibermodelle auch kombiniert werden:

- **Eigenversorgung nach dem EEG** (vgl. Teil 2C.I.)
- **Mieterstromversorgung** evtl. mit dem Mieterstromzuschlag nach dem EEG (vgl. Teil 2C.II.)
- **Geförderte Einspeisung in das Netz** (vgl. Teil 2C.III.)

Die größten Kostenvorteile entstehen regelmäßig im Rahmen der **Eigenversorgung** nach §§ 3 Nr. 19 i.V.m. 61a ff. EEG 2017. Der Strombezug aus dem Netz wird durch die Eigenversorgung reduziert. Das ist vor allem deshalb vorteilhaft, weil für den eigenerzeugten Strom die Netzentgelte mit den darin enthaltenen Umlagen entfallen und die EEG-Umlage bei Neuanlagen auf 40 Prozent reduziert ist, § 61b EEG 2017. Bei Bestandsanlagen (Inbetriebnahme vor dem 01.08.2014) entfällt die EEG-Umlage sogar vollständig, wenn die in den §§ 61e bzw. 61f EEG 2017 festgelegten Voraussetzungen vorliegen.

Ein weiteres wirtschaftliches Modell ist die **Mieterstromversorgung, vgl. § 19 Abs. 1 Nr. 3, § 21 und § 23b EEG 2017.** Dabei wird der in der PV-Anlage erzeugte Strom innerhalb der Kundenanlage genutzt. **Im Unterschied zur Eigenversorgung sind der Stromerzeuger und der Stromverbraucher bei der Mieterstromversorgung nicht zwingend personenidentisch.** Bei der Mieterstromversorgung entfallen ebenfalls die Netzentgelte mit den darin enthaltenen Umlagen, es ist aber die volle EEG-Umlage für den weitergeleiteten Strom zu entrichten.

© BBH, 2020

Unter Umständen kann im Rahmen der Mieterstromversorgung der **Mieterstromzuschlag** nach § 21 Abs. 3 EEG 2017 geltend gemacht werden. Beim Mieterstromzuschlag handelt es sich um eine **spezielle Förderung nach dem EEG** für Strom aus PV-Anlagen auf Gebäuden. Für den Zuschlag ist allerdings erforderlich, dass ein gewisser Anteil der Fläche des Gebäudes, auf dem die PV-Anlage installiert ist, dem Wohnen dient.

Schließlich kann der erneuerbar erzeugte Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist und hierfür die **Förderung (z.B. Einspeisevergütung)** nach §§ 19 ff. EEG 2017 beansprucht werden. Je nach Größe der PV-Anlage stellen sich hierbei verschiedene Anforderungen an die Vermarktung des Stroms.

Die drei vorgestellten Betreibermodelle können auch kombiniert werden. So kann beispielsweise der erneuerbar erzeugte Strom primär zu Eigenversorgung genutzt werden. Überschüssiger Strom, der nicht vom Betreiber der PV-Anlage selbst verbraucht wird, kann an die Mieter im Gebäude bzw. Quartier oder an die Nutzer der Ladesäulen für Elektromobilität weitergeleitet bzw. verkauft werden. Sollte der Strom auch durch die Mieter oder andere Nutzer nicht vollständig am Standort verbraucht werden können (was in Mehr-Mieter-Gewerbeimmobilien regelmäßig an Sonn- und Feiertagen im Sommer der Fall sein dürfte), so bietet es sich an, den überschüssigen Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung einzuspeisen.

Welches Betreibermodell oder welche Kombination von Betreibermodellen sich am besten eignet, ist eine Frage des Einzelfalls. Es ist stets eine Gesamtschau der Energieversorgung der Immobilie oder des Quartiers notwendig. Wesentliche Faktoren sind z.B. das Erzeugungs- und das Lastprofil des Betreibers der PV-Anlage, die Anzahl der Mieter, die Strombezugskosten der Mieter, das Klimatisierungskonzept vor Ort und die mögliche Umsetzung eines gesetzeskonformen Messkonzepts.

Je nach Betreibermodell kann sich auch herausstellen, dass die Erzeugung erneuerbaren Stroms nicht wirtschaftlich ist. So sind Projekte, bei denen der Strom auf dem Dach eines Bürogebäudes erzeugt und vollständig in das Netz eingespeist wird, oft nicht wirtschaftlich.

© BBH, 2020

BECKER BÜTTNER HELD

I. Eigenversorgung

Das potentiell wirtschaftlich attraktivste Betreibermodell für die Nutzung von Strom aus PV-Anlagen auf Dachflächen von (Gewerbe-)Immobilien ist die Eigenversorgung nach dem EEG.

Im Rahmen der Eigenversorgung wird der vom Stromverbraucher benötigte Strom mit umweltschonenden Stromerzeugungsanlagen (Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien oder hocheffiziente KWK-Anlagen) vor Ort selbst erzeugt. Hierdurch werden die Strombezugskosten aus dem Netz gesenkt. Die Deckung des Strombedarfs mit Strom aus eigenen umweltschonenden Stromerzeugungsanlagen wird bei den abzuführenden Abgaben und Umlagen begünstigt. So entfällt die EEG-Umlage bei Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 10 Kilowatt bis zu einer Strommenge von 10 MWh vollständig. Bei Neuanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 10 Kilowatt verringert sich die EEG-Umlage auf 40 Prozent.[11]

Die Eigenversorgung ist in Deutschland ein derart bedeutendes Betreibermodell, dass die Bundesnetzagentur im Jahr 2016 einen „Leitfaden zur Eigenversorgung" veröffentlichte.[12] Auch wenn sich der Leitfaden auf das EEG 2014, also eine frühere Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, bezieht, können die Ausführungen im Leitfaden auch heute noch als Hilfestellung bei der Umsetzung von Eigenversorgungskonzepten dienen.

Es ist jedoch zu beachten, dass bestimmte Voraussetzungen inzwischen weiter präzisiert wurden. Das gilt insbesondere für die Anforderungen an die Abgrenzung privilegierter von nicht-privilegierten Strommengen. Dazu hat die Bundesnetzagentur im Oktober 2020 einen „Leitfaden zum Messen und Schätzen bei EEG-Umlagepflichten" veröffentlicht.

[11] Zum Zeitpunkt der Erstellung des Leitfadens ist eine Novellierung des EEG geplant. Im Rahmen der Änderungen soll u.a. die Grenze für Kleinanlagen von 10 auf 30 kW angehoben werden.

[12] Der Leitfaden gibt das Grundverständnis der Bundesnetzagentur zur Anwendung der Regelungen der Eigenversorgung nach dem EEG 2014 wieder und stellt die Einschätzungen der Bundesnetzagentur zu wesentlichen Praxisfragen dar. Rechtlich bindend ist der Leitfaden somit nicht. Akteure der Energiewirtschaft (z.B. Netzbetreiber) orientieren sich aber im Regelfall an den Aussagen des Leitfadens.

© BBH, 2020

1) Voraussetzungen für die Eigenversorgung nach dem EEG

Um von einer Reduzierung der EEG-Umlage profitieren zu können, müssen die Voraussetzungen für die Eigenversorgung erfüllt werden. Gemäß § 3 Nr. 19 EEG 2017 ist Eigenversorgung

> *„der Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt".*

Hieraus leiten sich drei Voraussetzungen ab, die kumulativ für die Eigenversorgung erfüllt sein müssen:

- Keine Durchleitung durch ein Netz
- Unmittelbarer räumlicher Zusammenhang
- Personenidentität

Die Eigenversorgung setzt nach § 62b Abs. 5 EEG 2017 zudem voraus, dass die Erzeugung und der Verbrauch von Strom **zeitgleich** (bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall) erfolgen.

Zum **Nachweis** der Personenidentität und der Zeitgleichheit ist zudem nach § 62b EEG 2017 grundsätzlich eine **mess- und eichrechtskonforme Messung** der Ist-Erzeugung und des Ist-Verbrauchs der eigenverbrauchten Strommengen bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall erforderlich.

Die Überprüfung des Vorliegens der Voraussetzungen ist dem Eigenversorger selbst überlassen. Bei Zweifeln über das Vorliegen der Voraussetzungen sollte daher eine rechtliche Prüfung durch Expertinnen und Experten erfolgen. Das gilt umso mehr, als Eigenversorgungsprojekte oftmals nur durch die Einsparung bei der EEG-Umlage wirtschaftlich sind.

© BBH, 2020

a) Unmittelbarer räumlicher Zusammenhang

Der Strom darf nach § 3 Nr. 19 EEG 2017 nur im **unmittelbaren räumlichen Zusammenhang** zur Stromerzeugungsanlage verbraucht werden. Der Begriff des *„unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs"* wird im EEG 2017 **nicht definiert**. Hinsichtlich seiner Auslegung werden in der Praxis verschiedene Auffassungen vertreten.[13]

In der Gesetzesbegründung zu § 3 Nr. 19 EEG 2017 wird erläutert, dass diese Norm der Vorgängernorm (§ 5 Nr. 12 EEG 2014) entspreche.[14] Dem folgend kann **zur Orientierung** auf die bis zu diesem Zeitpunkt geltende Praxis der Clearingstelle EEG|KWKG, die Rechtsprechung und insbesondere den Leitfaden der Bundesnetzagentur zur Eigenversorgung zurückgegriffen werden.

Nach Aussage der Bundesnetzagentur im Leitfaden zur Eigenversorgung dürfte ein unmittelbarer räumlicher Zusammenhang[15]

> *„regelmäßig jedenfalls dann gegeben sein, wenn sich die Stromerzeugungsanlage und die Verbrauchsgeräte des potentiellen Eigenversorgers in bzw. auf **demselben Gebäude** befinden. Auch auf **demselben Grundstück** oder auf **demselben, räumlich zusammengehörigen und überschaubaren Betriebsgelände** wird typischer Weise noch von einem unmittelbaren räumlichen Zusammenhang auszugehen sein, sofern dieser nicht durch störende Hindernisse (wie z.B. nicht vom Eigenversorger selbst genutzte Gebäude oder Betriebseinrichtungen) unterbrochen wird."*
>
> (**Hervorhebungen** durch Unterzeichner)

Des Weiteren führt die Bundesnetzagentur aus, dass[16]

> *„[…] der unmittelbare Zusammenhang **je nach den Gesamtumständen vor Ort** beispielsweise durch öffentliche Straßen, Schienentrassen, Bauwerke, Grundstücke sowie andere bauliche oder natürliche Hindernisse wie beispielsweise Flüsse oder Waldstücke unterbrochen sein [kann]. Wird der Zusammenhang durch unterbrechende Elemente gestört, so kann die Störung in engen Grenzen durch räumlich-funktional stark verbindende Bauwerke mit offensichtlicher, funktional verbindender Bedeutung, wie bspw. Förderbänder, über-*

[13] Salje, EEG 2017, 8. Auflage 2018, Rn. 15 ff..
[14] BT-Drs. 18/8860, S. 185.
[15] BNetzA, Leitfaden zur Eigenversorgung, Juli 2016, S. 35.
[16] BNetzA, Leitfaden zur Eigenversorgung, Juli 2016, S. 36.

wunden werden. Verbindungen z.B. über gemeinsam genutzte Versorgungseinrichtungen wie z.B. Strom- oder Telekommunikationsleitungen reichen dagegen nicht aus."

(**Hervorhebungen** durch Unterzeichner)

Schließlich konstatiert die Bundesnetzagentur:[17]

*„Ob das Kriterium des unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs vorliegt, verschließt sich einer pauschalen Vorgabe [...] und ist **in Zweifelsfällen nach den jeweiligen Umständen des Einzelfalls unter Beachtung des Sondercharakters der Norm zu prüfen**.*"

(**Hervorhebungen** durch Unterzeichner)

Im Ergebnis lässt sich festhalten, dass die Voraussetzung des unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs bei der Eigenversorgung innerhalb eines Gebäudes regelmäßig unproblematisch ist. Auch innerhalb eines gewerblichen Betriebsgeländes wird üblicherweise die Voraussetzung des unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs gegeben sein.

Vorsicht ist jedoch vor allem dann geboten, wenn ein ganzes Quartier versorgt wird oder sich die Eigenversorgung über ein Gewerbegebiet erstreckt. Das gilt insbesondere dann, wenn zwischen der Stromerzeugungs- und der Stromverbrauchseinrichtung in verschiedenen Gebäuden zusätzlich trennende Elemente (wie z.B. Straßen) liegen.

Der „unmittelbare räumliche Zusammenhang" im Sinne der Eigenversorgung nach § 3 Nr. 19 EEG 2017 darf nicht mit dem „räumlich zusammengehörenden Gebiet" als Voraussetzung für die Kundenanlage nach § 3 Nr. 24a EnWG verwechselt werden. Das gilt insbesondere auch für die zum Begriff der Kundenanlage ergangene Rechtsprechung und den dortigen Ausführungen zum „räumlich zusammengehörenden Gebiet".

[17] Ebenda.

b) Keine Durchleitung durch ein Netz

Weitere Voraussetzung ist, dass der Strom, welcher in der PV-Anlage erzeugt und vom Betreiber der Anlage selbst verbraucht wird, nicht durch ein Netz durchgeleitet wird.

Selbsterzeugter Strom, der vom potentiellen Eigenversorger in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird, ist daher ebenso wie selbstverbrauchter Strom, der aus dem Netz bezogen wird, von der Eigenversorgung ausgeschlossen. Dabei gilt sowohl die physikalische als auch die kaufmännisch-bilanzielle Einspeisung von Strom in ein Netz als Durchleitung.[18]

Nach Maßgabe des § 3 Nr. 35 EEG 2017 ist ein Netz

> *„die Gesamtheit der miteinander verbundenen technischen Einrichtungen zur Abnahme, Übertragung und Verteilung von Elektrizität für die **allgemeine Versorgung**, […].“*
>
> (**Hervorhebung** durch Unterzeichner)

Das EEG bestimmt jedoch nicht, wann ein Netz „für die allgemeine Versorgung“ vorliegt. Sowohl in der Literatur als auch im Rahmen des Leitfadens der Bundesnetzagentur wird aber übereinstimmend vertreten, dass hinsichtlich dieses Begriffs auf die Definition zurückgegriffen werden kann, wie sie in § 3 Nr. 17 EnWG verwendet wird.[19] Danach sind **Energieversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung**

> *„Energieversorgungsnetze, die der Verteilung von Energie an Dritte dienen und von ihrer Dimensionierung nicht von vornherein nur auf die Versorgung bestimmter, schon bei der Netzerrichtung feststehender oder bestimmbarer Letztverbraucher ausgelegt sind, sondern grundsätzlich für die Versorgung jedes Letztverbrauchers offen stehen, […].“*

In Abgrenzung zu einem solchen (öffentlichen) Netz ist für das Vorliegen einer Eigenversorgung notwendig, dass die Durchleitung des Stroms nicht durch ein (öffentliches) Netz erfolgt; in aller Regel muss der selbsterzeugte Strom also schlicht in

[18] BNetzA, Leitfaden zur Eigenversorgung, Juli 2016, S. 37.
[19] Ebenda.

der Kundenanlage verbleiben.[20] Auch innerhalb eines geschlossenen Verteilernetzes im Sinne des § 110 EnWG ist eine Eigenversorgung möglich.

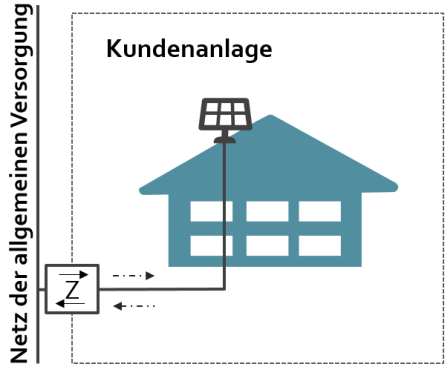

Abbildung 2 - Zulässige Eigenversorgung ohne Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung

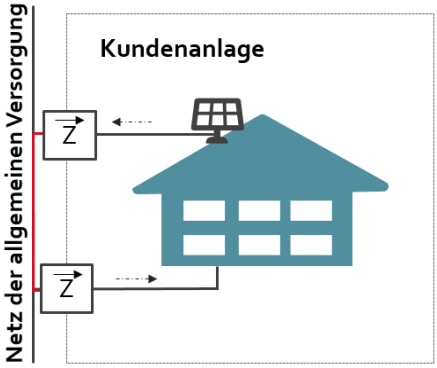

Abbildung 3 - Unzulässige „Eigenversorgung" mit Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung

c) Personenidentität von Anlagenbetreiber und Letztverbraucher

Für das Vorliegen der Personenidentität nach § 3 Nr. 19 EEG 2017 müssen der Betreiber der Stromerzeugungsanlage („*Anlagenbetreiber*") und der Betreiber der Stromverbrauchseinrichtung („*Letztverbraucher*") personenidentisch sein. Es kommt also bei der Eigenversorgung mit einer PV-Anlage maßgeblich darauf an, wer die PV-Anlage und wer die Stromverbrauchseinrichtung betreibt.

Dies setzt unter Berücksichtigung der einschlägigen Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs eine **Personenidentität im juristischen Sinne** voraus. Die Betreiberin der Stromerzeugungsanlage muss also dieselbe juristische Person sein, die auch die Verbrauchsgeräte betreibt.[21] Das gleiche Verständnis teilt auch die Bundesnetzagentur in ihrem Leitfaden zur Eigenversorgung. Dort wird zur Personenidentität ausgeführt:[22]

> *„Eine Eigenversorgung setzt gemäß § 5 Nr. 12 EEG [2014] voraus, dass die natürliche oder juristische Person, die den Strom selbst verbraucht, zugleich auch die Stromerzeugungsanlage, in der dieser Strom erzeugt wird, selbst betreibt. Es muss demnach eine strikte Personenidentität zwischen dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage und dem Letztverbraucher bestehen."*

[20] Cosack, in: Frenz/Müggenborg [Hrsg.], EEG-Kommentar, 3. Auflage, § 37 Rn. 94; Schumacher, in: Säcker [Hrsg.], Kommentar zum EEG 2014, § 5 Rn. 83.
[21] BGH, Urteil vom 21.12.2009, Az. VIII ZR 35/09.
[22] BNetzA, Leitfaden zur Eigenversorgung, Juli 2016, S. 29.

© BBH, 2020

Die Personenidentität ist also **eng auszulegen und streng formal** zu verstehen. Es ist nicht ausreichend, dass die Eigenversorgung innerhalb eines verbundenen Unternehmens stattfindet. Eine Konzernmutter kann also beispielsweise zusammen mit ihrer Tochtergesellschaft kein Eigenversorgungkonzept umsetzen.

Für die Bestimmung der Betreibereigenschaft gelten für Stromerzeugungsanlagen und Stromverbrauchseinrichtungen **dieselben Maßstäbe**. Nach der Gesetzesbegründung zum sogenannten „Energiesammelgesetz" ist grundsätzlich auf die von der Rechtsprechung und der Bundesnetzagentur in ihrem **Leitfaden zur Eigenversorgung** herausgearbeiteten Kriterien zur Bestimmung des Betreibers einer Stromerzeugungsanlage zurückzugreifen.[23] Es kommt also maßgeblich darauf an,

- wer die tatsächliche Herrschaft über die Stromverbrauchseinrichtung/ Stromerzeugungsanlage ausübt (**1. Voraussetzung**),
- ihre Arbeitsweise eigenverantwortlich bestimmt (**2. Voraussetzung**) und
- das wirtschaftliche Risiko trägt (**3. Voraussetzung**).[24]

Die tatsächliche Herrschaft übt dabei regelmäßig die Person aus, welche die Sachherrschaft (**Besitz**) hat (**1. Voraussetzung**). Die Arbeitsweise bestimmt die Person, die vorgeben kann, wie die Stromverbrauchseinrichtung/Stromerzeugungsanlage benutzt wird (**2. Voraussetzung**). Zu beachten ist aber, dass bei der Ermittlung der Betreibereigenschaft – so die Gesetzesbegründung – die wirtschaftliche Risikotragung (**3. Voraussetzung**) ein „*trennscharfes*" Kriterium sei.[25]

Wer letztlich die wirtschaftlichen Risiken trägt, ist anhand einer „*Gesamtschau*" vorzunehmen. Kriterien, die dabei zu berücksichtigen sein sollen, lassen sich der vorhandenen Rechtsprechung entnehmen (**vgl. hierzu etwa OLG Hamburg, Urt. v. 05.07.2016, Az. 9 U 157/15**). So sollen die nachfolgenden Aspekte zu beachten sein:

- Tragung des Ausfallrisikos der Stromverbrauchseinrichtung/Stromerzeugungsanlage,
- Übernahme der Kosten für Reparatur und Wartung der Stromverbrauchseinrichtung/der Stromerzeugungsanlage sowie Verpflichtung zur Instandhaltung,

[23] BT-Drs. 19/5523, Seite 81.
[24] BNetzA, Leitfaden zur Eigenversorgung, Juli 2016, S. 22 und 24.
[25] BT-Drs. 19/5523, Seite 81 f..

© BBH, 2020

- Haftung für Schäden der Stromverbrauchseinrichtung/der Stromerzeugungsanlage,

- Verantwortung zur Beschaffung von Ersatzgeräten.

Eine Zuordnung und Zuweisung wirtschaftlicher Risiken kann durch eine vertragliche Gestaltung erfolgen. Es ist weit verbreitet, Anlagen oder auch Verbrauchseinrichtungen durch vertragliche Regelungen einer juristischen Person zuzuordnen. Eine Zuordnung erfolgt häufig durch einen Pachtvertrag, der die wirtschaftliche Risikoverteilung entsprechend den benannten Kriterien vorsieht.

Hierbei ist zu beachten, dass ggf. weitere Verträge erstellt oder angepasst werden müssen. Neben einem Pachtvertrag für die Zuordnung der PV-Anlage ist beispielweise auch ein Dachflächen-Pachtvertrag notwendig. Bei einer verpachteten Dachfläche muss z.B. geregelt sein, wer die Kosten trägt, wenn das Dach renoviert werden muss und deshalb die PV-Anlage längere Zeit ausfällt.

In ihrem „Leitfaden zum Messen und Schätzen bei EEG-Umlagepflichten" hat sich die Bundesnetzagentur zum Verhältnis der Betreiber-Voraussetzungen zueinander geäußert. Danach müssen die Voraussetzungen kumulativ vorliegen. Allerdings kommt dem Kriterium „Tragung des wirtschaftlichen Risikos" eine besondere Bedeutung zu. In dem Leitfaden heißt es:

> *„Die „kumulative" Beachtung der drei Kriterien kann ausnahmsweise auch eine Zuordnung der Betreibereigenschaft auf Grundlage einer „wertenden Gesamtbetrachtung" erforderlich machen, wobei der wirtschaftlichen Risikotragung im Zweifel ein besonderes Gewicht beizumessen ist. Maßstab für eine „wertende Gesamtbetrachtung" bleiben stets die objektiven Umstände; eine Wahlmöglichkeit, die Betreiberkriterien je nach subjektiver Zielsetzung unterschiedlich zu gewichten oder gar zu ignorieren, ist damit nicht verbunden. Derjenige, der Eigenversorgungsprivilegien geltend macht, trägt die Darlegungs- und Beweislast, dass er die entsprechenden Stromerzeugungsanlagen und Verbrauchsgeräte selbst betreibt und somit den Strom selbst erzeugt und verbraucht."*[26]

Ein gemeinsamer Betrieb von Stromerzeugungsanlagen mit der Folge, dass mehrere Verbraucher in einem Gebäude oder an einem Standort Eigenversorger mit einer einzelnen Stromerzeugungsanlage sein können, ist nach Auffassung der Bundesnetzagentur nicht möglich. Betreiben mehrere Personen eine Erzeugungsanlage

[26] BNetzA, Leitfaden zum Messen und Schätzen bei EEG-Umlagepflichten, Oktober 2020, S. 16, Fn. 12.

entsteht nach Auffassung der Bundesnetzagentur vielmehr eine BGB-Gesellschaft, d.h. eine weitere Person, die die Personenidentität mit den Betreibern der Verbrauchsgeräte ausschließt.

Exkurs – Gefahr der gewerbesteuerlichen Infizierung

Vermieter, die nach §§ 3 Nr. 15, 9 Nr. 1 S. 2 GewStG von der Gewerbesteuer befreit sind, laufen Gefahr, dass ihre Tätigkeit insgesamt als „gewerblich" eingestuft wird, falls sie neben ihrer Tätigkeit als Vermieter auch Stromerzeugungsanlagen betreiben (sog. „Infizierung" des Gesamtunternehmens mit der Gewerbesteuer).

Der Betrieb einer Stromerzeugungsanlage, z.B. einer PV-Anlage in der Eigenversorgung mit Überschusseinspeisung oder zur Mieterstromversorgung, kann bereits zur Infizierung des Gesamtunternehmens mit der Gewerbesteuer führen, d.h. auch des Vermietungsgeschäfts. Dies gilt auch für den Betrieb von Ladesäulen für die Elektromobilität. Unklar ist die gewerbesteuerliche Bewertung des Betriebs von Klimaanlagen und der Lieferung von Kälte.

Es ist also dringend anzuraten, ein Prosumer-Konzept erst nach eingehender steuerlicher Prüfung zu verwirklichen. Das bedeutet nicht, dass seitens der Immobilienwirtschaft auf derartige Projekte verzichtet werden muss. In der Regel ist eine gesellschaftsrechtliche Lösung des Problems der gewerbesteuerlichen Infizierung möglich. Hierfür wird beispielsweise eine weitere Gesellschaft gegründet, die den Betrieb der PV-Anlage übernimmt.

d) Strommengenabgrenzung

Im Rahmen der Eigenversorgung sind Strommengen, für die die volle oder anteilige EEG-Umlage zu zahlen ist, durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen zu **erfassen**, § 62b Abs. 1 **Satz 1** EEG 2017.

Sofern für Strommengen nur eine anteilige oder gar keine EEG-Umlage zu zahlen ist oder die Zahlung verweigert werden kann, sind diese Strommengen von Strommengen, die einer Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage in anderer Höhe unterliegen, **grundsätzlich** durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen **abzugrenzen**, § 62b Abs. 1 **Satz 2** EEG 2017.

© BBH, 2020

Der typische Fall sind Industriestandorte bei denen der Hauptverbraucher Eigenversorgungsanlagen betreibt oder von der besonderen Ausgleichsregelung profitiert, d.h. bei der EEG-Umlage privilegiert ist.

Innerhalb der Kundenanlage dieser Standorte gibt es immer andere Letztverbraucher, deren Stromverbrauch nicht privilegiert ist. Beispiele sind der private Stromverbrauch von Mitarbeitern (das Laden von Handys, private Radios, Wasserkocher, Kaffeemaschinen, private Elektrofahrzeuge usw.), verpachtete Kantinen, vermietete Hausmeisterwohnungen, Reinigungsunternehmen, Besucher und Baustellen.

Von dem im § 62b Abs. 1 EEG 2017 geregeltem Grundsatz, dass Strommengen, für die eine unterschiedlich hohe EEG-Umlage zu zahlen ist, mit mess- und eichrechtskonformen Messeinrichtungen voneinander abzugrenzen sind, sehen die §§ 62a und 62b Abs. 2 EEG 2017 Ausnahmen vor:

- § 62a EEG 2017 sieht vor, dass sich der Hauptstromverbraucher an einem Standort, der in der Regel auch der privilegierte Eigenversorger ist, unter bestimmten Voraussetzungen Bagatellverbräuche Dritter zurechnen darf, d.h. er darf diese Verbräuche seinem privilegiertem Eigenverbrauch hinzurechnen. Es ist deshalb auch nicht erforderlich, diese Verbräuche abzugrenzen.

- § 62b Abs. 2 EEG 2017 sieht unter bestimmten Voraussetzungen vor, dass auf eine Abgrenzung von Strommengen mit mess- und eichrechtskonformen Messeinrichtungen verzichtet werden kann.

Diese Erleichterungen sollen im Folgenden zusammen mit dem Vorgehen bei der Prüfung der Eigenversorgungsvoraussetzungen und der Strommengenabgrenzung erläutert werden.

Die Prüfung, ob eine privilegierte Eigenversorgung oder eine nicht privilegierte Stromlieferung vorliegt, und die Strommengenabgrenzung erfolgt in drei Schritten:

(1) Schritt 1: Liegt eine „*Weiterleitung*" von Strom an einen Dritten vor?

Im ersten Schritt ist zu prüfen, ob der erzeugte Strom der Eigenversorgung zugeordnet werden kann oder ob eine Stromweiterleitung an einen Dritten vorliegt.

Hierbei ist zu untersuchen, wer Betreiber der Stromerzeugungsanlage und wer Betreiber der Stromverbrauchseinrichtung ist. Unterscheiden sich die Betreiber und wird der erzeugte Strom durch einen Dritten am Standort verbraucht, liegt eine

Stromlieferung an einen Dritten vor, vgl. hierzu bereits die Ausführungen zur Personenidentität Teil 2C.I.1)c). Eine Einspeisung von Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung ist im Regelfall keine Stromlieferung an einen Letztverbraucher und damit nicht umlagepflichtig.

(2) Schritt 2: Zurechnung von Bagatellverbräuchen

Auch wenn eine Stromweiterleitung an einen Dritten vorliegt, kann der Stromverbrauch bei sogenannten „Bagatellsachverhalten" (**§ 62a EEG 2017**) ausnahmsweise dem Stromverbrauch des Eigenversorgers zugerechnet werden.

So können nach der vorstehenden Norm Stromverbräuche **Dritter** den übrigen Stromverbräuchen des Eigenversorgers zugerechnet werden und bedürfen keiner Abgrenzung nach § 62b Abs. 1 EEG 2017, wenn sie (**kumulativ**)

- geringfügig sind,
- üblicherweise und im konkreten Fall nicht gesondert abgerechnet werden **und**
- verbraucht werden,
    - in den Räumlichkeiten, auf dem Grundstück oder dem Betriebsgelände des Letztverbrauchers **und**
    - im Fall einer gewerblichen Nutzung zur Erbringung einer Leistung der anderen Person gegenüber dem Letztverbraucher oder des Letztverbrauchers gegenüber der anderen Person (**III.**).

Nach den Ausführungen in den Gesetzgebungsmaterialien zum Kriterium der „***Geringfügigkeit***" des Drittverbrauchs scheidet eine Geringfügigkeit jedenfalls dann aus, wenn der Jahresverbrauch eines „***gewöhnlichen Haushaltskunden***" überschritten wird.[27] Die Bundesnetzagentur und das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle gehen in diesem Zusammenhang von einem „Orientierungswert" von **3.500 kWh/Jahr** aus.[28]

[27] BT-Drs. 19/5523, Seite 83.

[28] BNetzA, Leitfaden zum Messen und Schätzen bei EEG-Umlagepflichten, Oktober 2020, S. 45f; BAFA, Hinweisblatt zur Strommengenabgrenzung für das Antragsjahr 2020, S. 3.

Dem Leitfaden der Bundesnetzagentur lässt sich nicht eindeutig entnehmen, ob sich dieser „Orientierungswert" auf den Verbrauch einer (juristischen) Person, auf eine „Verbrauchskonstellation" oder ein Verbrauchsgerät beziehen soll. Aus dem Kontext ergibt sich aber, dass der „Orientierungswert" von 3.500 kWh ein Anhaltspunkt für alle Konstellationen sein soll.[29]

Für Verbrauchsgeräte, die im Dauerbetrieb eingesetzt werden, findet sich in dem Leitfaden zusätzlich eine Grenze von 400 W Aufnahmeleistung. Ein Gerät mit einer Aufnahmeleistung von 400 W verbraucht im Jahr 3.504 kWh, wenn es ohne Unterbrechung betrieben wird. Bei einem einzelnen Gerät mit einer Aufnahmeleistung über 400 W, das dauerhaft betrieben wird, liegt also keine Bagatelle mehr vor.

Bei mehreren Verbrauchsgeräten mit einer höheren Aufnahmeleistung, die aber nur kurz betrieben werden, so dass der Orientierungswert von 3.500 kWh/a insgesamt nicht überschritten wird, kann dagegen ein Bagatellverbrauch vorliegen.

Zudem verhindert eine Abrechnung des weitergeleiteten Stroms stets die Annahme eines Bagatellfalles. So führt die Gesetzesbegründung aus:[30]

> *„Wird der Strom aber im konkreten Fall abgerechnet, ist offenkundig, dass es sich auch aus Sicht desjenigen, der ihn zur Verfügung stellt, gerade nicht um einen Bagatellverbrauch handelt."*

Ferner ist für einen Bagatellsachverhalt notwendig, dass der Stromverbrauch des Dritten in den **Räumlichkeiten bzw. auf dem Grundstück oder Betriebsgelände** des (Haupt-)Letztverbrauchers stattfindet. Ausweislich der Gesetzesbegründung kommt[31]

> *„[…] eine Zuordnung von Dritt-Bagatellverbräuchen […] nur dort in Betracht, wo auch die übrigen Stromverbräuche grundsätzlich ebenfalls dem Letztverbraucher zugeordnet werden können. Bei Stromverbräuchen außerhalb des räumlichen Bereichs, in dem der Letztverbraucher für gewöhnlich die Sachherrschaft über die Verbrauchseinrichtungen selbst innehat, wird es zudem zumutbar sein, diese durch entsprechende Messeinrichtungen eigenständig zu erfassen und abzugrenzen."*

[29] BNetzA, Leitfaden zum Messen und Schätzen bei EEG-Umlagepflichten, Oktober 2020, S. 48.
[30] BT-Drs. 19/5523, S. 83.
[31] BT-Drs. 19/5523, S. 84.

© BBH, 2020

Die Bundesnetzagentur folgert hieraus, dass eine Bagatelle entfällt, wenn der Bagatellverbrauch eines Dritten in dessen eigenen (z. B. in seinem Eigentum stehenden oder auf Dauer gemieteten bzw. gepachteten) Räumlichkeiten stattfindet.[32]

Hinsichtlich des Falls einer gewerblichen Nutzung zur Erbringung einer Leistung der anderen Person gegenüber dem Letztverbraucher (hier: dem Eigenversorger) oder des Letztverbrauchers (hier: des Eigenversorgers) gegenüber der anderen Person führt die Gesetzesbegründung aus:[33]

> *„Während es sich bei der ersten Alternative regelmäßig um Handwerkerfälle oder dergleichen handeln wird, soll die zweite Alternative die Fälle erfassen, in welchen der Letztverbraucher [Eigenversorger] eine gewerbliche Leistung gegenüber dem Anderen erbringt und ihm hierbei einen Stromverbrauch ermöglicht. Dies ist insbesondere bei Beherbergungs- oder Transportleistungen der Fall, bei denen dem Gast oder Passagier ein Stromverbrauch ermöglicht wird."*

(3) Schritt 3: Erfassung und Abgrenzung von Eigen- und Drittverbrauchsmengen

Grundsätzlich müssen nach § 62b Abs. 1 EEG 2017 die umlagepflichtigen Strommengen durch **mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen** erfasst und abgegrenzt werden. (Zu den Anforderungen an die Messeinrichtung vgl. Teil 2C.I.1)f).) In Ausnahmefällen ist aber auch ein Recht zur Schätzung vorgesehen.

(a) Abgrenzungsmethode

Die Regelung in § 62b EEG 2017 gibt in diesem Kontext den konkreten Messaufbau nicht vor. Aus dem Wortlaut des § 62b Abs. 1 Satz 1 und 2 EEG 2017 ergibt sich, dass sowohl die voll oder anteilig mit der EEG-Umlage belasteten Strommengen als auch nur die anteilig oder gar nicht mit der EEG-Umlage belasteten Strommengen erfasst werden können.[34]

Es ist also möglich, die Eigenversorgungsmenge sowohl durch die Erfassung des eigenen Stromverbrauchs („Positivmethode") als auch durch die Erfassung des Stromverbrauchs der Dritten („Negativmethode") zu ermitteln.

---

[32] BNetzA, Leitfaden zum Messen und Schätzen bei EEG-Umlagepflichten, Oktober 2020, S. 43.

[33] BT-Drs. 19/5523, S. 84.

[34] BNetzA, Leitfaden zum Messen und Schätzen bei EEG-Umlagepflichten, Oktober 2020, S. 54 und zuvor die Konsultationsfassung für ein „Hinweispapier zum Messen und schätzen bei EEG-Umlagepflichten, Juli 2019, S. 37.

(b) Ausnahmen vom Grundsatz der Messung - Recht zur Schätzung

Unter bestimmten Voraussetzungen kann eine messtechnische Abgrenzung aber durch eine **Schätzung** ersetzt werden. Auf eine mess- und eichrechtskonforme Abgrenzung kann verzichtet werden, wenn

- innerhalb einer anteilig mit EEG-Umlage belasteten Strommenge, der jeweils geltende **höchste EEG-Umlagesatz** angesetzt und entsprechend entrichtet wird (vgl. § 62b Abs. 2 Nr. 1 EEG 2017) **oder**

- die Abgrenzung **technisch unmöglich oder mit unvertretbarem Aufwand** verbunden ist und auch eine Abrechnung mit dem höchsten Umlagesatz aufgrund der Menge des privilegierten Stroms, für den in Ermangelung der Abgrenzung der innerhalb dieser Strommenge geltende höchste EEG-Umlagesatz anzuwenden wäre, nicht **wirtschaftlich zumutbar** ist (vgl. § 62b Abs. 2 Nr. 2 EEG 2017).

Die schätzweise Abgrenzung ist zudem für Strommengen vorgesehen, die in der **Vergangenheit (vor dem 01.01.2018)** verbraucht wurden bzw. noch in einer **Übergangszeit (nach dem 01.01.2018 und vor dem 31.12.2020)** verbraucht wurden (vgl. § 104 Abs. 10 und 11 EEG 2017).

Diese Schätzung selbst hat nach § 62b Abs. 3 Satz 2 EEG 2017 in sachgerechter und in einer für einen nicht sachverständigen Dritten jederzeit **nachvollziehbaren und nachprüfbaren Weise** zu erfolgen.

Bei der Schätzung muss sichergestellt werden, dass auf die gesamte Strommenge nicht weniger EEG-Umlage gezahlt wird als im Fall einer Abgrenzung durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen.

e) Zeitgleichheit

Nach **§ 62b Abs. 5 Satz 1 EEG 2017** darf bei der Berechnung der selbst erzeugten und selbst verbrauchten Strommengen unabhängig davon, ob die volle, eine anteilige oder keine EEG-Umlage zu zahlen ist, Strom höchstens bis zu der Höhe des aggregierten Eigenverbrauchs, bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall (**Zeitgleichheit**), berücksichtigt werden.

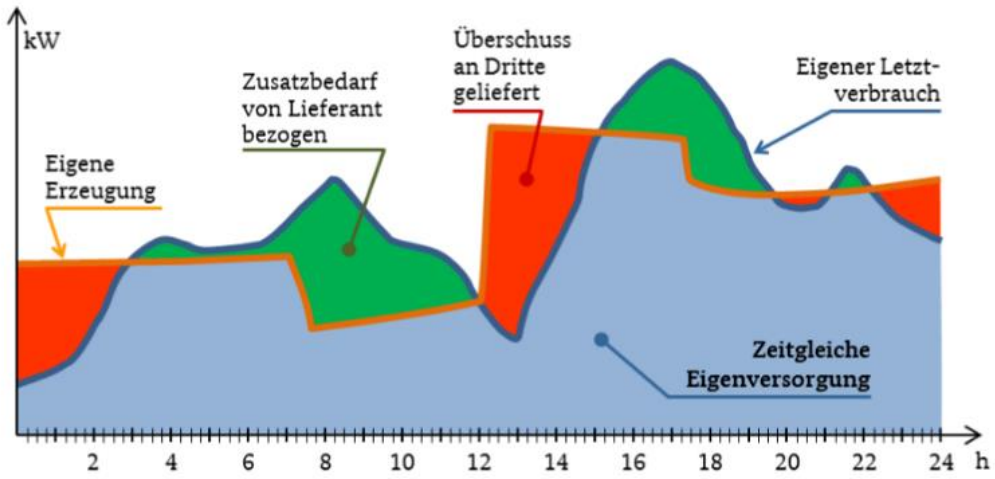

Abbildung 4 - Gegenüberstellung von Erzeugung und Verbrauch (Quelle: Leitfaden Eigenversorgung, Bundesnetzagentur vom Juli 2016, Seite 38)

Die eigenerzeugten und -verbrauchten Strommengen können also nur in der Höhe, in der sie einander „zeitgleich" (bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall) gegenüberstehen, zur Eigenversorgung genutzt werden. Dadurch ist der im Rahmen einer Eigenversorgung genutzte Strom auf den jeweils niedrigeren Wert des selbst erzeugten und des selbst verbrauchten Stroms je Viertelstunde begrenzt.

Der Leitfaden zur Eigenversorgung führt hierzu aus:[35]

> *„Erzeugt der Eigenversorger in einer Viertelstunde mehr Strom, als er in derselben Viertelstunde selbst verbraucht, so liefert er diesen Überschussstrom an einen Dritten. Erzeugt der Eigenversorger in einer Viertelstunde weniger Strom, als er in derselben Viertelstunde selbst verbraucht, so bezieht er seinen zusätzlichen Stromverbrauch (im Folgenden auch „Zusatzbedarf") von einem Dritten."*

Nach **§ 62b Abs. 5 S. 2 EEG 2017** kann auf eine mess- und eichrechtskonforme **Messung** der Ist-Erzeugung und des Ist-Verbrauchs, bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall **verzichtet** werden, wenn die Zeitgleichheit anderweitig sichergestellt wird. Das ist beispielsweise dann der Fall, wenn die Zeitgleichheit schon technisch sichergestellt ist oder beispielsweise die sogenannte „gewillkürte Nachrangregelung" angewandt wird.[36]

[35] BNetzA, Leitfaden zur Eigenversorgung, Juli 2016, S. 37f..
[36] BT-Drs. 19/5523, S. 86.

© BBH, 2020

f) Anforderungen an die Messeinrichtungen

Aus den Anforderungen der Eigenversorgung an die Strommengenabgrenzung und an die Zeitgleichheit ergeben sich die Vorgaben für die gesetzeskonforme Messeinrichtung im Sinne des EEG. Die mess- und eichrechtskonformen Messeinrichtungen im Sinne von § 62b Abs. 1 EEG 2017 müssen drei Messfunktionen erfüllen:

- die Erfassung der **Wirkarbeit** (kWh),
- die Erfassung der Wirkarbeit in einer Zeitperiode von 15 Minuten (**Messperiode**) und
- die Erfassung der Wirkarbeit innerhalb von 15 Minuten zu einem bestimmten Zeitpunkt (**gesetzliche Zeit**).

Diese Anforderungen werden in der Regel durch Messgeräte mit einer registrierenden Leistungsmessung (RLM) oder durch Messgeräte mit einer Zählerstandsgangmessung erfüllt. Die üblicherweise in Bürogebäuden verbauten MID-Zähler, die nur die bezogene Arbeit mess- und eichrechtskonform erfassen, reichen hierfür nicht aus.

Ob eine Messeinrichtung die drei Messfunktionen auch **mess- und eichrechtskonform** erfüllt, richtet sich nach den Bestimmungen des Mess- und Eichrechts. Die zu beachtenden wesentlichen Anforderungen werden durch den Regelermittlungsausschuss bei der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt (**PTB**) ermittelt, soweit es keine harmonisierte Norm oder normativen Dokumente für das Messgerät gibt.

Zum Nachweis muss gemäß § 6 Abs. 3 MessEG eine entsprechende Konformitätsbewertung erfolgreich durchgeführt worden sein, und es muss eine entsprechende **Konformitätserklärung** vorliegen. Die Konformität des Messgeräts muss gemäß § 6 Abs. 4 MessEG durch ein entsprechendes **Kennzeichen** bestätigt sein.

2) Meldepflichten im Rahmen der Eigenversorgung nach dem EEG

Im Rahmen der Eigenversorgung sind zahlreiche Meldepflichten nach dem EEG 2017 zu beachten.

Dazu zählt zum einen die Meldung der sogenannten **„Basisangaben"**, die seit dem 1.1.2017 an die zuständigen Netzbetreiber und die Bundesnetzagentur gemeldet werden müssen, §§ 74 Abs. 1 bzw. 74a Abs. 1 EEG 2017. Zum anderen zählt hierzu aber auch die wiederkehrende **Meldung der umlagepflichtigen Strommengen**

nach §§ 74 Abs. 2 (gelieferte Strommengen) bzw. 74a Abs. 2 EEG 2017 (umlagepflichtige Strommengen des Eigenversorgers).

Nachfolgend werden die wichtigsten Meldepflichten kurz dargestellt. Die dargestellten Meldepflichten erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Im Grundsatz richten sich die Meldepflichten nach dem EEG danach, ob der gesamte erzeugte Strom durch den Eigenversorger selbst verbraucht wird oder ob auch Strommengen an Dritte geliefert werden.

Verbraucht der Eigenversorger den erzeugten Strom **vollständig zu jeder Viertelstunde des Jahres** selbst, so ist er als **Eigenversorger nach § 74a Abs. 2 EEG 2017** zur Meldung gegenüber dem örtlichen Verteilnetzbetreiber verpflichtet.

Werden **(auch nur geringfügige) Strommengen an Dritte weitergeleitet,** so wird der Eigenversorger zum **Elektrizitätsunternehmen** im Sinne des EEG (vgl. § 3 Nr. 20 EEG) und die Strommengenmeldung hat nach **§ 74 EEG 2017** gegenüber dem regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber zu erfolgen. Das gilt auch für die sonst nach § 74a Abs. 2 EEG 2017 zu meldenden umlagepflichtigen Eigenversorgungsmengen.

a) Meldepflichten gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber (Elektrizitätsversorgungsunternehmen)

Die Lieferung von Strom an Dritte stellt eine Lieferung von Strom durch ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen an Letztverbraucher im Sinne des § 60 Abs. 1 EEG 2017 dar. Das gilt auch dann, wenn die Lieferung innerhalb einer Kundenanlage erfolgt. Folglich ist der Eigenversorger (hier in der Rolle als Elektrizitätsversorgungsunternehmen) nach § 74 EEG 2017 gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber meldepflichtig, wenn nicht der gesamte Strom selbst verbraucht wird, sondern Strom (auch) an Dritte geliefert wird.

aa) Basismeldung nach § 74 Abs. 1 EEG 2017

Nach § 74 Abs. 1 Satz 1 EEG 2017 ist der Stromlieferant verpflichtet, dem Übertragungsnetzbetreiber mitzuteilen, dass Strom an Letztverbraucher geliefert wird und diese Strommengen der vollen EEG-Umlage unterliegen. Diese Meldung muss unverzüglich mit Beginn der Lieferung (also mit Inbetriebnahme des Eigenversorgungskonzepts) an den Übertragungsnetzbetreiber erfolgen.

© BBH, 2020

bb) Unverzügliche elektronische Mitteilung der an Letztverbraucher gelieferten Strommengen

Nach § 74 Abs. 2 Satz 1, 1. Halbsatz EEG 2017 muss das Elektrizitätsversorgungsunternehmen (das auch Eigenversorger sein kann) die Drittstrommengen an den regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber elektronisch melden. Die elektronische Mitteilung der gelieferten Strommengen muss dabei über das EEG/KWKG-Portal des regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibers erfolgen. Die monatliche Meldung der gelieferten Strommengen hat **„unverzüglich"** zu erfolgen. Es hat sich diesbezüglich die Praxis etabliert, dass die Meldung für einen Kalendermonat bis zum **15. des Folgemonats** erfolgen muss.

cc) (Jahres-)Endabrechnung nach § 74 Abs. 2 EEG 2017

Bis spätestens zum 31.05. eines Jahres muss die Endabrechnung der Drittstrommengen gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber für das vorangegangene Kalenderjahr erfolgen. Auch die Endabrechnungen sind über das EEG/KWKG-Portal des regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibers vorzunehmen.

b) Meldepflichten gegenüber dem Anschlussnetzbetreiber (reine Eigenversorger ohne Stromlieferung an Dritte)

Werden **alle selbst erzeugten Strommengen** in jeder Viertelstunde des Jahres durch den Eigenversorger selbst verbraucht, sind die Meldungen nach § 74a EEG 2017 gegenüber dem Anschlussnetzbetreiber vorzunehmen.

aa) Basismeldung nach § 74a EEG 2017

Der Eigenversorger ist nach § 74a EEG 2017 verpflichtet, dem Anschlussnetzbetreiber unter anderem mitzuteilen, ob und ab wann ein Fall der Eigenversorgung vorliegt und auf welcher Grundlage die EEG-Umlage sich verringert. Von der Meldung ausgenommen sind nur Anlagen, die über eine Leistung von höchstens 1 kW bzw. bei PV-Anlagen von höchstens 7 kW verfügen.

bb) Meldung der abrechnungsrelevanten Daten

Der Eigenversorger ist nach § 74a EEG 2017 zur Meldung der abrechnungsrelevanten Daten gegenüber dem Anschlussnetzbetreiber verpflichtet. Die Meldung ist erforderlich, damit der zuständige Netzbetreiber die Abrechnung der EEG-Umlage gegenüber dem Eigenversorger vornehmen kann (vgl. § 61 EEG 2017).

© BBH, 2020

Es müssen alle Angaben gemeldet werden, die für die Endabrechnung der EEG-Umlage für das vorangegangene Kalenderjahr erforderlich sind. Hierzu gehört **insbesondere die EEG-umlagepflichtige Strommenge,** die vom Eigenversorger mit der jeweiligen Stromerzeugungsanlage selbst erzeugt und selbst verbraucht wurde. Davon betroffen sind alle neuen PV-Anlagen (mit einem Inbetriebnahmedatum nach dem 31.07.2014), deren Strom anteilig mit EEG-Umlage belastet ist. Die Meldung ist bis zum **28.02.** eines Kalenderjahres vorzunehmen.

Exkurs: Meldepflicht im Marktstammdatenregister

Eine PV-Anlage muss zudem nach § 5 Abs. 1 MaStRV bei Inbetriebnahme im **Marktstammdatenregister (www.marktstammdatenregister.de)** registriert werden. Die Registrierungspflicht gilt für alle unmittelbar oder mittelbar an das Stromnetz (vorgelagerte Netz der allgemeinen Versorgung) angeschlossenen Stromerzeugungseinheiten und Stromspeicher. Die Registrierung muss innerhalb eines Monats nach Inbetriebnahme der Anlage erfolgen (nach § 5 Abs. 5 i.V.m. Abs. 1 MaStRV).

Bei PV-Anlagen ist grundsätzlich auf das einzelne Photovoltaikmodul abzustellen, wobei alle gleichzeitig in Betrieb genommenen Module am selben Standort summarisch eine Einheit bilden (vgl. § 5 Abs. 1 a. E. MaStRV).

3) Rechtsfolgen der Eigenversorgung

Falls die Voraussetzungen für die Privilegierung im Rahmen der Eigenversorgung vorliegen, ist der eigenerzeugte Strom oft deutlich günstiger als der Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung.

Folgende Privilegierungen können für neue PV-Anlagen im Rahmen der Eigenversorgung nach dem EEG geltend gemacht werden:

- Entfallen von Netznutzungsentgelten, Netzumlagen und Konzessionsabgaben
- Entfallen der Stromsteuer bei Anlagen mit einer Nennleistung von unter 2 MW
- Verringerung der EEG-Umlage

Hinsichtlich der **Höhe der abzuführenden EEG-Umlage** ist der Eigenversorger nach dem EEG privilegiert. Der Eigenversorger hat in der Regel unabhängig von der Anlagengröße **nur 40 Prozent** der EEG-Umlage abzuführen, § 61b EEG 2017.

Bei Bestandsanlagen (Inbetriebnahme vor dem 01.08.2014) und bei bestimmten Eigenversorgungskonstellationen – insbesondere kleinen Anlagen unter 10 kW und bis zu einer Strommenge von 10 MWh[37] – ist die EEG-Umlage, falls die Voraussetzungen der §§ 61a ff. EEG 2017 eingehalten werden, auf Null reduziert.

a) Vollständige Befreiung von der EEG-Umlage

Eine vollständige Befreiung von der EEG-Umlage kommt für Anlagen, die nach dem 01.01.2017 in Betrieb genommen wurden, in Betracht, wenn die Voraussetzungen des **§ 61a EEG 2017** vorliegen.

Ausnahmen für Bestandsanlagen:

Für Bestandsanlagen (Eigenerzeugungskonzepte, die vor dem 01.08.2014 in Betrieb genommen wurden) besteht die Möglichkeit einer vollständigen Befreiung von der EEG-Umlage nach den § 61e und § 61f EEG 2017. Auf die Darstellung der hierfür notwendigen und umfangreichen Voraussetzungen wird in diesem Leitfaden, der neu umzusetzende Projekte im Blick hat, verzichtet.

aa) § 61a Nr. 1 EEG 2017 (sog. Kraftwerkseigenverbrauch)

Nach § 61a Nr. 1 EEG 2017 entfällt die EEG-Umlage bei Eigenversorgern, wenn Strom in einer Stromerzeugungsanlage oder in deren Neben- und Hilfsanlagen zur Erzeugung von Strom im technischen Sinn verbraucht wird.

Die Bundesnetzagentur führt im Leitfaden zur Eigenversorgung aus, dass es nach dem Sinn und Zweck der Sonderregelung sachgerecht ist, dass auch der Letztverbrauch durch Leitungs- und Transformatorverluste zwischen der Stromerzeugungsanlage und dem Netzverknüpfungspunkt als erforderlicher Kraftwerkseigenverbrauch im Sinne von § 61a Nr. 1 EEG 2017 von der EEG-Umlage befreit sein kann.[38]

[37] Zum Zeitpunkt der Erstellung des Leitfadens ist eine Novellierung des EEG geplant. Im Rahmen der Änderungen soll u.a. die Grenze für Kleinanlagen von 10 auf 20 kW angehoben werden.
[38] BNetzA, Leitfaden zur Eigenversorgung, Juli 2016, S. 53.

Der Bundesfinanzhof hat zudem ausgeführt, dass nach den steuerrechtlichen Maßstäben auch ein **Wechselrichter** einer PV-Anlage eine Neben- und Hilfsanlage sein kann.[39]

Es liegt daher nahe, die steuerrechtlichen Ausführungen des Bundesfinanzhofes zu Neben- und Hilfsanlagen auf § 61a Nr. 1 EEG 2017 zu übertragen. Damit wären Verluste des Wechselrichters von der EEG-Umlage vollständig befreit.

bb) § 61a Nr. 2 EEG 2017 (sog. Inselbetrieb)

Nach § 61a Nr. 2 EEG kommt eine Befreiung in Betracht, wenn die Stromerzeugungsanlage des Eigenversorgers weder unmittelbar noch mittelbar an ein Netz angeschlossen ist. Dies dürfte im Falle einer Gewerbeimmobilie mit mehreren Mietern selten der Fall sein.

cc) § 61a Nr. 3 EEG 2017 (Vollständige Versorgung mit EE-Strom)

Der Privilegierungstatbestand setzt voraus, dass der Eigenversorger seinen **gesamten Strombedarf** mit dem in seiner Anlage erzeugten Strom deckt. Dies folgt bereits aus dem Wortlaut „**selbst** vollständig […] versorgt" gemäß § 61a Nr. 3 EEG. Die Privilegierung greift somit nicht ein, wenn der Eigenversorger (ggfs. ergänzend) Strom von einem Dritten bezieht, weil dann eine vollständige Selbstversorgung bereits begrifflich ausgeschlossen ist.[40]

Bei der Eigenversorgung (nur) mit einer PV-Anlage in einer Mehr-Mieter-Gewerbeimmobilie ist eine vollständige Eigenversorgung aufgrund der volatilen Entstehung des erneuerbaren Stroms (nachts keine Stromerzeugung) und der Nachfrage der gewerblichen Mieter zu jeder Tageszeit (im Winter jedenfalls auch dann, wenn es dunkel ist) nicht möglich. Auch die Kapazität eines Stromspeichers reicht zumeist nicht aus, eine vollständige Versorgung mit dem eigenerzeugten Strom zu erreichen.

dd) § 61a Nr. 4 EEG 2017 (sog. Kleinanlagenprivileg)

Nach § 61a Nr. 4 EEG 2017 entfällt der Anspruch auf die EEG-Umlage, wenn der Strom in einer Stromerzeugungsanlage mit einer **installierten Leistung von höchs-**

[39] BFH, Urteil vom 06.10.2015, Az. VII R 25/14, Rn. 15.

[40] EEG-Clearingstelle, Empfehlung 2014/31 vom 02.06.2015, S. 9, Rn. 16; BNetzA, Leitfaden zur Eigenversorgung, Juli 2016, S. 59.

© BBH, 2020

tens 10 kW erzeugt wird, für höchstens 10 MWh selbst verbrauchten Stroms pro Kalenderjahr. Dies gilt ab Inbetriebnahme der Anlage für die Dauer von 20 Kalenderjahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres.[41]

Hier gilt es, die Vorgaben zur Anlagenzusammenfassung nach § 24 EEG 2017 zu beachten. Mehrere Kleinanlagen müssen demnach unter Umständen zu einer einzigen größeren Anlage zusammengefasst werden.

b) Reduktion auf 40 % der EEG-Umlage gemäß § 61b EEG 2017

Nach § 61b EEG 2017 verringert sich der Anspruch auf Zahlung der EEG-Umlage nach § 61 Abs. 1 EEG 2017 in einem Kalenderjahr auf 40 Prozent der EEG-Umlage für Strom, der zur Eigenversorgung genutzt wird, wenn in dem Kalenderjahr in der Anlage ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas eingesetzt worden sind.

Für neue PV-Anlagen verringert sich die EEG-Umlage für den eigenverbrauchten Strom demnach stets auf 40 Prozent, wenn nicht ein Fall von § 61a EEG 2017 vorliegt.

c) Stromsteuer

Die Stromsteuer ist eine Verbrauchssteuer. Sie entsteht, wenn Strom durch Letztverbraucher aus dem Versorgungsnetz entnommen wird. Bei Eigenerzeugern entsteht die Steuer mit der Entnahme von Strom zum Selbstverbrauch im Steuergebiet (vgl. § 5 Abs. 1 StromStG).

Nicht jede Entnahme von Strom durch Letztverbraucher ist steuerpflichtig; das StromStG regelt verschiedene Möglichkeiten der Stromsteuerbefreiung. Im vorliegenden Zusammenhang ist insbesondere die Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG von Bedeutung.

Danach ist Strom von der Steuer befreit, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung **von bis zu 2 MW** erzeugt und entweder vom Betreiber der Anlage als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage zum Selbstverbrauch entnommen wird **oder** von demjenigen der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, an Letztverbraucher geleistet wird, die den Strom im räumlichen Zusammenhang zur Anlage entnehmen.

[41] Zum Zeitpunkt der Erstellung des Leitfadens ist eine Novellierung des EEG geplant. Im Rahmen der Änderungen soll u.a. die Grenze für Kleinanlagen von 10 auf 30 kW angehoben werden.

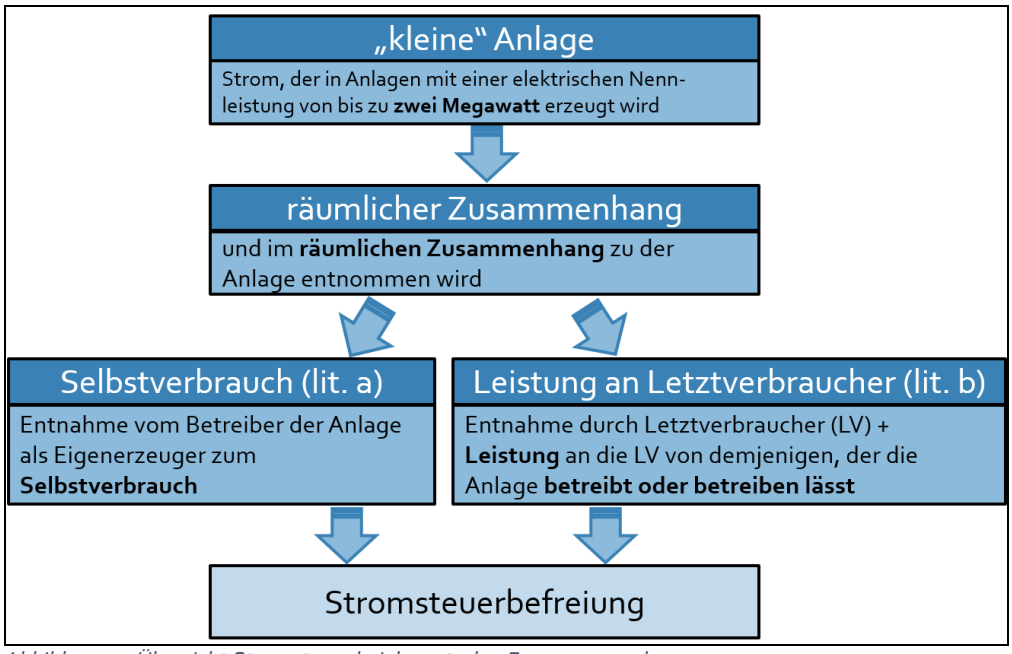

Abbildung 5 - Übersicht Stromsteuer bei dezentralen Erzeugungsanlagen

Die Voraussetzungen für die Stromsteuerbefreiung werden in der Stromsteuer-Durchführungsverordnung, in Erlassen des Bundesfinanzministeriums und in der Rechtsprechung näher konkretisiert. Vertiefende Ausführungen sollen jedoch an dieser Stelle hierzu nicht erfolgen. Gleichwohl bleibt anzumerken, dass der räumliche Zusammenhang nunmehr gesetzlich auf einen Radius von bis zu 4,5 km um die jeweilige Stromerzeugungseinheit festgelegt wurde (§ 12 b Abs. 5 StromStV).

d) Netzentgelte und netzseitige Umlagen

Sofern der eigenerzeugte Strom innerhalb der Kundenanlage verbraucht wird, fallen keine Netzentgelte und netzseitigen Umlagen an. Dazu zählen die Netzentgelte und die Konzessionsabgabe, aber auch die KWK-Umlage, die sogenannte § 19-StromNEV-Umlage, die sogenannte Offshore-Umlage nach § 17f Abs. 5 EnWG und die Umlage für abschaltbare Lasten nach § 18 Abs. 1 S. 2 AbLaV.

e) Einsparmöglichkeiten beim Strompreis

Damit ergeben sich für die Eigenversorgung im Sinne des EEG folgende Einsparmöglichkeiten beim Strompreis: EEG-Umlage, Stromsteuer, Netznutzungsentgelte, netzseitige Umlagen und Konzessionsabgaben.

© BBH, 2020

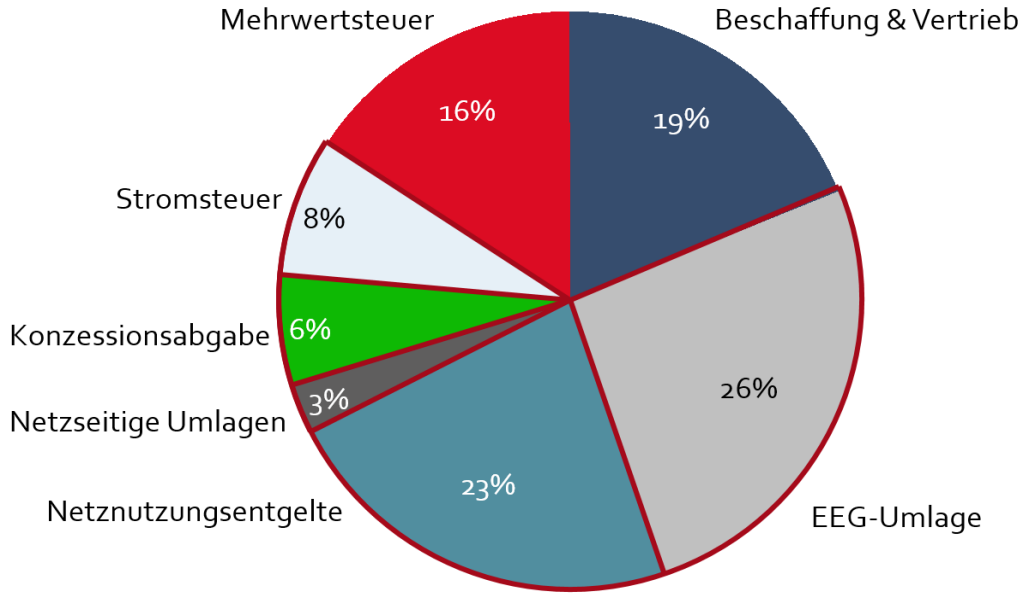

Abbildung 6 - Stromkostenbestandteile und Einsparmöglichkeiten im Rahmen der Eigenversorgung (rot eingerahmt)

Zwar sind in der Eigenversorgung die Stromgestehungskosten oft deutlich höher als Beschaffung und Vertrieb bei einem Bezug aus dem Stromnetz der allgemeinen Versorgung. Aufgrund der Vorteile bei den Umlagen, Steuern, Entgelten und Abgaben ist die Eigenversorgung aber unter Umständen deutlich wirtschaftlicher als ein Strombezug aus dem Netz.

Wichtig:

Bei der Umsetzung der Eigenversorgung ist es nicht mit der einmaligen Prüfung der Voraussetzungen nach dem EEG getan. Vielmehr verlangen der sich ständig wandelnde regulatorische Rahmen und wiederkehrende Meldungen zur EEG-Umlage eine fortwährende Beschäftigung mit dem Thema. Ein entsprechender Verwaltungsaufwand ist daher bei der Planung eines Eigenversorgungskonzepts mit zu berücksichtigen.

© BBH, 2020

4) Notwendige Verträge

- Es ist kein Vertrag für die Eigenversorgung notwendig.
- U.U. Pachtvertrag, falls sich die PV-Anlage nicht im Eigentum des Betreibers befindet.
- U.U. Vertrag mit den Direktvermarkter bei Einspeisung überschüssiger Strommengen in das Stromnetz (falls eine Anlage mit einer Leistung von mehr als 100 kW vorliegt, vgl. §§ 19, Abs. 1, 20 Abs. 1, 21 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017).

II. Mieterstromversorgung

Ein weiteres Betreibermodell für die Nutzung von Strom aus PV-Anlagen auf Dachflächen von (Gewerbe-)Immobilien stellt die Mieterstromversorgung dar.

Im Referentenentwurf zum Mieterstromgesetz im Jahr 2017 konstatierte das Bundeswirtschaftsministerium, dass der Verkauf von Solarstrom vom Dach einer Immobilie an die Mieter derselben Immobilie nur in Einzelfällen wirtschaftlich ist. Auch wenn einige Kostenbestandteile im Vergleich zum Strombezug aus dem Netz nicht anfielen, seien die Anlagen ohne zusätzliche Förderung meist nicht wirtschaftlich.[42]

Mit dem am 25.07.2017 in Kraft getretenen sogenannten „**Mieterstromgesetz**" (Gesetz zur Förderung von Mieterstrom und zur Änderung weiterer Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, BGBl. I, S. 2532) sollte dieser Missstand geändert werden. Mit dem sogenannten „**Mieterstromzuschlag**" ist eine neue Vergütungskategorie zur Förderung von Strom aus solarer Strahlungsenergie in das EEG eingeführt worden.

1) Definition Mieterstromversorgung

Eine feste gesetzliche Definition für die Begriffe **„Mieterstrom"** bzw. **„Mieterstromversorgung"** fehlt bislang. In der Praxis werden viele unterschiedliche Modelle praktiziert. Eine einheitliche Terminologie hat sich aber nicht etabliert.

Zusammengefasst kann Mieterstrom jedoch als „Strom aus einer dezentralen Erzeugungsanlage, der in einer Kundenanlage ohne Nutzung des allgemeinen Versorgungsnetzes an Letztverbraucher geliefert wird" bezeichnet werden. Im Optimalfall

[42] Referentenentwurf des BMWi (IIIB2), Gesetz zur Förderung von Mieterstrom, Bearbeitungsstand: 10.03.2017, S. 1.

© BBH, 2020

bedeutet dies, dass die Mieter gänzlich mit vor Ort erzeugten Strom versorgt werden und nur dann Strom aus dem allgemeinen Versorgungsnetz bezogen wird, wenn der vor Ort erzeugte Strom nicht ausreicht.

Grundsätzlich ist zwischen **zwei verschiedenen Modellen der Mieterstromversorgung** zu unterscheiden:

Zum einen gibt es das nach dem EEG **geförderte Mieterstrommodell**. Diese Variante der Mieterstromversorgung sieht nach § 21 Abs. 3 EEG 2017 einen „**Mieterstromzuschlag**" für den an Mieter gelieferten Strom vor. Zum anderen können Mieter aber auch **ohne eine Förderung nach dem EEG** beliefert werden.

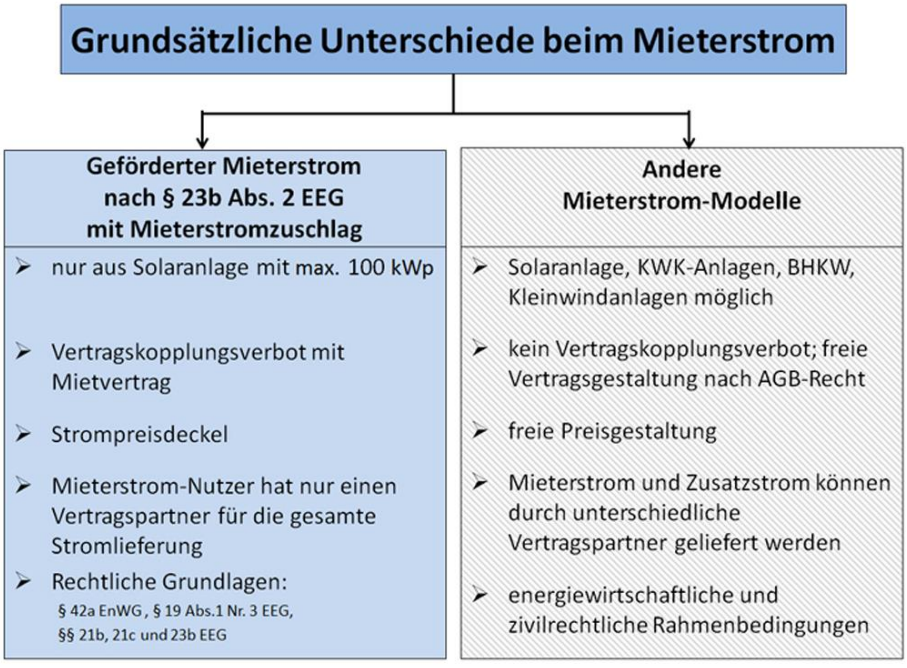

Abbildung 7 - Geförderter Mieterstrom und andere Mieterstrommodelle (Quelle: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/Vertragsarten/Mieterstrom/Mieterstrom_node.html)

In beiden Varianten entfallen Netzentgelte, Netzumlagen und die Konzessionsabgabe für den vor Ort erzeugten Strom, weil das Stromnetz der allgemeinen Versorgung nicht für die Lieferung des Stroms genutzt wird. Zudem ist meist auch die Stromsteuer nicht zu zahlen.

In beiden Konstellationen ist die **EEG-Umlage in voller Höhe zu zahlen**. Im Unterschied zur „einfachen" Mieterstromversorgung wird der Nachteil der vollen EEG-

Umlagebelastung bei der geförderten Mieterstromversorgung nach dem EEG aber durch den Mieterstromzuschlag ausgeglichen. Dadurch kann es gelingen, Mieterstrommodelle in größeren Wohnimmobilien wirtschaftlich zu betreiben.

Nachfolgend werden zunächst die Anforderungen an Mieterstrommodelle mit der Förderung nach dem EEG („Mieterstromzuschlag") dargestellt. Daran anschließend werden die abzuführenden Umlagen, Entgelte, Abgaben und Steuern im Rahmen der Mieterstromversorgung erläutert. Diese Ausführungen gelten sowohl für die EEG-geförderte, als auch die nicht geförderte Mieterstromversorgung.

2) Geförderte Mieterstromversorgung („Mieterstromzuschlag")

Die Bundesnetzagentur hat zur Förderung von Mieterstrommodellen mit dem Mieterstromzuschlag ein Hinweispapier veröffentlicht. Im „**Hinweis zum Mieterstromzuschlag als eine Sonderform der EEG-Förderung (Version 1.1)**" vom April 2020 werden ausführliche Ausführungen zu den Voraussetzungen und zur Umsetzung von EEG-geförderten Mieterstrommodellen gemacht.[43]

Die Voraussetzungen, die der Anlagenbetreiber erfüllen muss, um die Zahlung eines „Mieterstromzuschlags" in Anspruch nehmen zu können, sind in § 21 Abs. 3, § 23b und § 100 Abs. 7 EEG 2017 geregelt.

Der Anspruch auf den Mieterstromzuschlag besteht nach § 21 Abs. 3 Satz 1 EEG 2017 für

> *„Strom aus Solaranlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt bis zu 100 Kilowatt, die auf, an oder in einem Wohngebäude installiert sind, soweit er an einen Letztverbraucher geliefert und verbraucht worden ist*
>
> 1. *innerhalb dieses Gebäudes oder in Wohngebäuden oder Nebenanlagen im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit diesem Gebäude* ***und***
>
> 2. *ohne Durchleitung durch ein Netz.*"
>
> [**Hervorhebung** durch die Unterzeichner]

[43] Zum Zeitpunkt der Erstellung des Leitfadens ist eine Änderung des Mieterstrommodells in Planung. Die Voraussetzungen und die Förderung werden sich daher voraussichtlich ändern.

Als Wohngebäude kommen nur Gebäude in Betracht, deren Fläche mindestens zu 40 % zum Wohnen genutzt wird (vgl. § 21 Abs. 3 Satz 2 EEG 2017).

a) Voraussetzungen für den Mieterstromzuschlag

Nachfolgend sind die wesentlichen Voraussetzungen für den Mieterstromzuschlag nach dem EEG dargestellt.

aa) Solaranlage mit einer installierten Leistung bis zu 100 kW

Der Mieterstromzuschlag wird nur gewährt, wenn der Strom in einer Solaranlage erzeugt wird, deren installierte Leistung 100 kW insgesamt nicht überschreitet, vgl. § 21 Abs. 3 Satz 1 EEG 2017. Dabei sind alle Solaranlagen des Gebäudes zusammenzufassen. Die Zusammenfassung der Anlagen ergibt sich aus der Formulierung „insgesamt" in § 21 Abs.3 Satz 1 EEG 2017.[44] Eine Förderung von Stromerzeugung mit hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung (wie beispielsweise die Stromerzeugung mit hocheffizienten BHKW im Rahmen der Eigenversorgung) ist nicht vorgesehen.

bb) Auf, an oder in einem Wohngebäude

Die Solaranlage muss gemäß § 21 Abs. 3 Satz 1 EEG 2017 auf, an oder in einem Wohngebäude i. S. d. § 3 Nr. 50 EEG 2017 installiert worden sein. Es gilt dabei die Maßgabe, dass **mindestens 40 Prozent der Fläche des Gebäudes dem Wohnen** dienen müssen, vgl. § 21 Abs. 3 Satz 2 EEG 2017. Damit soll ausweislich der Gesetzesbegründung eine teilweise gewerbliche Nutzung des Gebäudes ermöglicht werden.[45]

Gleichwohl scheidet mit der Regelung ein Großteil des Gebäudebestandes mit gewerblicher Nutzung für eine Förderung mit dem Mieterstromzuschlag aus. Die gemischte Nutzung für Gewerbe und Wohnraum in Immobilien ist in Deutschland aufgrund der Vorgaben des Baurechts eher eine Ausnahme als die Regel (vgl. § 4 ff. BauNVO).

[44] BT-Drs. 18/12355, S. 17; Kirch, jurisPR-UmwR 7/2017 Anm.1.
[45] BT-Drs. 18/12355, S. 17.

cc) Lieferung an einen Letztverbraucher

Der in der Solaranlage erzeugte Strom muss an einen Letztverbraucher geliefert und von diesem verbraucht werden, vgl. § 21 Abs. 3 Satz 1 EEG 2017. Mit diesem Tatbestandsmerkmal soll das **Alternativverhältnis von Mieterstrom und Eigenversorgung** zum Ausdruck kommen.

Der Betreiber der Solaranlage darf als Lieferant des erzeugten Stroms nicht mit dem Verbraucher des Stroms identisch sein. Im Gegensatz zur Eigenversorgung ist die Mieterstromversorgung dadurch gekennzeichnet, dass der vom Anlagenbetreiber erzeugte Strom **von einer anderen juristischen Person** verbraucht wird. Das kommt nach Auffassung des Gesetzgebers insbesondere in der Verwendung des Wortes „**geliefert**" in § 21 Abs. 3 Satz 1 EEG 2017 zum Ausdruck, da eine Lieferung begriffsnotwendig einen Lieferanten und damit einen (davon verschiedenen) Belieferten voraussetzt.[46]

Letztverbraucher, die (Wohn-)Einheiten in dem Gebäude nicht zum Wohnen, sondern z.B. zu gewerblichen Zwecken nutzen, können den Mieterstrom aber ebenso verbrauchen wie Wohnraummieter, solange es sich bei dem jeweiligen Gebäude selbst um ein „Wohngebäude" nach dem oben genannten Verständnis handelt.

dd) Verbrauch des Stroms im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang

Des Weiteren muss der Strom gemäß § 21 Abs. 3 Satz 1 Nr. 1 EEG 2017 innerhalb des Gebäudes oder in Wohngebäuden oder Nebenanlagen im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit diesem Gebäude verbraucht werden. Insofern kann auf die Ausführungen unter Teil 2C.I.1)a) zum unmittelbaren räumlichen Zusammenhang im Rahmen der Eigenversorgung verwiesen werden.

ee) Keine Durchleitung durch ein Netz

Der in der Solaranlage erzeugte und an Letztverbraucher gelieferte Strom darf des Weiteren nicht durch ein Netz durchgeleitet werden, vgl. § 21 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2 EEG 2017. Hier kann auf die Ausführungen unter Teil 2C.I.1)b) zur Eigenversorgung verwiesen werden.

[46] Vgl. BT-Drs. 18/12355, S. 17.

ff) Kein Erreichen des Mieterstromdeckels

Gemäß § 23b Abs. 2 Nr. 3 i.V.m. Abs. 3,4 EEG 2017 ist für die Mieterstromförderung eine 500 MW-Deckelung beim jährlichen Zubau vorgesehen. Praktisch hat diese Deckelung wegen des drastischen Unterschreitens der Ausbauziele bislang keine Relevanz, obschon die Zubauzahlen seit 2018 leicht anstiegen.[47]

b) Höhe des Mieterstromzuschlags und weitere Einnahmen des Betreibers

aa) Mieterstromzuschlag als direkte Förderung

Der Anlagenbetreiber erhält den Mieterstromzuschlag gemäß §§ 19 Abs. 1 Nr. 3, 21 Abs. 3 EEG 2017 als direkte Förderung für den Strom, den er in seiner Solaranlage erzeugt und an die Mieter liefert. Die Höhe des Mieterstromzuschlags knüpft dabei an die Fördersätze für die Einspeisung von Solarstrom in das Netz der allgemeinen Versorgung an.

Zur Berechnung der Höhe des Mieterstromzuschlags verweist § 23b Abs. 1 EEG 2017 auf die Regelungen der §§ 48 Abs. 2, 49 EEG 2017 und somit auf die Höhe der EEG-Umlage. Von diesen Werten ist gemäß § 23b Abs. 1 EEG 2017 ein **fester Abschlag in Höhe von 8,5 Ct/kWh** und gemäß § 53 Satz 1 Nr. 2 EEG 2017 von weiteren **0,4 Ct/kWh Vermarktungskosten** vorzunehmen. Damit ergeben sich folgende Zuschläge:

Leistungsklasse	Einspeisevergütung für Solaranlagen (Stand 1. Januar 2020)	Mieterstromzuschlag für Solaranlagen (Stand 1. Januar 2020)
Bis 10 kW	9,87 ct/kWh	1,37 ct/kWh
Über 10 kW bis 40 kW	9,59 ct/kWh	1,09 ct/kWh
Über 40 kW bis 100 kW	7,54 ct/kWh	-0,46 ct/kWh

Abbildung 8 - Berechnung des Mieterstromzuschlags (Quelle: Hinweis zum Mieterstromzuschlag als eine Sonderform der EEG-Förderung der Bundesnetzagentur, Version 1.1 vom April 2020, Seite 6)

[47] In den ersten beiden Kalenderjahren 2017 und 2018 des neu eingeführten Mieterstromzuschlags wurden Mieterstromanlagen mit einer Leistung von nur 13,9 MW errichtet (vgl. Mieterstrombericht des BMWi nach § 99 Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017, 2019, S. 7).

Hierbei gilt es zu beachten, dass der Mieterstromzuschlag nur rein rechnerisch für Anlagen über 40 kW bis 100 kW negativ wird. Es erfolgt insofern lediglich kein Zuschlag.[48]

Der Mieterstromzuschlag kann **nur für neue Anlagen** gewährt werden, die nach Inkrafttreten des Gesetzes in Betrieb genommen wurden und gilt demnach nicht für Bestandsanlagen, die vor dem 25.07.2017 in Betrieb genommen wurden, vgl. § 100 Abs. 7. Der Mieterstromzuschlag wird für die Dauer von **20 Jahren** gewährt, vgl. § 25 EEG 2017.

bb) Einnahmen des Mieterstromversorgers

Der Anlagenbetreiber kann durch die Umsetzung eines Mieterstrommodells im Sinne des EEG folgende Einnahmen erzeugen:

- **Strompreiszahlungen** der belieferten Mieter
- Direkte Förderung durch den **Mieterstromzuschlag**
- Direkte Förderung durch **„gewöhnliche" EEG-Förderung** (z.B. Einspeisevergütung) für die Überschusseinspeisung

Der Preis des gelieferten Mieterstroms darf aber bei Inanspruchnahme des Mieterstromzuschlags 90 % des örtlichen Grundversorgungstarifs nicht überschreiten, vgl. § 42a Abs. 4 EnWG.

Zudem erfährt das Mieterstromkonzept eine indirekte Förderung durch das Entfallen der Netzentgelte, Netzumlagen, der Stromsteuer und der Konzessionsabgaben auf den gelieferten Strom.

c) PV-Strom und Reststrom – Weitere Anforderungen an ein Mieterstrommodell

Der Mieterstromversorger trägt die Verantwortung für die gesamte Stromversorgung der Mieter. Soweit der vom Anlagenbetreiber selbst erzeugte Strom aus der PV-Anlage den Verbrauch der Mieter nicht vollständig deckt, wird der zusätzliche

[48] Der Gesetzesentwurf der Bundesregierung zur Änderung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 23.09.2020 (kurz die „EEG-Novelle für das EEG 2021") sieht einen festen Mieterstromzuschlag in ct/kWh vor. Die anzulegenden Werte sind zudem deutlich attraktiver als die Werte des EEG 2017.

Strom aus dem Stromnetz der allgemeinen Versorgung bezogen und weitergeliefert („Zusatzstrom"). Der Anlagenbetreiber (in der Regel der Vermieter oder ein mit ihm verbundenes Unternehmen) ist als Mieterstromlieferant für die Beschaffung der zusätzlichen Strommengen verantwortlich, vgl. § 42a Abs. 2 Satz 6 EnWG.

Bei der Gestaltung der Mieterstromverträge sind darüber hinaus die Voraussetzungen des § 42a EnWG zu beachten.

d) Vertragliche Beziehungen

Für die Umsetzung eines geförderten Mieterstrommodells ist daher ein komplexes vertragliches Regelwerk erforderlich. Das nachstehende Schaubild verdeutlicht die Akteursvielfalt und das komplexe vertragliche Geflecht zur Umsetzung eines Mieterstrommodells mit Mieterstromzuschlag:

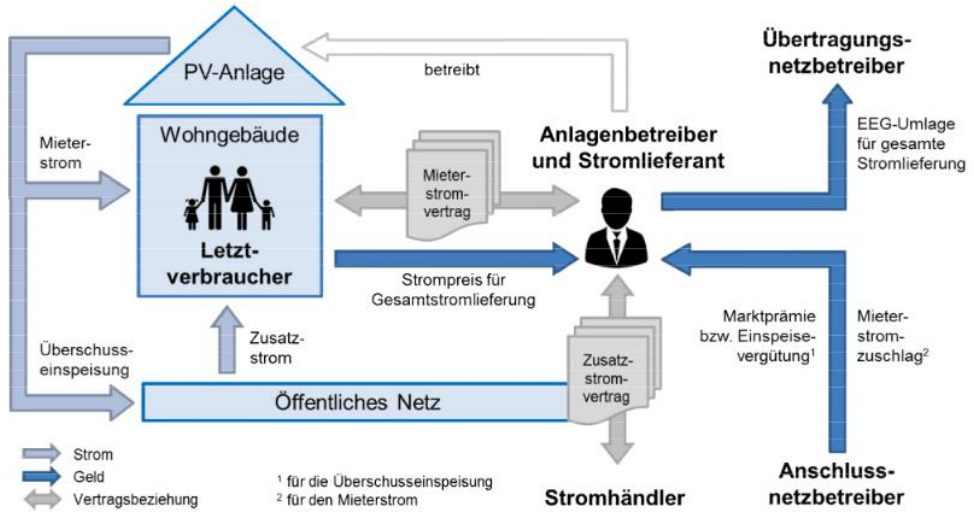

Abbildung 9 - Akteursvielfalt bei Mieterstrommodellen (Quelle: Hinweis zum Mieterstromzuschlag als eine Sonderform der EEG-Förderung der Bundesnetzagentur, Version 1.1 vom April 2020, Seite 4)

Die Komplexität der Vertragsbeziehungen dürfte mit ein Grund sein, warum die Ausbauziele für den EEG-geförderten Mieterstrom in der Vergangenheit stark verfehlt wurden.

3) Mieterstrommodelle allgemein

Können die Voraussetzungen für die geförderte Mieterstromversorgung nach dem EEG nicht erfüllt werden, ist es dennoch möglich ein „gewöhnliches" Mieterstrommodell umzusetzen.

Hierfür wird der vor Ort erzeugte Strom vom Betreiber der PV-Anlage an den Mieter der Immobilie oder des Quartiers geliefert. Diese Konstellation fällt nicht unter die Eigenversorgung, da der Betreiber der Stromerzeugungsanlage (PV-Anlage) und der Betreiber der Stromverbrauchseinrichtungen personenverschieden sind. Es liegt also eine Lieferung von Strom an einen Letztverbraucher vor. Dennoch können sich durch die Lieferung des Stromes, ohne Nutzung des Stromnetzes der allgemeinen Versorgung, Kostenvorteile für den Anlagenbetreiber und den Mieter ergeben.

Wichtig:

Die nachfolgend dargestellten Kostenvorteile gelten auch für die EEG- geförderte Mieterstromversorgung. Die Mieterstrommodelle unterscheiden sich nur dahingehend, dass bei der EEG-geförderten Mieterstromversorgung ein zusätzlicher Mieterstromzuschlag gezahlt wird.

Weiterhin ist zu beachten, dass sich die Stromkosten für den Zusatz-Strombezug aus dem Netz erhöhen können, weil weniger Strom bezogen und das Abnahmeverhalten für die Stromlieferanten unattraktiver wird.

a) Einsparmöglichkeiten

Wird der in der PV-Anlage erzeugte Strom an die einzelnen Mieter geliefert, ohne dass hierfür das Netz der allgemeinen Versorgung genutzt wird, sind viele Stromkostenbestandteile nicht zu entrichten.

aa) Netzentgelte, Netzumlagen und Abgaben

Wird das Stromnetz der allgemeinen Versorgung nicht genutzt, um den erzeugten Strom an die Mieter zu liefern (mit anderen Worten: verbleibt der Strom in der Kundenanlage) so sind folgende Entgelte, Umlagen und Abgaben **nicht** abzuführen:

- Netzentgelte
- Netzumlagen (KWK-Umlage, § 19-StromNEV-Umlage, Offshore-Umlage und die Umlage für abschaltbare Lasten)
- Konzessionsabgabe

bb) Stromsteuer

Auch die Stromsteuer kann für den innerhalb des Objekts gelieferten Strom eingespart werden. Die Stromsteuer ist eine Verbrauchssteuer. Sie entsteht, wenn Strom durch Letztverbraucher aus dem Versorgungsnetz entnommen wird. Steuerpflichtig ist in der Regel derjenige, der als Versorger Strom an Letztverbraucher geleistet hat, vgl. § 5 Abs. 1 Satz 1 StromStG.

Für die Belieferung der Mieter durch die Solaranlage kommt jedoch der Stromsteuerbefreiungstatbestand nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. b) StromStG in Betracht.

Danach ist Strom von der Steuer befreit, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von **bis zu 2 MW** erzeugt und entweder

- vom Betreiber der Anlage als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage **zum Selbstverbrauch entnommen** wird oder
- von demjenigen, der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, an Letztverbraucher leistet, die den Strom **im räumlichen Zusammenhang** zur Anlage entnehmen.

Der **räumliche Zusammenhang** ist nunmehr gesetzlich auf einen Radius von bis zu 4,5 km um die jeweilige Stromerzeugungseinheit festgelegt (§ 12b Abs. 5 StromStV).

b) Hürden bei der Umsetzung

Trotz der Einsparung der Netzentgelte, der Netzumlagen, der Konzessionsabgabe und der Stromsteuer ist die Lieferung des vor Ort erzeugten Stroms regelmäßig nicht umsetzbar.

Zum einen ist der vor Ort erzeugte Strom aufgrund des Anfallens der vollen EEG-Umlage nicht wettbewerbsfähig. Zum anderen steht dem Mieter die freie Wahl des Stromlieferanten zu.

aa) Abführung der EEG-Umlage in voller Höhe

Die EEG-Umlage ist bei allen Mieterstrommodellen, anders als bei der Eigenversorgung, aufgrund der Lieferung von Strom an Letztverbraucher in voller Höhe zu zahlen, vgl. § 60 Abs. 1 Satz 1 EEG 2017.

© BBH, 2020

Damit die EEG-Umlage in korrekter Höhe abgeführt wird, ist es erforderlich, dass der Betreiber der PV-Anlage die gelieferten Strommengen an den Übertragungsnetzbetreiber meldet. Der Betreiber der PV-Anlage ist insofern als **Elektrizitätsversorgungsunternehmen** im Sinne des EEG tätig. Hinsichtlich der erforderlichen Meldungen wird auf die Ausführungen unter Teil 2C.I.2) verwiesen.

bb) Freie Wahl des Stromlieferanten

Darüber hinaus muss allen Letztverbrauchern im Mieterstromobjekt die freie Wahl des Stromlieferanten zugestanden werden. Der Anlagenbetreiber kann die Mieter nicht zur Abnahme des innerhalb des Objekts erzeugten Stroms verpflichten. Im Mieterstrommodell müssen somit die Mieter **aktiv als Mieterstromkunden gewonnen und gehalten** werden.

Im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit eines Mieterstrommodells kann daher nicht mit festen Einnahmen durch den Stromverkauf an alle Mieter kalkuliert werden. Naturgemäß geht dies sowohl bei der Errichtung als auch nachfolgend während des Betriebes mit einer erheblichen Planungsunsicherheit einher.

cc) Pflichten als Stromlieferant nach dem EnWG

Der Betreiber der PV-Anlage ist im Mieterstrommodell auch der Stromlieferant. Als Stromlieferant bestehen zahlreiche Pflichten nach dem Energiewirtschaftsgesetz, insbesondere nach §§ 40, 41, 42, 26, 42a EnWG. Die Regelungen enthalten vor allem für Haushaltskunden Vorgaben zur Vertragsdauer, Preisanpassung, Kündigung und Rücktrittsrechten sowie Vorgaben für die Rechnungslegung und -gestaltung.

III. Zahlungsanspruch für in das Netz eingespeisten Strom

Strom aus erneuerbaren Energien, der auf, an oder in der Gewerbeimmobilie erzeugt, aber nicht verbraucht wird, kann gegen eine Vergütung in das Stromnetz der allgemeinen Versorgung eingespeist werden.

Das EEG sieht neben der Förderung durch den Mieterstromzuschlag in § 19 Abs. 1 EEG 2017 zwei weitere Veräußerungsformen vor:

- Nr. 1 die Marktprämie und
- Nr. 2 die Einspeisevergütung.

© BBH, 2020

Dem Betreiber stehen damit bei der Einspeisung des erneuerbaren Stroms in das Stromnetz der allgemeinen Versorgung drei Vergütungsvarianten zu Auswahl:

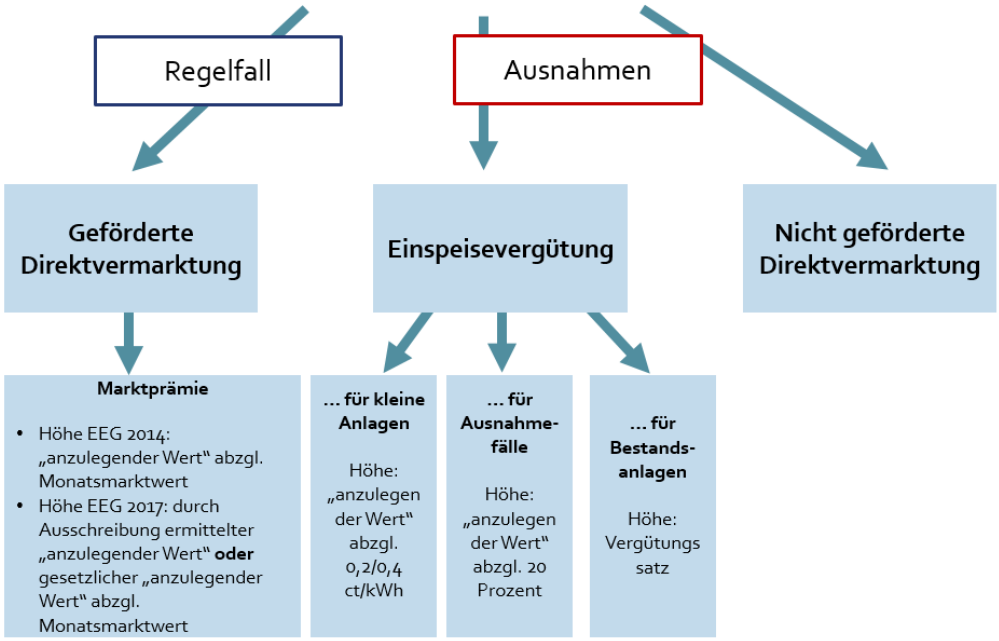

Abbildung 10 - Vergütung des in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten Stroms

1) Geförderte Direktvermarktung/Anspruch auf Marktprämie

Ein Anspruch auf Zahlung der Marktprämie nach §§ 19 Abs. 1 Nr. 1, 20 EEG 2017 besteht, wenn der Anlagenbetreiber oder ein Dritter den **erneuerbar erzeugten Strom direkt vermarktet**.

Die Direktvermarktung bezeichnet dabei den Verkauf von Strom aus erneuerbaren Energien an einen Endabnehmer, einen Händler oder an der Strombörse. Seit dem EEG 2014 ist die Direktvermarktung der Normalfall der finanziellen Förderung für Strom aus erneuerbaren Energien.

Durch die Direktvermarktung werden erneuerbare Energien stärker in den **Strommarkt integriert** als durch pauschale Subventionen, wie zum Beispiel der Einspeisevergütung, die unabhängig vom Markt ausgezahlt werden. Bei der Direktvermarktung schwankt die Förderung pro kWh in Abhängigkeit von Angebot und Nachfrage.

Der Veräußerungsweg der **geförderten Direktvermarktung** gilt grundsätzlich für alle Anlagen, deren **Nennleistung über 100 kW** liegt. Die Förderung durch Direktvermarktung ist aber auch für kleinere Anlagen unter 100 kW möglich. (Für diese Kleinanlagen ist aber alternativ auch eine Förderung nach der Einspeisevergütung möglich und zumeist auch attraktiver.)

a) Voraussetzungen für die Marktprämie

Die Voraussetzungen für die Direktvermarktung ergeben sich aus §§ 19 Abs. 1 Nr. 1 i.V.m. 20 EEG 2017.

aa) Vorliegen einer Direktvermarktung

Nach § 20 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG 2017 besteht ein Anspruch auf die Marktprämie nur, wenn der Anlagenbetreiber oder ein Dritter den Strom direkt vermarktet. Eine Direktvermarktung ist gemäß § 3 Nr. 16 EEG 2017

> *„die Veräußerung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas* ***an Dritte****, es sei denn, der Strom wird im* ***unmittelbaren räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht und nicht durch ein Netz*** *durchgeleitet."*
>
> [**Hervorhebung** nur hier]

Der erzeugte Strom muss also an Dritte veräußert werden und es darf keine Eigenversorgung oder Direktlieferung/Mieterstromversorgung innerhalb der Kundenanlage vorliegen.

Konkret bedeutet das, dass sich der Anlagenbetreiber **einen Käufer für den erneuerbar erzeugten Strom** suchen muss. Der Netzbetreiber ist entgegen der früheren Regelungen grundsätzlich nicht mehr verpflichtet, den Strom abzunehmen, d.h. anzukaufen.

Das ändert aber nichts an der Verpflichtung des Netzbetreibers den Strom in sein Netz aufzunehmen, d.h. den Zugang zu seinem Netz zu gewähren. Der eingespeiste Strom wird aber dem Bilanzkreis des Käufers zugeordnet, an den der Betreiber der Stromerzeugungsanlage den Strom veräußert hat.

Als Käufer für den erzeugten Strom kommen vor allem sogenannte „Direktvermarkter" in Betracht. Mit diesem handelt der Anlagenbetreiber einen Vertrag zur Stromvermarktung aus. Nach Abschluss des Vertrages meldet der Direktvermarkter die

Anlage beim Verteilnetzbetreiber zur Direktvermarktung an und übernimmt den von der Anlage erzeugten Strom in seinen Bilanzkreis.

bb) Kennzeichnung als Strom aus erneuerbaren Energien

Der Anlagenbetreiber hat nach § 20 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EEG 2017 **dem Netzbetreiber** das Recht zu überlassen, die geförderten Strommengen als „Strom aus erneuerbaren Energien, finanziert aus der EEG-Umlage" zu kennzeichnen. **Dem Anlagenbetreiber selbst ist es nicht erlaubt, den Strom als Strom aus erneuerbaren Energien zu vermarkten**. Hierin läge eine unzulässige Doppelvermarktung der Grünstromeigenschaft.

cc) Fernsteuerbarkeit

Nach § 20 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 EEG 2017 muss der Strom in einer Anlage erzeugt werden, die fernsteuerbar ist. Die Anforderungen an die Fernsteuerbarkeit der Anlagen sind in § 20 Abs. 2 Satz 1 EEG 2017 normiert. Insbesondere müssen die Anlagenbetreiber technische Einrichtungen vorhalten, mit der ein Direktvermarktungsunternehmer jederzeit die jeweilige Ist-Einspeisung abrufen und die Einspeiseleistung ferngesteuert regeln (im Bedarfsfall auch abregeln) kann. Hierdurch soll gewährleistet werden, dass die Fahrweise der Anlage an die jeweilige Marktlage, d. h. an die Netzauslastung und die Preise am Spotmarkt an der Strombörse, angepasst werden kann.

dd) Bilanzkreisvorgaben

Schließlich besteht ein Anspruch auf Zahlung der Marktprämie nach § 20 Abs. 1 Nr. 4 lit. a) EEG 2017 nur für solche Strommengen, die in einem Bilanz- oder Unterbilanzkreis bilanziert werden, in dem ausschließlich Strom, der mittels der marktprämiengeförderten Direktvermarktung veräußert wird, eingestellt wird.

b) Vergütungssystem der Marktprämie

Liegen die Voraussetzungen für die geförderte Direktvermarktung vor, wird der eingespeiste Strom gemäß §§ 19 Abs. 1 Nr. 1, 20 EEG 2017 nach dem Marktprämienmodell vergütet. Mit der Marktprämie erhält der Anlagenbetreiber **einen Zuschuss zu dem durch die Direktvermarktung erzielten Strompreis**, der im Vergleich zur konventionellen Stromerzeugung höhere Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien abdecken soll.

Die Marktprämie ist dabei **gleitend** und wird entsprechend dem Verhältnis zwischen dem anzulegenden Wert und den durchschnittlichen Strombörsenpreisen (Marktwert) berechnet. Die Marktprämie stellt dabei die **Differenz zwischen dem anzulegenden Wert und dem Marktwert** dar. Der anzulegende Wert reflektiert im Prinzip die frühere EEG-Einspeisevergütung, wobei das EEG 2017 auch die Managementprämie einpreist.

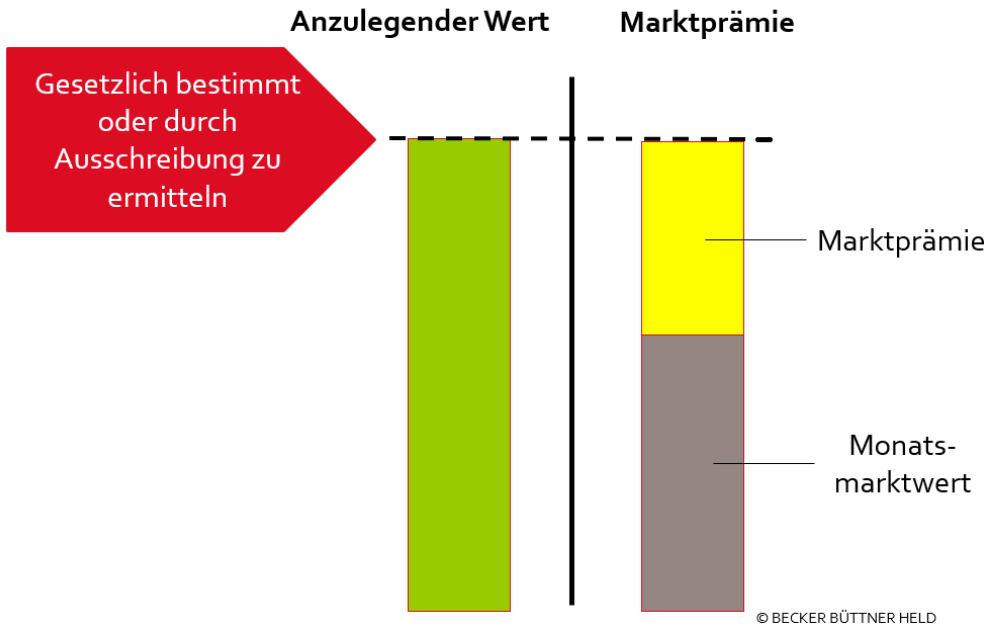

Abbildung 11 - Anzulegender Wert und Marktprämie

Die **Höhe der Marktprämie** wird gemäß § 23a EEG 2017 kalendermonatlich rückwirkend nach Maßgabe der Anlage 1 zum EEG 2017 berechnet. Auf die zu erwartende Marktprämie sind nach § 26 Abs. 1 EEG 2017 monatliche Abschläge zu zahlen. Nach Ziff. 1.2 der Anlage 1 zum EEG 2017 errechnet sich die Marktprämie, indem man vom anzulegenden Wert den energieträgerspezifischen Monatsmarktwert im Sinne von Ziff. 34 der Anlage 1 zum EEG 2017 abzieht.

Der **anzulegende Wert für Strom aus Solaranlagen, die ausschließlich auf, an oder in einem Gebäude angebracht sind**, ergibt sich aus § 48 Abs. 2 EEG 2017. Hierbei bestimmt sich der anzulegende Wert nach der **Größe der installierten Leistung** (§ 23c EEG 2017). Dabei gelten die gesetzlich fixierten anzulegenden Werte nur für Anlagen kleiner 750 kW. Über der Grenze von 750 kW bestimmt sich der anzulegende Wert nach dem Ausschreibungsverfahren (vgl. Teil 2C.III.1)c).

Es gilt zusätzlich die **Degressionsvorschrift** in § 49 EEG 2017 zu beachten. Die Vorschrift sieht eine schrittweise Absenkung (ggf. auch Erhöhung) der finanziellen Förderung vor.

Der **Monatsmarktwert** ist nach Ziff. 2 der Anlage 1 zum EEG zu berechnen. Eine Veröffentlichung der zur Feststellung der anzulegenden Werte erforderlichen Börsenwerte erfolgt nach § 73 Abs. 3 EEG 2017 in Verbindung mit Ziff. 3 der Anlage 1 EEG 2017 jeweils zum 10. Werktag des Folgemonats durch die ÜNB. Der Monatsmarktwert beruht auf den durchschnittlichen Börsenwerten (Spotmarkt) des betreffenden Primärenergieträgers (Solarenergie), der während des Direktvermarktungsmonats an der Strombörse in der Preiszone Deutschland erzielt wurde.

c) Bestimmung durch öffentliche Ausschreibung

Seit dem EEG 2017 ist die Förderung für große Anlagen (> 750 kW) **mittels öffentlicher Ausschreibung** zu ermitteln. Das bedeutet, dass der zur Berechnung der Marktprämie relevante **anzulegende Wert** nicht mehr gesetzlich vorgegeben ist, sondern mittels öffentlicher Ausschreibung ermittelt wird. Solaranlagen mit einer installierten Leistung von **unter 750 kW** müssen jedoch nicht an Ausschreibungen teilnehmen.

Im Zusammenhang mit Gewerbeimmobilien, sind PV-Anlagenleistungen über 750 kW selten. Auf weitere Ausführungen hierzu wird daher in diesem Leitfaden verzichtet.

2) Einspeisevergütung

Der Anspruch auf Einspeisevergütung besteht seit Inkrafttreten des EEG 2014 nur noch in Ausnahmefällen. Der Regelfall der Vergütung wird seitdem durch die geförderte Direktvermarktung abgebildet.

Die Einspeisevergütung nach § 19 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. § 21 Abs. 1 und 2 EEG 2017 kann in erster Linie von **Kleinanlagenbetreibern** beansprucht werden. Gefördert wird der Strom aus **Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 100 Kilowatt**. Der anzulegende Wert ist hier stets gesetzlich bestimmt.

Ein Kleinanlagenbetreiber kann wählen, ob er die Marktprämie geltend macht oder die Einspeisevergütung. Ein Wechsel zwischen den Vergütungsregimen ist nach §§ 21b und 21c EEG 2017 monatlich möglich.

© BBH, 2020

a) Voraussetzungen für die Einspeisevergütung

In § 21 Abs. 1 und 2 EEG 2017 sind die Anforderungen an die Einspeisevergütung geregelt.

aa) Physikalische oder kaufmännisch bilanzielle Einspeisung in ein Netz

Eine **Einspeisung** kann erfolgen, indem der Strom aus der PV-Anlage **tatsächlich physikalisch** in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird. Dabei muss der Strom die Kundenanlage verlassen und in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist werden.

Darüber hinaus ist es aber auch möglich, dass der Strom physikalisch innerhalb der Kundenanlage verbraucht wird, aber **kaufmännisch-bilanziell** in das Netz für die allgemeine Versorgung eingespeist wird.

Gem. § 11 Abs. 2 EEG 2017 können die in der PV-Anlage erzeugten und in der Kundenanlage verbrauchten Strommengen **vollständig oder teilweise** bilanziell in das allgemeine Versorgungsnetz eingespeist werden.

Im Rahmen der kaufmännisch-bilanziellen Einspeisung erfolgt keine physikalische Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung. Der Strom verbleibt physikalisch in der Kundenanlage und wird zur Versorgung von Verbraucher verwendet. Bilanziell werden die Verbraucher aber von außen durch den Stromlieferanten versorgt und der erzeugte Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist. Es erfolgt also ein bilanzieller Strommengenaustausch zwischen Netzbetreiber und Stromlieferant.

Auf die bilanziell aus dem allgemeinen Versorgungsnetz bezogenen Strommengen (sogenannter EEG-Ersatzstrom) fallen alle Stromkostenbestandteile wie auch bei einem physikalischen Bezug aus dem Netz an. Insbesondere sind neben der EEG-Umlage auch Netzentgelte und Netzumlagen zu zahlen.[49]

[49] BGH, Beschluss v. 27.03.2012, EnVR 8/11.

bb) Andienungspflicht des gesamten Stroms

Die Anlagenbetreiber, die die Einspeisevergütung in Anspruch nehmen, müssen nach § 21 Abs. 2 EEG 2017 dem Netzbetreiber den **gesamten in dieser Anlage erzeugten Strom zur Verfügung stellen**, der nicht in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht wird und durch ein Netz durchgeleitet wird.

Die Inanspruchnahme der Einspeisevergütung ist also auch möglich, wenn eine Eigenversorgung oder Direktbelieferung (beispielsweise von Mietern) vorliegt. Der überschüssige Strom, der nicht in der Kundenanlage verbraucht wird, kann eingespeist werden und die Einspeisevergütung dafür in Anspruch genommen werden. Der überschüssige Strom muss dem Netzbetreiber allerdings vollständig zur Verfügung gestellt werden. Eine Aufteilung in geförderte Direktvermarktung und Einspeisevergütung ist nicht zulässig.

cc) Keine Teilnahme am Regelenergiemarkt

Weiterhin dürfen Anlagenbetreiber, die die Einspeisevergütung in Anspruch nehmen, mit der Anlage nicht am Regelenergiemarkt teilnehmen, vgl. § 21 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2017.

b) Höhe der Einspeisevergütung

Der **anzulegende Wert (= Höhe der Vergütung)** für Strom aus Solaranlagen, die ausschließlich auf, an oder in einem Gebäude angebracht sind, ergibt sich aus § 48 Abs. 2 EEG 2017. Hierbei bestimmt sich der anzulegende Wert nach der **Größe der installierten Leistung** (§ 23c EEG 2017).

Es gilt zusätzlich die **Degressionsvorschrift** in § 49 EEG 2017 zu beachten. Die Vorschrift sieht eine schrittweise Absenkung (ggf. auch Erhöhung) der finanziellen Förderung vor. Hiervon sind gemäß § 53 Satz 1 Nr. 2 EEG 2017 **vermiedene Direktvermarktungskosten** in Höhe von 0,4 Cent je kWh abzuziehen. (Es fällt bei der Einspeisevergütung kein Aufwand für die Direktvermarktung an.)

Maßgeblicher Zeitpunkt für die Höhe der Vergütung ist regelmäßig die Inbetriebnahme der Anlage, vgl. § 25 Satz 2 i. V. m. § 3 Nr. 30 EEG 2017.

© BBH, 2020

IV. Kombination der Betreibermodelle

In der Praxis werden die dargestellten Betreibermodelle im Regelfall kombiniert, weil ein Modell selten alleinstehend umgesetzt werden kann. Es ist dabei auch die Kombination aller drei Betreibermodelle möglich. Nachfolgend werden die häufigsten Konstellationen der Betreibermodelle kurz dargestellt.

1) Eigenversorgung und Überschusseinspeisung

Am häufigsten anzutreffen sind **Eigenversorgungskonzepte mit der Überschusseinspeisung** des nicht vollständig eigenverbrauchten Stroms. Diese Variante ohne Mieterstromversorgung ist vor allem deshalb häufig anzutreffen, weil eine Versorgung von Mietern mit PV-Strom immer auch einen erhöhten administrativen Aufwand bedeutet. Werden Mieter in den Stromerzeugungs- und Stromverbrauchsprozess des PV-Stroms nicht eingebunden, ist der Eigenversorger nicht auf weitere Akteure/Mieter angewiesen und bleibt damit flexibel.

Eine Eigenversorgung ist aber selten zu 100 Prozent möglich, daher erfolgt eine Überschusseinspeisung des nicht vor Ort verbrauchten Stroms. Auch bei einer sehr kleinen Dimensionierung der PV-Anlage und hohen Stromverbräuchen kann der Strom nicht immer und vollständig durch den Eigenversorger verbraucht werden. Dies gilt **insbesondere für Gewerbeimmobilien**, bei welchen sich der Stromverbrauch auf die Werktage konzentriert. An Wochenenden mit viel Sonnenschein kommt es in den Sommermonaten regelmäßig zu Einspeisungen des PV-Stroms in das Stromnetz der allgemeinen Versorgung.

Bei diesem Betreibermodell wird der Betreiber versuchen, möglichst viel Strom in der Eigenversorgung zu verbrauchen, da durch den verringerten Netzbezug die größten Kostenvorteile entstehen. (Die Einspeisevergütung hingegen liegt im Regelfall deutlich unter den Strombezugskosten des Eigenversorgers.)

Die Vergütung der Überschusseinspeisung erfolgt je nach Größe der PV-Anlage durch die geförderte Direktvermarktung oder mit der Einspeisevergütung.

© BBH, 2020

2) Eigenversorgung, Mieterstrommodell und Überschusseinspeisung

Die **Eigenversorgung kann aber auch mit dem Mieterstrommodell und der Überschusseinspeisung** kombiniert werden.

Hierbei wird der erzeugte Strom soweit möglich zur Eigenversorgung genutzt, weil hierdurch die größten Kostenvorteile entstehen.

Der darüber hinaus erzeugte Strom wird innerhalb der Kundenanlage an Mieter geliefert. (Dies kann im Wege der geförderten Mieterstromversorgung nach dem EEG erfolgen. Es ist aber auch möglich, den Mieterstrom ohne Förderung an Mieter zu verkaufen. Ein Mieterstromzuschlag ist in gewerblichen Immobilien regelmäßig ausgeschlossen, weil keine ausreichende Wohnraumnutzung stattfindet.) Es gilt die Strombezugskosten der Mieter zu unterbieten, da diese sonst keinen wirtschaftlichen Anreiz haben, den PV-Strom zu nutzen. Das ist aber selten möglich, da gewerbliche Mieter (insbesondere Filialen mit mehreren Standorten in Deutschland) sehr geringere Strombezugskosten aufweisen. Aufgrund des Rechts der freien Wahl des Stromlieferanten besteht für den Betreiber der PV-Anlage keine Möglichkeit den Mieter zu einer Abnahme zu verpflichten.

Falls neben dem Mieterstrom noch weiterer PV-Strom zur Verfügung steht (vor allem an Wochenenden im Sommer, an welchen die gewerblichen Mieter nicht viel Strom verbrauchen) kann dieser in das Netz eingespeist und nach dem EEG vergütet werden.

3) Mieterstrommodell und Überschusseinspeisung

Immobiliengesellschaften verzichten als Vermieter häufig auf eine Eigenversorgung, weil sie selbst wenig Strom im Gebäude verbrauchen. Sie können sich nur den sog. Allgemeinstrom als Eigenverbrauch zurechnen (z.B. Treppenhausbeleuchtung, Fahrstühle, Umwälzpumpen). Zudem möchten gewerbesteuerbegünstigte Immobiliengesellschaften eine Infizierung mit der Gewerbesteuer verhindern und setzen deshalb keine Mieterstromversorgung um.

© BBH, 2020

Die Mieterstromversorgung kann aber durch eine weitere von der Immobiliengesellschaft unabhängige Gesellschaft erfolgen. Das führt in der Regel nicht zur Infizierung der Immobiliengesellschaft mit der Gewerbesteuer.[50] Das Unternehmen, das die Mieterstromversorgung wahrnimmt, kann zwar keine Eigenversorgung umsetzen, da es selbst regelmäßig keinen Strom im Gebäude verbraucht. Es ist aber eine Mieterstromversorgung möglich. Bei vermieteten Gebäuden in Händen von umsatzsteuerbegünstigten Immobiliengesellschaften ist daher die Kombination der Mieterstromversorgung mit der Überschusseinspeisung umsetzbar. Zu beachten ist dabei, dass die Vertragsgestaltung zwischen unabhängigen Unternehmen in der Regel komplexer ist, als zwischen Mutter- und Tochterunternehmen.

Bei diesem Betreibermodell wird der erzeugte Strom prioritär innerhalb der Kundenanlage an Mieter geliefert. Hier gilt es die Strombezugskosten der Mieter zu unterbieten, da diese sonst keinen wirtschaftlichen Anreiz haben, den PV-Strom zu nutzen. Dies gelingt oftmals nur, wenn der Anspruch auf Mieterstromzuschlag nach dem EEG besteht. Aufgrund des Rechts der freien Wahl des Stromlieferanten besteht für den Betreiber der PV-Anlage keine Möglichkeit den Mieter zur Abnahme des Stroms zu verpflichten.

Der überschüssige Strom, der nicht vor Ort verbraucht werden kann, wird im Wege der Überschusseinspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist und durch das EEG vergütet.

4) Reine Eigenversorgung, reine Mieterstromversorgung, reine Überschusseinspeisung

Die Betreibermodelle sind selten einzeln anzufinden. Die Eigenversorgung und die Mieterstromversorgung können zumeist nicht allein umgesetzt werden, da es an Tagen mit geringem Stromverbrauch in der Kundenanlagen und hohen Erzeugungsmengen der PV-Anlage regelmäßig zur Überschusseinspeisung kommt.

Die Einspeisung des gesamten erzeugten Stroms (kaufmännisch-bilanziell oder physikalisch), ohne eine Nutzung zur Eigenversorgung oder zur Versorgung der Mieter, ist im Regelfall nicht wirtschaftlich. Die **Stromgestehungskosten** für den PV-Strom auf oder an Gebäuden sind zu hoch, als dass die Vergütung nach dem EEG für einen wirtschaftlichen Betrieb ausreichen würde.

[50] Wegen der großen wirtschaftlichen Bedeutung muss diese Frage in jedem Einzelfall von einem Steuerexperten beurteilt und im Zweifelsfall mit den Finanzbehörden geklärt werden.

Wirtschaftlichkeit der Betreibermodelle:

Die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen auf oder an Immobilien hängt bei dem derzeitigen regulatorischen Rahmen maßgeblich davon ab, dass ein großer Anteil des erzeugten Stroms zur **Eigenversorgung** genutzt wird.

Aufgrund der günstigen Strompreise für gewerbliche Mieter auf dem Strommarkt, gelingt es selten den erzeugten Strom in einem **Mieterstrommodell** an den gewerblichen Mieter erzeugungskostendeckend zu verkaufen.

Der Betrieb einer PV-Anlage **ohne Eigenversorgung oder Mieterstromversorgung** ist derzeit in aller Regel nicht wirtschaftlich. Die Vergütung für den in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten Strom ist dafür zu gering. Die Vergütung wird in der Praxis daher in aller Regel nur für den überschüssigen Strom geltend gemacht.

Für Mehr-Mieter-Gewerbeimmobilien, die häufig durch „reine" Immobiliengesellschaften betrieben werden, besteht bei dem derzeitigen regulatorischen Rahmen **beinahe keine Möglichkeit** ein wirtschaftliches Betriebsmodell umzusetzen. Dies steht im starken Gegensatz zu den Klimazielen der Bundesregierung und einer sinnvollen Energiewende mit einer dezentralen Stromerzeugung an Orten und zu Zeiten mit hohem Strombedarf.

D. Betrieb der Ladesäulen und Abrechnung der Ladevorgänge

Ein weiterer Baustein eines lokalen und nachhaltigen Versorgungskonzeptes für Gewerbeimmobilien ist der Betrieb von Ladesäulen für die Elektromobilität, die mit Strom aus einer PV-Anlage vor Ort versorgt werden.

In der Praxis ist für die Umsetzung von Elektromobilität insbesondere relevant, ob die Ladesäulen öffentlich (für jedermann zugänglich) oder nicht-öffentlich (beispielsweise nur für die Mieter des Objektes) betrieben werden sollen.

I. Begriffsklärungen

Zunächst werden wichtige Begriffe der Elektromobilität, wie z.B. Elektrofahrzeug, Ladepunkt, CPO, EMP und Roaming-Plattform geklärt.

© BBH, 2020

1) Definition des Elektrofahrzeugs

Die Richtlinie 2014/94/EU enthält in der in Kraft getretenen Version eine eigenständige europäische Begriffsdefinition des Elektrofahrzeugs.[51] Ein Elektrofahrzeug ist gemäß Art. 2 Nr. 2 2014/94/EU:

> *„[…]ein Kraftfahrzeug mit einem Antriebsstrang, der mindestens einen nichtperipheren elektrischen Motor als Energiewandler mit einem elektrisch aufladbaren Energiespeichersystem, das extern aufgeladen werden kann, enthält."*

2) Definition des Ladepunkts

Die gesetzlichen Regelungen verwenden nicht den Begriff „Ladesäule", sondern den Begriff „Ladepunkt". Damit wird auf die Einrichtung abgestellt, an der zeitgleich nur ein Ladevorgang stattfinden kann.

Der Ladepunkt ist gemäß Art. 2 Nr. 3 2014/94/EU zu verstehen als

> *„eine Schnittstelle, mit der zur selben Zeit entweder nur ein Elektrofahrzeug aufgeladen oder nur eine Batterie eines Elektrofahrzeugs ausgetauscht werden kann"*

In § 2 Nr. 9 Ladesäulenverordnung (LSV) ist der Begriff Ladepunkt definiert als

> *„Einrichtung, die zum Aufladen von Elektromobilen geeignet und bestimmt ist und an der zur gleichen Zeit nur ein Elektromobil aufgeladen werden kann"*

Die Richtlinie unterscheidet entsprechend der Ladeleistung **Normalladepunkte** (Art. 2 Nr. 4) und **Schnellladepunkte** (Art. 2 Nr. 5).

Ein „**Normalladepunkt**" ist ein Ladepunkt, an dem Strom mit einer Ladeleistung von höchstens 22 kW an ein Elektrofahrzeug übertragen werden kann. (Nicht zu den Normalladepunkten zählen Ladeeinrichtungen mit einer Ladeleistung von höchstens 3,7 kW, die in Privathaushalten installiert sind oder deren Hauptzweck nicht das Aufladen von Elektrofahrzeugen ist und die nicht öffentlich zugänglich sind.)

[51] Die Entwurfsfassung der Richtlinie vom 15.04.2014 enthielt noch die Definition, wonach unter Elektrofahrzeuge alle Fahrzeuge im Sinne der Richtlinie 2007/46/EG fallen, die eine bauartbedingte Höchstgeschwindigkeit von mehr als 25 km/h erreichen.

© BBH, 2020

Dagegen ist ein „**Schnellladepunkt**" ein Ladepunkt, an dem Strom mit einer Ladeleistung von mehr als 22 kW an ein Elektrofahrzeug übertragen werden kann. Für die Einordnung als Schnellladepunkt oder Normalladepunkt kommt es nach der AFI-Richtlinie nicht darauf an, ob es sich um einen Wechselstromladepunkt oder einen Gleichstromladepunkt handelt, vgl. 2014/94/EU Anhang II, Ziffer1.2.

In § 2 Nr. 7 und 8 LSV wurden diese Definitionen übernommen.

3) Marktrollen in der Elektromobilität

Für den Betrieb von Ladesäulen ergeben sich die in der nachfolgenden Übersicht dargestellten Beteiligtenrollen:

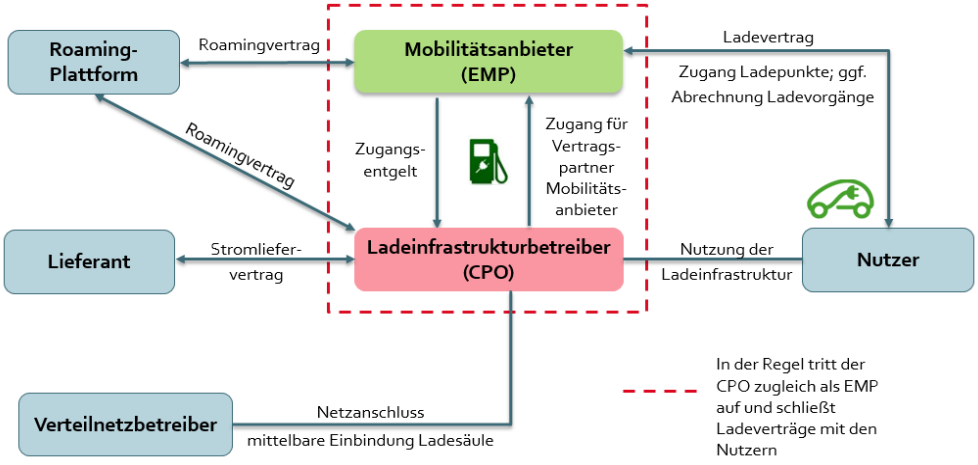

Abbildung 12 - Marktrollen im Rahmen der Elektromobilität

a) Betreiber der Ladepunkte (CPO)

Nach § 2 Nr. 12 der Ladesäulenverordnung (**LSV**) ist Betreiber von Ladepunkten bzw. Charge-Point-Operator (**CPO**)

> *„wer unter Berücksichtigung der rechtlichen, wirtschaftlichen und tatsächlichen Umstände bestimmenden Einfluss auf den Betrieb eines Ladepunktes ausübt*".

Die Einordnung als Betreiber eines Ladepunktes setzt dabei nicht zwingend das Eigentum an dem Ladepunkt voraus. Ausreichend ist eine vergleichbare Rechtsposition, die es dem Betreiber sowohl rechtlich, als auch tatsächlich ermöglicht, über den Betrieb des Ladepunktes zu bestimmen. Überträgt man die Anforderungen an

die Betreiberstellung einer Stromerzeugungsanlage oder Verbrauchseinrichtung ist entscheidend,

- wer die tatsächliche Herrschaft über die Ladeeinrichtung ausübt,
- ihre Arbeitsweise eigenverantwortlich bestimmt und
- das wirtschaftliche Risiko trägt.[52]

Die Betreibereigenschaft kann auch im Rahmen eines Pachtverhältnisses gegeben sein, sofern der Pächter unbeschränkten Zugriff auf den Ladepunkt hat und beim Betrieb nicht an Weisungen oder vorherige Zustimmungen des Eigentümers gebunden ist.[53]

b) Mobilitätsanbieter (EMP)

Neben dem Betreiber von Ladeinfrastruktur tritt am Markt auch der sog. Mobilitätsanbieter bzw. Electric Mobility Provider (**EMP**) auf. Dieser ist weder in der LSV noch in anderen gesetzlichen Regelungen definiert. Unter dem EMP wird am Markt derjenige verstanden, der dem jeweiligen Nutzer des Ladepunktes den Zugang zum Ladepunkt ermöglicht, etwa durch zur Verfügung stellen einer Ladekarte, App oder eines anderen Zugangsmediums.

Der EMP rechnet die Ladevorgänge, sofern diese kostenpflichtig sind, gegenüber dem jeweiligen Nutzer (d. h. seinem Kunden) ab. **Häufig treten CPO zugleich als EMP auf. Zwingend ist dies jedoch nicht.**

c) Roaming-Plattformen

In der Regel werden Zugangsvereinbarungen für die Nutzer der Ladesäulen zwischen dem CPO und EMP geschlossen. Eine Vertragsvereinbarung erfolgt im Regelfall aber nicht individuell, sondern über eine sog. Roaming-Plattform. Dabei schließen sowohl der CPO als auch der EMP jeweils einen Roamingvertrag mit der Roaming-Plattform. Der Roamingvertrag regelt u. a. die Anbindung des CPO bzw. EMP an die IT-Plattform des Roaming-Anbieters sowie das an den Roaming-Anbieter zu zahlende Entgelt. Daneben besteht auch beim Roaming eine direkte Vertragsbeziehung zwischen CPO und EMP (sog. Zugangsvertrag). Gegenstand dieser Ver-

[52] BNetzA, Leitfaden zur Eigenversorgung, Juli 2016, S. 22 ff..
[53] Begründung zu § 2 Nr. 12 LSV, BR-Drs. 256/17, S. 4.

© BBH, 2020

einbarung ist u. a. die Vergütung, die der EMP an den Betreiber für die Ladevorgänge seiner Kunden zahlt und die Verpflichtung des CPO den Kunden des EMP den Zugang zu seinen Ladepunkten zu gewähren.

II. Rechtliche Anforderungen an Ladesäulen

Der CPO muss die Ladeinfrastruktur grundsätzlich so betreiben, dass deren technische Sicherheit gewährleistet ist. Dabei sind die Anforderungen zu erfüllen, die sich aus **§ 49 EnWG für den sicheren Betrieb von Energieanlagen** ergeben.

Daneben sind beim Betrieb **öffentlich zugänglicher Ladepunkte** die Vorgaben aus der LSV zu beachten. Die LSV regelt die **technischen Mindestanforderungen** an den sicheren und interoperablen Aufbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten sowie weitere Aspekte wie etwa das punktuelle Laden.

1) Anforderungen an Energieanlagen nach § 49 EnWG

Mit der Regelung des § 49 EnWG erfüllt der Gesetzgeber die ihm als Teilziel in § 1 Abs. 1 EnWG übertragene Aufgabe, die Sicherheit der Versorgung mit leitungsgebundener Energie zu gewährleisten und stellt konkrete Anforderungen an die technische Sicherheit von Energieanlagen.[54]

Nach § 3 Nr. 15 EnWG sind Energieanlagen demnach Anlagen zur Erzeugung, Speicherung, Fortleitung oder Abgabe von Energie. Ladesäulen für Elektromobilität sind Anlagen zur **Abgabe von Energie** und fallen somit in den Anwendungsbereich des § 49 Abs. 1 EnWG.

Die Anforderungen an die technische Sicherheit von Energieanlagen werden in § 49 EnWG schrittweise konkretisiert.[55] Ausgangspunkt ist die Generalklausel § 49 Abs. 1 Satz 1 EnWG als Auffangtatbestand. Energieanlagen sind demnach so zu errichten und zu betreiben, dass die **technische Sicherheit** gewährleistet ist. Dabei sind gemäß § 49 Abs. 1 Satz 2 EnWG vorbehaltlich sonstiger Rechtsvorschriften die **allgemein anerkannten Regeln der Technik** zu beachten.

Gemäß § 49 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 EnWG wird die Einhaltung der **allgemein anerkannten Regeln der Technik vermutet**, wenn bei Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung

[54] van Rienen/Wasser, in: Theobald/Kühling, Energierecht, 106. EL April 2020, EnWG§ 49 Rn. 2.
[55] Görisch, in: Kment, Energiewirtschaftsgesetz, § 49 Rn. 4.

und Abgabe von Elektrizität die technischen Regeln des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (im Folgenden: **VDE**) eingehalten werden.

So ist beispielsweise auch für nicht öffentliche Ladepunkte i.d.R. eine jährlich wiederkehrende normgerechte Prüfung der Ladeinfrastruktur für Elektrostraßenfahrzeuge und des dazugehörigen Teils der elektrischen Anlage erforderlich. Das sind Messungen nach DIN VDE-0105-100/A1 für wiederkehrende Prüfungen im Betrieb.

Adressat von § 49 EnWG ist der für die Errichtung und den Betrieb Verantwortliche, der mit der Betriebsführung Beauftragte und letztlich der Eigentümer.

Die Anforderungen an die technische Sicherheit bei der Errichtung von Ladesäulen können nicht abschließend und allgemeingültig dargestellt werden. Vielmehr kommt es auf das konkrete Vorhaben und seine technische Umsetzung in Einzelfall an.

Einen guten Überblick über die zu beachtenden technischen Regeln gibt der technische **Leitfaden des VDE zu „Ladeinfrastruktur und Elektromobilität"** (Version 3, Stand Januar 2020).

2) Anforderungen an den Betrieb öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur aus der LSV

Für den Betrieb öffentlich zugänglicher Ladesäulen sind die neben den Vorgaben für Energieanlagen nach § 49 EnWG zusätzlich die Vorgaben der LSV zu beachten.

a) Öffentlich zugänglich

Die LSV ist in ihrem Anwendungsbereich auf öffentlich zugängliche Ladepunkte begrenzt. Nach § 2 Nr. 9 LSV ist ein Ladepunkt öffentlich zugänglich,

> *„wenn er sich entweder im öffentlichen Straßenraum oder auf privatem Grund befindet, sofern der zum Ladepunkt gehörende Parkplatz von einem unbestimmten oder nur nach allgemeinen Merkmalen bestimmbaren Personenkreis tatsächlich befahren werden kann*".

Die LSV stellt demnach auf die Zugänglichkeit des Parkplatzes ab, auf dem sich der Ladepunkt befindet. Dieser kann sich sowohl im öffentlichen Straßenraum, als auch auf privatem Grund befinden. Entscheidend ist, dass die Nutzung des Parkplatzes nicht nur einem von vornherein festgelegten, eingeschränkten Personenkreis offen steht.

Nur für einen **eingeschränkten Personenkreis zugänglich** sind nach der Verordnungsbegründung etwa private Carports oder die Tiefgarage eines Mehrfamilienhauses. Gleiches dürfte demnach auch für reine Mitarbeiterparkplätze, die nur den Mitarbeitern eines Unternehmens zugänglich sind, gelten. Insofern dürften auch die Mitarbeiterparkplätze einer Mehr-Mieter-Gewerbeimmobilie nicht-öffentlich sein, wenn sie **nur** dem Personenkreis der Mitarbeiter der Mieter zu Verfügung stehen.

Öffentlich zugänglich sind hingegen Parkplätze am Straßenrand oder in einem Parkhaus, das von jedermann genutzt werden kann. Gleiches gilt für Kunden- bzw. Besucherparkplätze, etwa an Einkaufszentren oder Bahnhöfen. Dabei hindert es die Einordnung als öffentlich zugänglich nicht, wenn sich an der Zufahrt zu dem Parkplatz eine Schranke befindet, die jedoch vom Pförtner für jeden Kunden/Besucher geöffnet wird.

Die Einordnung als **nicht öffentlich** zugänglich gilt in den oben genannten Fällen auch, wenn die Authentifizierung über ein „**einheitliches Zugangsmedium**" erfolgt, d. h. eine Ladekarte. Entscheidend ist, dass die betroffenen Parkplätze – z. B. aufgrund der Beschilderung – nur einem eingeschränkten Personenkreis zur Verfügung stehen.

b) Anforderungen nach der LSV

Die LSV stellt sowohl technische Mindestanforderungen auf, regelt aber auch Anzeige und Nachweispflichten sowie den diskriminierungsfreien Zugang zu Ladepunkten.

aa) Technische Mindestanforderungen

§ 3 LSV enthält folgende Mindestanforderungen an die technische Sicherheit und Interoperabilität von Ladepunkten:

- **Normalladepunkte** nach § 2 Nr. 7 LSV (bis 22 kW Ladeleistung) mit Wechselstromladen: Ausstattung mit einer Steckdose Typ 2 oder mit Fahrzeugkupplung und Steckdose Typ 2 gemäß DIN 62196-2 (Ausgabe Dezember 2014)

- **Schnellladepunkte** nach § 2 Nr. 8 LSV (über 22 kW Ladeleistung) mit Wechselstromladen: Mindestens eine Kupplung des Typs 2 gemäß DIN 62196-2 (Ausgabe Dezember 2014)

© BBH, 2020

-

> **Hinweis**:
> In der Praxis ist die Ladeleistung von Wechselstrom-/AC-Ladepunkten in Deutschland mit Typ 2-Steckern (bzw. 32A) sehr begrenzt. Es werden auf dem Markt kaum Wechselstrom-Systeme mit mehr als 22 kW angeboten.
>
> Umgangssprachlich sind mit Schnellladepunkten häufig Gleichstrom-/DC-Ladepunkte gemeint. DC-Ladepunkte gibt es auch mit geringeren Leistungen als 22 kW (ab 10 kW), in der Regel werden sie aber für höhere Leistungen angeboten.

- **Normal- und Schnellladepunkte mit Gleichstromladen**: Mindestens eine Kupplung des Typs Combo 2 gemäß DIN 62196-3 (Ausgabe Juli 2012)

§ 3 Abs. 4 LSV stellt klar, dass sonstige technische Anforderungen, insbesondere die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik (§ 49 Abs. 1 EnWG), unberührt bleiben.

§ 49 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 EnWG ist entsprechend anwendbar, d. h. die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik wird vermutet, wenn die technischen Regeln des VDE Berücksichtigung finden.

bb) Punktuelles Aufladen

Der CPO hat zu gewährleisten, dass an seit dem 14.12.2017 in Betrieb genommenen öffentlich-zugänglichen Ladepunkten das **punktuelle Aufladen** möglich ist. Punktuelles Laden bedeutet nach § 2 Nr. 13 LSV

> *„das Laden eines Elektromobils, welches nicht als Leistung im Rahmen eines Dauerschuldverhältnisses zwischen dem Nutzer und einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen oder einem Betreiber eines Ladepunktes erbracht wird*".

Das heißt, Nutzer sollen an dem Ladepunkt spontan ihr Fahrzeug laden können, ohne zuvor mit einem CPO bzw. EMP einen Vertrag (in Form eines Dauerschuldverhältnisses) über den Zugang zu Ladepunkten zu schließen. § 4 LSV gibt dem CPO hierfür **vier Möglichkeiten**, die er nach seiner Wahl ausgestalten kann:

Die Mindestvorgaben zur Umsetzung sind dabei in § 4 Nr. 1 und 2 LSV geregelt. Sofern keine Authentifizierung der Nutzer geplant ist, muss die Stromabgabe entweder **ohne direkte Gegenleistung** erfolgen oder aber die Möglichkeit zur **Barzahlung in unmittelbarer Nähe bestehen** (Nr. 1).

Für eine **bargeldlose Zahlungsmöglichkeit** muss eine Authentifizierung mittels eines gängigen **kartenbasierten** Zahlungssystems oder mittels eines gängigen **webbasierten** Systems in unmittelbarer Nähe der Ladesäule ermöglicht werden. Bei der Einrichtung eines webbasierten Zahlungssystems muss mindestens eine Zugangsvariante kostenlos sein (Nr. 2).

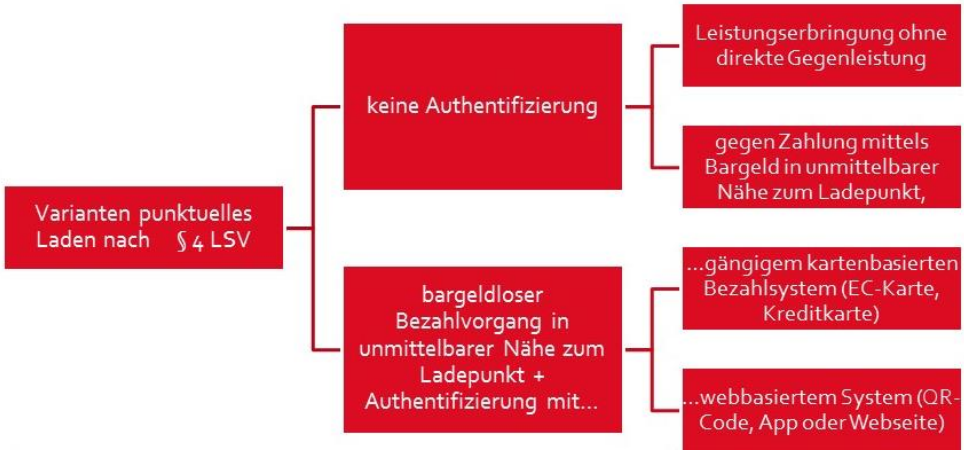

Abbildung 13 - Varianten für punktuelles Laden ach § 4 LSV

Der CPO kann die Verpflichtung zum punktuellen Aufladen auch durch Kooperation mit einem EMP erfüllen, der den Nutzern das spontane Laden an seinen Ladepunkten ermöglicht. Der Nutzer gelangt dann beispielsweise durch Scannen des QR-Codes am Ladepunkt auf die mobile Webseite des EMP und kann den Ladevorgang darüber starten. Die Abrechnung des Ladevorgangs gegenüber dem Nutzer erfolgt in diesem Fall durch den EMP.

cc) Anzeige- und Nachweispflichten

CPO sind als Betreiber von Ladeinfrastruktur verpflichtet, sowohl den Aufbau als auch die Außerbetriebnahme von öffentlich zugänglichen Ladepunkten bei der Bundesnetzagentur anzuzeigen. Dies betrifft sowohl Normalladepunkte als auch Schnellladepunkte.

© BBH, 2020

dd) Ausnahme von den Anforderungen der LSV

Ladepunkte mit einer Ladeleistung von **höchsten 3,7 kW** sind nach § 7 LSV von den vorgenannten Anforderungen ausgenommen.

III. Errichtung und Betrieb der Ladesäulen

1) Netzanschluss und Einbindung in die Kundenanlage

Die Errichtung von Ladeeinrichtungen an einem bestehenden Netzanschluss kann – je nach Leistungsinanspruchnahme der Ladeinfrastruktur – eine **Ertüchtigung der elektrischen Anlagen** des Kunden oder eine Erhöhung der dem Anschlussnehmer zur Verfügung stehenden **Anschlussleistung** erforderlich machen.

Damit kann - unabhängig von der Notwendigkeit von Baumaßnahmen am Anschluss - ggf. die Verpflichtung zur Zahlung eines **Baukostenzuschusses** ausgelöst werden. Bei der Dimensionierung der Ladeinfrastruktur ist zu berücksichtigen, inwieweit eine Erhöhung der Anschlussleistung, aber auch die abrechnungsrelevante Leistung durch ein entsprechendes **Lade– bzw. Lastmanagement** vermieden werden kann (vgl. Teil 2B.IV).

Nach § 19 Abs. 2 NAV sind Anschlussnehmer oder -nutzer in Niederspannung verpflichtet, dem Netzbetreiber Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge vor deren Inbetriebnahme **mitzuteilen**.

Die Inbetriebnahme von Ladeeinrichtungen mit einer Summen-Bemessungsleistung über 12 kVA je elektrischer Anlage bedarf der vorherigen Zustimmung des Netzbetreibers.

Hinweis:

Es ist zu beachten, dass für Ladepunkte ab 12 kVA eine Steuerungsschnittstelle (siehe VDE AR N 4100 Kapitel 10.6.4) bereitzustellen ist. Das bedeutet, der Netzbetreiber muss die Möglichkeit haben den Ladevorgang zu unterbrechen. Hierfür ist ein Platz für den Rundsteuerempfänger im Zählerschrank vorzusehen.

© BBH, 2020

2) Einfluss auf den Status als Kundenanlage

Zum Kundenanlagenbegriff allgemein kann auf die Ausführungen unter Teil 2A. verwiesen werden. Der Betrieb von Ladeeinrichtungen wirkt sich regelmäßig nicht auf die **wettbewerbliche Unbedeutsamkeit** einer Kundenanlage aus. Die für die Bewertung einer Energieanlage als Kundenanlage relevante Anzahl der Letztverbraucher wird durch die Errichtung von Ladeeinrichtungen i.d.R. nicht verändert, da Letztverbraucher nach § 3 Nr. 25 EnWG nicht die Nutzer, sondern die Betreiber (CPO) der Ladeeinrichtungen sind.

Kundenanlagen müssen **jedermann** zum Zwecke der Belieferung der angeschlossenen Letztverbraucher im Wege der Durchleitung unabhängig von der Wahl des Energielieferanten **diskriminierungsfrei und unentgeltlich** zur Verfügung gestellt werden.

Das bedeutet, dass Betreiber von Ladeeinrichtungen in einer Kundenanlage ihren **Stromlieferanten** für die Versorgung der Ladeeinrichtungen frei wählen können müssen. Zudem dürfen dritten Betreibern **keine „nutzungsabhängigen Entgelte"** für die Strominfrastrukturnutzung bis zur jeweiligen Ladeeinrichtung in Rechnung gestellt werden.

Ist der Betreiber der Kundenanlage (d. h. der Anschlussnehmer) zugleich Betreiber der Ladeeinrichtungen, darf er die Kosten für die Ladeinfrastruktur in die Kalkulation des Ladetarifs einfließen lassen, da es sich dabei **nicht um ein Entgelt für die Nutzung der Strominfrastruktur** der Kundenanlage handelt. Ladeeinrichtungen setzen funktional auf der Kundenanlage auf und sind gerade **nicht Teil der Kundenanlage**.

Einen nachteiligen Effekt auf den Kundenanlagenstatus nach § 3 Nr. 24b EnWG (**Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung**) kann es nur geben, wenn die Schwellenwerte der verteilten Energie überschritten werden, vgl. Teil 2A.II.5).

3) Betrieb der Ladesäulen

Beim Betrieb der Ladesäulen sind insbesondere Vorgaben des EnWG, des EEG und des Stromsteuerrechts zu beachten.

a) Beurteilung des Betriebs nach dem EnWG

Nach § 3 Nr. 18 EnWG wird derjenige zum **Energieversorgungsunternehmen**, der Energie an andere liefert. Im Rahmen der Ladevorgänge wird zwar Energie an die

Nutzer der Ladesäulen geliefert, zum Energieversorgungsunternehmen im Sinne des EnWG wird der CPO aber nicht.

Nach § 3 Nr. 25 EnWG steht „der Strombezug der Ladepunkte für Elektromobile [...] dem Letztverbrauch im Sinne dieses Gesetzes und den auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Verordnungen gleich." Damit stellt der Ladevorgang des Elektromobils selbst keine Belieferung im Sinne des EnWG dar. Die Belieferung „endet" an der Ladesäule.

Der CPO ist also kein Energieversorgungsunternehmen im Sinne des EnWG. Die Pflichten eines Energieversorgungsunternehmens nach dem EnWG, wie z.B. die Anzeige nach § 5 EnWG, die Rechnungstellung nach § 40 EnWG oder die Stromkennzeichnung nach § 42 EnWG, treffen den CPO daher nicht.

b) Einordnung nach dem EEG

Die Einordnung des Betriebs von Ladesäulen im EEG unterscheidet sich von der Einordnung nach dem EnWG. Es entstehen zahlreiche Pflichten nach dem EEG, wenn die Ladesäulen mit vor Ort erzeugtem Strom versorgt werden.

aa) Betreiber der Ladesäulen als Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach dem EEG

Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Sinne des EEG ist nach § 3 Nr. 20 EEG 2017 „*jede natürliche oder juristische Person, die Elektrizität an Letztverbraucher liefert*". Letztverbraucher ist nach § 3 Nr. 33 EEG "*jede natürliche oder juristische Person, die Strom verbraucht*".

Im Rahmen der Ladevorgänge der Elektromobile wird Elektrizität an die **Nutzer der Ladesäulen als Letztverbraucher** geliefert. Damit wird der **CPO zum Elektrizitätsversorgungsunternehmen** im Sinne des § 3 Nr. 20 EEG 2017, wenn er Strom an Elektromobile liefert. Der **Betreiber des Elektromobils ist hingegen als Letztverbraucher** im Sinne von § 3 Nr. 33 EEG 2017 einzuordnen, da er den Strom verbraucht (und eben nicht der Betreiber der Ladesäule).

Die Definition in **§ 3 Nr. 25 EnWG**, wonach der Betreiber der Ladepunkte als Letztverbraucher gilt, ist nach dem Wortlaut und ausweislich der Gesetzesbegründung in ihrem Anwendungsbereich **auf das EnWG beschränkt** und findet im EEG 2017 keine Anwendung. Das EnWG und das EEG unterscheiden sich insoweit.

Der CPO würde lediglich dann nicht zum Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Sinne von § 3 Nr. 20 EEG 2017, wenn eine reine Eigenversorgung im Sinne von § 3 Nr. 19 EEG vorliegt, vgl. Teil 2C.I. Der CPO müsste also Betreiber der PV-Anlage und der Elektromobile sein. Es dürften zudem nie Strommengen aus der PV-Anlage an Dritte (z.B. an Mieter oder Elektromobile der Mieter) geliefert werden.

bb) EEG-Umlagepflicht ohne Eigen- oder Mieterstromversorgung

Für die Weiterlieferung von Strombezug aus dem Netz an die Elektromobile hat der Betreiber der Ladesäulen als Elektrizitätsversorgungsunternehmen die EEG-Umlage nach § 60 Abs. 1 EEG 2017 abzuführen.

In Rahmen eines Ladesäulenbetriebs ohne Eigen- oder Mieterstromversorgung ist das aber unproblematisch. In der Regel führt der Stromlieferant des Betreibers der Ladesäulen die EEG-Umlage für den Betreiber der Ladesäulen **„auf fremde Schuld"** ab. (Im Regelfall zahlt der Betreiber der Ladesäulen auf den gesamten vom Stromlieferanten gelieferten Strom die volle EEG-Umlage und der Stromlieferant führt die EEG-Umlage an den Übertragungsnetzbetreiber ab.)

cc) EEG-Umlagepflicht bei Eigen- oder Mieterstromversorgung

Problematisch ist die Abführung der EEG-Umlage jedoch bei einer Belieferung der Ladesäulen für die Elektromobilität mit dem Strom aus einer PV-Anlage.

Für Strom, der im Rahmen der Eigenversorgung erzeugt und verbraucht wird, muss nach § 61c I EEG 2017 grundsätzlich nur eine auf 40 % reduzierte EEG-Umlage gezahlt werden. Wird der Strom jedoch an Dritte geliefert, so fällt die EEG-Umlage nach § 60 Abs. 1 EEG 2017 in voller Höhe an. Für den Strom aus der PV-Anlage (egal ob im Rahmen der Eigenversorgung oder der Drittbelieferung) wird aber, anders als beim Strom aus dem Netz, die EEG-Umlage nicht vom Stromlieferanten abgeführt. Die EEG-Umlage ist daher durch den Eigenversorger oder den Mieterstromversorger selbst abzuführen, vgl. Teil 2C.I.2).

dd) Voraussetzungen der Eigenversorgung

Für die Eigenversorgung nach § 3 Nr. 19 EEG 2017 ist erforderlich, dass die **erzeugten Strommengen vom Betreiber der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht** werden, vgl. Teil 2C.I.1)c). Privilegiert sind daher nur diejenigen Strommengen, die der Betreiber der PV-Anlage im Rahmen von Ladevorgängen mit von ihm selbst betriebenen Elektromobilen verbraucht.

Diese Voraussetzung ist eindeutig gegeben, wenn der Eigenerzeuger an den Ladeeinrichtungen eigene Firmenfahrzeuge lädt und diese ausschließlich für betriebliche Zwecke genutzt werden (z.B. für Lieferfahrten, Kundenbesuche u.s.w.). Keine Eigenversorgung liegt hingegen vor, wenn Privatfahrzeuge von Mitarbeitern, von Kunden, von Mietern oder sonstigen Dritten geladen werden.

Nicht eindeutig ist die Situation bei Firmenfahrzeugen, die auf den Eigenerzeuger zugelassen sind, vom Mitarbeiter aber auch privat genutzt werden können.

Die Bundesnetzagentur ist aber wohl der Auffassung, dass das Laden von Firmenwagen – d. h. Fahrzeugen deren Halter das Unternehmen ist – stets ein Eigenverbrauch des Unternehmens ist, auch wenn es den Mitarbeitern gestattet ist, das Fahrzeug und damit den geladenen Strom teilweise für private Zwecke zu nutzen.

Zu diesem Ergebnis kommt die Bundesnetzagentur, weil sie bei der Prüfung der Betreiberkriterien auf den Ladevorgang abstellt und nicht auf die Verwendung des Fahrzeugs. Beim Ladevorgang liegt die Verfügungsgewalt über das Firmenfahrzeug beim Unternehmen.[56]

Zu den weiteren Voraussetzungen für die Eigenversorgung kann auf die Ausführungen unter Teil 2C.I.1) verwiesen werden. Es ergeben sich insofern keine Besonderheiten für die Eigenversorgung in Kombination mit Elektromobilität.

ee) Strommengenabgrenzung im Rahmen der Eigenversorgung

Soweit kein Eigenverbrauch, sondern eine EEG-umlagepflichtige Lieferung des erzeugten Stroms vorliegt, müssen die gelieferten Strommengen vom Eigenverbrauch des begünstigten Unternehmens abgegrenzt werden, vgl. Teil 2C.I.1)d).

Zu beachten ist, dass nach Auffassung der Bundesnetzagentur für Ladevorgänge entnommene Strommengen nur im Falle von Aufladungen durch **Gelegenheitsbesucher als Bagatellstrommengen** im Sinne von § 62a EEG 2017 einzuordnen sind. Im Übrigen stellen Ladevorgänge grundsätzlich keine Bagatellsachverhalte dar und die Strommengen sind durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen abzugrenzen.

Um bei einer Nutzung von Ladeeinrichtungen (auch) durch Dritte eine aufwendige messtechnische Abgrenzung einzelner Ladevorgänge zu vermeiden, kann es sich für

[56] BNetzA, Leitfaden zum Messen und Schätzen bei EEG-Umlagepflichten, Oktober 2020, S. 20, 30f..

© BBH, 2020

Unternehmen mit Eigenerzeugung anbieten, den Strom entweder nicht für die Ladeeinrichtungen zu verwenden oder vorzusehen, dass bestimmte Ladeeinrichtungen ausschließlich durch Dritte (z.B. Mitarbeiter zu privaten Zwecken, Kunden) und andere Ladeeinrichtungen ausschließlich für betriebliche Zwecke genutzt werden.

c) Versorgerstatus nach dem Stromsteuerrecht und Befreiungsmöglichkeit

„Versorger" im Sinne des Stromsteuergesetzes (StromStG) ist nach § 2 Nr. 1 StromStG derjenige, der Strom leistet. Darunter fällt auch die Abgabe von Strom im Rahmen von Ladevorgängen.

Allerdings wurde im Stromsteuerrecht eine Ausnahme zugunsten der Betreiber von Ladeinfrastruktur aufgenommen. Nach § 1a Abs. 2 Nr. 2 StromStV gilt derjenige, der ausschließlich nach § 3 StromStG zu versteuernden Strom bezieht und diesen ausschließlich „**zur Nutzung für die Elektromobilität**" leistet, nicht als Versorger, sondern als Letztverbraucher. Ferner normiert § 1a Abs. 1a StromStV eine weitere Ausnahme, wonach auch derjenige, der ausschließlich nach § 3 StromStG zu versteuernden Strom bezieht und diesen ausschließlich innerhalb einer Kundenanlage leistet, nicht als Versorger, sondern als Letztverbraucher des Stroms gilt.

Bei einer (zusätzlichen) Verwendung von Strom aus einer Eigenerzeugungsanlage, sind diese Voraussetzungen nicht erfüllt und der Betreiber wird zum Versorger im Sinne des StromStG. In diesem Fall kann ggf. auf die Ausnahme nach § 1a Abs. 6 StromStV zurückgegriffen werden. Danach gilt ein Unternehmen, das Strom in Anlagen von **bis zu 2 MW** erzeugt und diesen Strom ausschließlich innerhalb der Kundenanlage an Letztverbraucher – hier durch Verwendung für Ladevorgänge – leistet, nur für den erzeugten und dann geleisteten Strom als Versorger (sog. „kleiner Versorger"). Eine vergleichbare Teil-Ausnahme sieht die Vorschrift des § 1a Abs. 7 StromStV u.a. für PV-Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von **mehr als 2 MW** vor.

Werden Ladeeinrichtungen mit Strom aus der Eigenerzeugung betrieben, kommt eine Stromsteuerbefreiung nach § 9 I Nr. 3 StromStG in Betracht, vgl. Teil 2C.I.3)c). Im Unterschied zu den Voraussetzungen der Eigenversorgung kommt es hierbei nicht darauf an, dass der Betreiber der PV-Anlage und der Betreiber des Elektromobils personenidentisch sind. Andererseits gilt es zu beachten, dass die installierte Anlagenleistung der PV-Anlage 2 MW nicht überschreiten darf.

IV. Abrechnung der Ladevorgänge

Am Markt ist eine Vielzahl an Abrechnungsmodellen für die Abrechnung von Ladevorgängen verbreitet. Die Abrechnung erfolgt etwa **nach ct/kWh, nach Ladezeit oder einem Kombitarif (ct/kWh + Ladezeit)**. In der Praxis sind zudem Kombinationen vorgenannter Abrechnungsmodelle mit **Grundgebühren** (etwa eine monatliche Gebühr für die Ladeinfrastruktur oder den Start des Ladevorganges) anzutreffen. Daneben werden **Pauschalen** pro Ladevorgang abgerechnet (sog. „Session Fee") oder der Kunde zahlt eine monatliche Flatrate und kann dafür die Ladeinfrastruktur nutzen.

Die Wahl des Abrechnungsmodells hängt dabei insbesondere von **eichrechtlichen** Fragestellungen und den Vorgaben aus der **Preisangabenverordnung** (PAngV) ab.

Die eichrechtlichen Anforderungen und die Vorgaben aus der PAngV gelten nicht nur für öffentlich zugängliche Ladepunkte, sondern **auch für nicht öffentlich** zugängliche Ladepunkte. Sie sind daher immer zu beachten, wenn Ladevorgänge gegenüber Nutzern abgerechnet werden.

1) Eichrechtliche Anforderungen

Wer Ladeeinrichtungen betreibt und/oder Ladevorgänge gegenüber Nutzern abrechnet, muss dabei die Anforderungen des **Mess- und Eichrechts** an die Verwendung geeichter Messwerte beachten.

a) Eichpflichtige Messgrößen

Die Messgeräte in den Ladeeinrichtungen und ggf. das Backend unterliegen den Vorgaben des Mess- und Eichrechts, wenn sie eine der in § 1 Abs. 1 MessEV genannten Messgrößen erfassen. Nach § 1 Abs. 1 Nr. 6 MessEV müssen „**Messgrößen bei der Lieferung von Elektrizität**" mit geeichten Messgeräten erfasst werden. Das bedeutet, dass **bei einer Abrechnung auf Grundlage der geladenen kWh** die Anforderung des Mess- und Eichrechts zu beachten sind.

Zudem vertreten die Landeseichbehörden in Deutschland inzwischen geschlossen die Auffassung, auch die **Zeiterfassung** zur Abrechnung von Ladevorgängen unterliege der Eichpflicht.

Bei einem **Kombitarif (kWh/Zeit)** sind in jedem Fall die abgerechneten kWh geeicht zu erfassen. Nach Auffassung einiger Landeseichbehörden, ist daneben auch eine geeichte Zeiterfassung erforderlich. Ist die Abrechnung eines Kombitarifs geplant,

© BBH, 2020

sollte daher vorab die Abstimmung mit der zuständigen Landeseichbehörde gesucht werden, um die Anforderungen an die Zeitmessung zu klären.

Keine eichrechtlichen Anforderungen bestehen hingegen bei der Abrechnung einer **Session Fee pro Ladevorgang** oder einem **Flatrate-Tarif**.

b) Adressaten der eichrechtlichen Pflichten

Die Messgeräte zur Erfassung der geladenen kWh bzw. der Ladezeit befinden sich in den Ladeeinrichtungen. Der **CPO** ist damit als sogenannter **Messgeräteverwender** nach § 31 Abs. 2 MessEG verantwortlich für die Einhaltung der eichrechtlichen Vorgaben. Bei einem Verstoß ist er Adressat von Maßnahmen der Landeseichbehörden.

Darüber hinaus ist aber auch der **EMP** nach § 33 Abs. 2 MessEG als **Messwerteverwender** Adressat der eichrechtlichen Pflichten. Daraus folgt die Pflicht, sich zu vergewissern, dass die Messgeräte in den jeweiligen Ladeeinrichtungen, gegebenenfalls inklusive der Backendsysteme, die gesetzlichen Anforderungen erfüllen. Ist der EMP nicht zugleich CPO, sollte er sich vom jeweiligen CPO bestätigen lassen, dass dieser seine Verpflichtungen aus dem Mess- und Eichrecht erfüllt.

2) Anforderungen aus der Preisangabenverordnung (PAngV)

Bei der Abrechnung von Ladevorgängen gegenüber **Verbrauchern im Sinne von § 13 BGB** können zudem die Vorgaben aus der PAngV zu beachten sein. Bei einer Abrechnung von Ladevorgängen gegenüber Unternehmen findet § 3 PAngV keine Anwendung. Nach § 3 PAngV gilt:

> *„Wer **Verbrauchern** gewerbs- oder geschäftsmäßig oder wer ihnen regelmäßig in sonstiger Weise **Elektrizität**, Gas, Fernwärme oder Wasser **leitungsgebunden** anbietet oder als Anbieter dieser Waren gegenüber Verbrauchern unter Angabe von Preisen wirbt, hat den verbrauchsabhängigen Preis je Mengeneinheit einschließlich der Umsatzsteuer und aller spezifischen Verbrauchssteuern (Arbeits- oder Mengenpreis) gemäß Satz 2 im Angebot oder in der Werbung anzugeben. Als **Mengeneinheit für den Arbeitspreis** bei Elektrizität, Gas und Fernwärme ist 1 Kilowattstunde und für den Mengenpreis bei Wasser 1 Kubikmeter zu verwenden. Wer neben dem Arbeits- oder Mengenpreis leistungsabhängige Preise for-*

dert, hat diese vollständig in unmittelbarer Nähe des Arbeits- oder Mengenpreises anzugeben. Satz 3 gilt entsprechend für die Forderungen nicht verbrauchsabhängiger Preise."

(**Hervorhebungen** durch die Verfasser)

Teilweise wird vertreten, § 3 PAngV verpflichte dazu, Ladevorgänge immer nach Kilowattstunden abzurechnen. Nur so könne die erforderliche Transparenz und Vergleichbarkeit der Ladetarife gewährleistet werden.

So hat das BMWi auf seiner Internetseite ein „Rechtsgutachten zur Anwendbarkeit von § 3 PAngV auf Ladestrom für Elektromobile sowie zur Zulässigkeit und Vereinbarkeit verschiedener am Markt befindlicher Tarifmodelle für Ladestrom mit den Vorgaben der PAngV" veröffentlicht. Darin vertritt das BMWi die Auffassung, eine **Abrechnung (nur) auf Basis einer Session Fee oder eines zeitbasierten Tarifs sei unzulässig**. Der Zulässigkeit solcher Abrechnungsmodelle stünde § 3 PAngV entgegen, wonach für Elektrizität ein verbrauchsabhängiges Entgelt auf Grundlage der Einheit „Kilowattstunde" abgerechnet werden müsse. Die Abrechnung der Ladevorgänge nach Maßgabe einer (monatlichen oder jährlichen) Flatrate sei aber gleichwohl zulässig. Der Abrechnung einer Zeitkomponente oder einer Pauschale zusätzlich zur kWh-Abrechnung steht die PAngV auch nach Auffassung des BMWi nicht entgegen.

Teil 3 Vorstellung des Pilotprojektes – Die „EMGIMO-Immobilie"

Das Forschungsprojekt „EMGIMO" hatte das Ziel, ein wirtschaftlich tragfähiges und übertragbares Konzept zur nachhaltigen Stromversorgung von Mehr-Mieter-Gewerbeimmobilien zu entwerfen. Hierfür wurde das erarbeitete Energieversorgungskonzept an einer real existierenden und gewerblich genutzten Bestandsimmobilie umgesetzt. Im Mittelpunkt stand hierbei die Einbindung einer neuen PV-Anlage in die Stromversorgung sowie die Integration neuer Ladesäulen für die Elektromobilität.

A. Forschungs- und Evaluierungsobjekt: Mehr-Mieter-Gewerbeimmobilie in München

Als Forschungs- und Evaluierungsobjekt wurde eine gewerblich genutzte Bestandsimmobilie am Frankfurter Ring in München ausgewählt. Das Gebäude des Baujahrs 1994 hat eine vermietete Fläche von ca. 9.000 m² und ein Flachdach.

Die Immobilie befindet sich im Eigentum einer Immobiliengesellschaft, die nach § 9 Nr. 1 Satz 2 GewSt als sogenanntes Wohnungsunternehmen von der Gewerbesteuer befreit ist. Die Vermietung des Gebäudes erfolgt an sieben gewerbliche Mieter (Mehr-Mieter-Gewerbeimmobilie).

Das Gebäude ist in Niederspannung angeschlossen. Es bestehen fünf Entnahmestellen im Keller des Gebäudes zur Entnahme von Strom aus der Niederspannung:

- Entnahmestelle 1: Haustechnik (RLM Zähler)
- Entnahmestelle 2: Vermietete Büros (SLP-Zähler)
- Entnahmestelle 3: Vermietete Büros (SLP-Zähler)
- Entnahmestelle 4: Vermietetes Büro (RLM-Zähler)
- Entnahmestelle 5: Vermietete Werkstatt (RLM-Zähler)

Das Netz der allgemeinen Versorgung reicht also bis in das Gebäude hinein. Dabei gehen vom Netz der allgemeinen Versorgung innerhalb des Gebäudes („ungezählter Bereich" der NSHV im Keller) die fünf benannten Entnahmestellen ab. Die Eigentumsgrenzen zwischen dem Netz der allgemeinen Versorgung und der Kundenanlage liegen jeweils nach dem „ungezählten Bereich" der NSHV am Zähler der Entnahmestelle.

Das Gebäude war bis zur Umsetzung des Projekts nicht mit einer Stromerzeugungsanlage ausgestattet. Ladesäulen für die Elektromobilität existierten nicht.

B. Energierechtliche und –wirtschaftliche Überlegungen zur Umsetzung im Pilotgebäude

Eine wesentliche Vorgabe für den Betrieb der PV-Anlage und der Ladesäulen für die Elektromobilität war, die Immobiliengesellschaft (als vermögensverwaltende Personengesellschaft) **nicht mit der Gewerbesteuer zu infizieren**. Die wirtschaftlichen Vorteile, die bei einem nachhaltigen Energieversorgungskonzept verwirklicht werden können, sind im Vergleich zum Schaden durch eine Infizierung einer Immobiliengesellschaft mit der Gewerbesteuer marginal.

Zum Betrieb der PV-Anlage und der Ladesäulen für die Elektromobilität wird daher eine eigenständige Gesellschaft (GmbH) als **Betreibergesellschaft** genutzt. An der

© BBH, 2020

Betreibergesellschaft hat der mehrheitliche Eigentümer der Immobiliengesellschaft keine Mehrheit.

Mit der benannten Betreibergesellschaft ist eine **Eigenversorgung nach dem EEG nicht möglich,** da die Betreibergesellschaft selbst keine Stromverbräuche im Gebäude hat. (Hierbei gilt es insbesondere zu beachten, dass der Betreiber von Ladesäulen für die Elektromobilität nicht als Letztverbraucher im Sinne des EEG gilt.) Es konnte daher lediglich ein **Mieterstrommodell i.V.m. einer Überschusseinspeisung** umgesetzt werden.

Im Rahmen der Umsetzung wurde auf eine **Optimierung bei den Netzentgelten** geachtet. Hierzu wurden die ursprüngliche Entnahmestelle „**Haustechnik**" zur Entnahmestelle „**PV-Anlage, Elektromobilität, Klimaanlagen und allgemeine Haustechnik"** als einer Kundenanlage umfunktioniert. Damit ist für diese Entnahmestelle und Kundenanlage nur **ein einheitlicher Jahresleistungspreis** fällig.

Durch intelligentes Lastmanagement und die Versorgung der Elektromobilität mit Strom aus der PV-Anlage werden die **Leistungsspitzen der Entnahmestelle minimiert,** was den Leistungspreis zusätzlich senkt. Durch die Optimierung bei der Last konnte zudem verhindert werden, dass ein (weiterer) Baukostenzuschuss fällig wurde und die NSHV ausgetauscht werden musste.

Zuletzt wurden auch die **Klimaanlagen** zur Raumklimatisierung in das Energieversorgungskonzept des Gebäudes integriert. Hier wäre eine Eigenversorgung grundsätzlich möglich, falls die Betreibergesellschaft der PV-Anlage auch die Klimaanlagen betreibt. (Die Klimatisierung würde den Mietern in diesem Fall über einen „Kältelieferungsvertrag" zu Verfügung gestellt.) Hiervon wurde aber letztlich abgesehen, da eine umfangreiche und kostspielige Erstellung und Veränderung von Verträgen erforderlich gewesen wäre (Kündigung bestehender Mietverträge, Erstellung neuer Mietverträge und Erstellung von Kältelieferungsverträgen). Durch die Einbindung der Klimaanlagen in das Lastmanagement konnte aber verhindert werden, dass ein höherer Leistungspreis oder ein (weiterer) Baukostenzuschuss anfällt.

C. Umsetzung des neuen Stromversorgungskonzepts im Pilotgebäude

Aufgrund der vorstehenden Überlegungen wurde im Pilotgebäude letztlich ein Stromversorgungskonzept umgesetzt, das **vor allem ein Lastmanagement** im Blick hatte.

© BBH, 2020

I. Errichtung der PV-Anlage

Auf dem Flachdach des Gebäudes wurde eine PV-Anlage mit einer Leistung von 99,9 kWp (333 Module) in südlicher Ausrichtung (Neigungswinkel der Ausrichtung < 15 Grad) montiert. Die Anlage wurde kleiner 100 kWp konzipiert, damit die Betreibergesellschaft nach § 19 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. § 21 Abs. 1 und 2 EEG 2017 als **Kleinanlagenbetreiberin die Einspeisevergütung** geltend machen kann.

Die erstmalige Inbetriebnahme der PV-Anlage erfolgte zum 30.11.2018. Aufgrund dessen kann eine Vergütung für den eingespeisten Strom in Höhe von 10,07 Cent/kWh erlangt werden. (Zum Zeitpunkt der Erstellung des Leitfadens im 3. Quartal 2020 liegt der Vergütungssatz hingegen nur noch bei 6,69 Cent/kWh.)

II. Einrichtung einer Entnahmestelle „PV-Anlage, Elektromobilität und Haustechnik"

Die Strominfrastruktur wurde so umgebaut, dass eine Entnahmestelle nur für die PV-Anlage, die Elektromobilität, die Klimaanlagen und die Haustechnik genutzt wird. Innerhalb dieser Kundenanlage „PV-Anlage, Elektromobilität, Klimaanlagen und Haustechnik" können die solar erzeugten Strommengen an die Haustechnik, an die Elektromobilität und an die Klimaanlagen geliefert werden, ohne dass Netzentgelte, netzseitige Umlagen, Konzessionsabgaben und Stromsteuer abzuführen sind. Für die gelieferten Strommengen ist die EEG-Umlage aufgrund der fehlenden Personenidentität im Sinne von § 3 Nr. 19 EEG 2017 allerdings vollständig abzuführen.

Die erzeugten Strommengen werden vorzugweise für die Haustechnik, die Klimaanlagen und die Elektromobilität verwendet. Nur der überschüssige Strom wird in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist.

Hinweis:

Für den aus der PV-Anlage gelieferten Strom muss nach § 60 Abs. 1 EEG 2017 die volle EEG-Umlage abgeführt werden. Damit ist es, trotz der Einsparungen bei den netzbezogenen Stromkostenbestandteilen und der Stromsteuer, nahezu nicht möglich die Strombezugskosten der gewerblichen Mieter mit dem vor Ort erzeugten Strom zu unterbieten. Das liegt weniger an den Kosten der PV-Anlage sondern unter anderem an den Kosten für deren Anbindung an die Kundenanlage im Bestand.

© BBH, 2020

Für die gewerblichen Mieter ist ein Strombezug von der Betreibergesellschaft der PV-Anlage aber nur wirtschaftlich, wenn die Bezugskosten unter den Strombeschaffungskosten am freien Markt liegen. Die freie Wahl des Stromlieferanten gilt nicht nur im Rahmen der angemieteten Flächen, sondern auch im Rahmen der Elektromobilität.

III. Integration von Klimaanlagen

Die Nutzung von Klimaanlagen zur Raumklimatisierung hat, insbesondere bedingt durch eine geänderte Nutzungsstruktur des Gebäudes, zugenommen. Im Austausch mit einer zentralen Altanlage wurden sechs neu errichtete Klimaanlagen in das Gebäudeenergiekonzept integriert. Die Stromversorgung der Klimaanlagen erfolgt prioritär über den vor Ort erneuerbar erzeugten PV-Strom. Eine Eigenversorgung mit den Klimaanlagen konnte nicht umgesetzt werden, da der Betreiber der Klimaanlagen nicht identisch mit dem Betreiber der PV-Anlagen ist. Es konnte insofern aber ein Mieterstrommodell umgesetzt werden, da der erzeugte PV-Strom zur Versorgung der Klimaanlagen nicht das Netz der allgemeinen Versorgung nutzt, sondern in der Kundenanlage bleibt.

Vertraglich wurde geregelt, dass die Klimaanlagen nur genutzt werden dürfen, wenn ausreichend Leistungsreserve vorhanden ist. Die Nutzungszeiten der Klimaanlagen decken sich ohnehin zu großen Teilen mit den Stromerzeugungszeiten der PV-Anlage. Dadurch wird sichergestellt, dass es nicht zu einer übermäßigen Leistungsaufnahme kommt und ein höherer Leistungspreis beim Strombezug fällig wird. Zudem wird dadurch der Austausch der bestehenden NSHV mit begrenzter Kapazität durch eine neue den aktuellen TAB entsprechenden NSHV mit höherer Leistung vermieden.

IV. Erfahrungsbericht aus der Praxis

Das Hauptziel von EMGIMO war, zu demonstrieren, dass sich eine Sektorkopplung der Bereiche Gebäude (Mehr-Mieter-Gewerbeimmobilien) und Verkehr (Elektromobilität) weitgehend CO_2-neutral realisieren und hierbei das vorgelagerte Stromnetz entlasten lässt. Erforderlich ist insofern, dass lokale PV-Anlagen netzdienlich in ein örtliches Stromversorgungskonzept integriert werden.

Wesentliche Herausforderungen bei der Umsetzung und hieraus folgende Aufgaben einer Projektleitung, die auch über die Wirtschaftlichkeit eines solchen Vorhabens

© BBH, 2020

entscheiden, sind nachfolgend auf Basis der in EMGIMO gesammelten Erfahrungen zusammengefasst. Es besteht insofern kein Anspruch auf Vollständigkeit. Die Ausführungen sollen in erster Linie zeigen, dass die Umsetzung einer langfristigen und aufwändigen Planung bedarf und der Umbau elektrischer Anlagen in einer Bestandsimmobilie zusätzliche Herausforderungen mit sich bringt. Zudem ist auch mit einem laufenden Aufwand, nach der Implementierung des neuen Energieversorgungssystems, zu rechnen.

Neben den erforderlichen Planungsleistungen, den Herausforderungen eines Umbaus der NSHV, der Implementierung der PV-Anlage mit einer Anbindung an die NSHV und Erläuterungen zum Lastmanagementsystem wird nachfolgend auch der laufende Aufwand für Betrieb, Wartung sowie Administration kurz aufgezeigt.

1) Planungsleistungen

Die Umsetzung einer nachhaltigen Energieversorgung in einer gewerblich genutzten Bestandsimmobilie erfordert einen sehr hohen Planungsaufwand, der nicht unterschätzt werden sollte. Folgende Planungsleistungen waren im Rahmen von EMGIMO zu berücksichtigen:

- Erfassung und Aufgliederung aktueller und künftiger Strombedarfe (Vermieter/Mieter)
- Gebäudeanalyse inkl. Renovierungsnotwendigkeiten:
    - Erstellung aktualisierter Stromlaufpläne
    - Prüfung der Eignung des Daches für den langjährigen Betrieb einer PV-Anlage
    - Planung der Versetzung bzw. auch Neuanbindung von Betriebsanlagen
    - Prüfung und Planung einer permanenten Absturzsicherung auf dem Dach
    - Berücksichtigung zu erwartender Umbaumaßnahmen im Gebäude
- Simulation zur PV-Erzeugung/zeitgleicher Bedarfe im Gebäude
- Definition einer geeigneten Betriebsstruktur (für PV-Anlage, Klimaanlagen und Elektromobilität)
- Erstellung eines Zählerkonzepts
- Planung des Umbaus/der Erweiterung der NSHV
- Planung der PV-Anlage samt Einbindung in den bestehenden Blitzschutz

© BBH, 2020

- Planung der elektrischen Anbindung der PV-Anlage
- Prüfung steuerrechtlicher Auswirkungen auf die Betreibergesellschaft
- Anpassung bestehender Mietverträge
- Planung eines integrierten Lastmanagements bzw. Integration der neuen Systeme in ein bestehendes System
- Abstimmung des Konzepts mit dem Netzbetreiber
- Abstimmung des finalen Konzepts mit den Mietern
- Erstellung neuer Verträge wie z.B. Stromlieferverträge, E-Mobilitätsverträge, etc.
- Abstimmung, Überwachung und Abnahme der beauftragten Maßnahmen

2) Umbau der NSHV

Kernelement von EMGIMO war der Umbau der NSHV mit der Schaffung einer Kundenanlage und der Neuintegration der Elektromobilität. Bei der Implementierung waren insbesondere drei Faktoren relevant:

- Kapazität der bestehenden Netzanbindung auf Gebäudeebene
- Konformität der NSHV mit den aktuellen TAB des Netzbetreibers
- Vorhandener Platz im E-Anschlussraum für die Unterbringung neuer Komponenten wie z.B. Wandlerzähler/Unterverteiler/Zählerschränke

Die Kapazität der bestehenden Netzanbindung (Absicherung der NSHV und der einzelnen Abgänge) lässt sich erhöhen, wenn die NSHV TAB-konform ist und genügend Abgänge für die geplante Maßnahme vorhanden sind. Ist das nicht der Fall, so kann es notwendig sein, die gesamte NSHV auf den neuesten Stand nach den TAB des Netzbetreibers zu bringen und ggf. komplett zu ersetzen.

Eine Erneuerung verursacht nicht nur vergleichsweise hohe Kosten, sondern kann auch dazu führen, dass das Gesamtgebäude während der Umbaumaßnahmen für längere Zeit stromlos geschaltet werden muss. Das ist einem vermieteten Bestandsgebäude aber möglichst zu vermeiden. Ist eine neue NSHV notwendig, so erhöht sich in der Regel auch der dafür benötigte Platzbedarf. Es sind dann in einem voll vermieteten Gebäude entsprechende Zusatzflächen zu sichern.

Die Hauptfrage, die sich hier also stellt: Sind die NSHV und die vorhandenen Abgänge ausreichend stark bemessen für die geplante Erweiterung des Systems? Das

© BBH, 2020

für EMGIMO entwickelte Zählerkonzept konnte den Austausch der NSHV vermeiden - eine Leistungserhöhung war nicht erforderlich. Allerdings war der verfügbare Platz im E-Anschlussraum für die Integration der benötigten Komponenten knapp. Es wurden daher zusätzliche Komponenten notwendig:

- zwei zusätzliche Wandlerzähler mit Trennstelle (Kundenanlage und PV-Anlage)
- ein zusätzlicher Unterverteiler für die Kundenanlage
- der TAB-konforme Ersatz bestehender Zählerschränke
- die Installation eines zusätzlichen Zählerschranks für die neue Kundenanlage

Entsprechend den zusätzlich erforderlichen Komponenten waren die Umbaumaßnahmen an den elektrischen Anlagen im Pilot-Gebäude sehr aufwändig. Mit den aktuellen TAB des Netzbetreibers vergrößerten sich die einzuhaltenden Sicherheitsabstände, wodurch sich der Umbau weiter verkomplizierte. Für die Umbaumaßnahmen wurde schließlich eine Stromabschaltung des Gesamtgebäudes über mehrere Stunden notwendig und eine Abstimmung hierzu mit den Mietern, dem Wachdienst und der Feuerwehr erforderlich.

Nach der Erstellung eines Zählerkonzepts und vor der Abstimmung des Konzepts mit dem zuständigen Netzbetreiber sollte im Idealfall die TAB-Konformität durch einen mit den Erfordernissen des örtlichen Netzbetreibers vertrauten und sachkundigen Elektroplaner geprüft werden. Meist ist die Personaldecke der Netzbetreiber dünn und die Reaktionszeit entsprechend lang. Deswegen empfiehlt es sich hier proaktiv möglichst vollständige und TAB-konforme Planungsunterlagen einzureichen und somit im Idealfall einen zeitintensiven iterativen Prozess einzusparen.

3) Implementierung der PV-Anlage mit Anbindung an die NSHV

Während die Kosten für die PV-Anlage selbst, insbesondere getrieben durch die fallenden PV-Modulpreise, kontinuierlich sinken, steigen damit relativ gesehen die Aufwendungen für die Netzanbindung sowie für Begleitmaßnahmen. Diese können im Bestand 40 % und mehr der gesamten Kosten verursachen:

- Auf einem Flachdach kann wegen der PV-Anlage eine permanente Absturzsicherung notwendig sein.

- Modulanschlusskästen, Wechselrichter und Wechselrichteranschlusskästen sollten idealerweise wettergeschützt installiert werden. Das führt zu einem zusätzlichen Aufwand, wenn dafür auf einem Flachdach eine separate Unterkonstruktion mit Bedachung notwendig wird. Für größere (idealerweise) unbeschattete PV-Anlagen bietet der Markt inzwischen Alternativlösungen an.

- Die Kosten für einen normgerechten Überspannungsschutz samt Erdung und die Einbindung des Systems in den bestehenden Überspannungsschutz sind hoch. Darauf kann aber nicht verzichtet werden.

- Sind die im Bestand vorhandenen Kabeltrassen bereits ausgelastet und wird für die elektrische Anbindung der PV-Anlage ein neuer Kabelschacht erforderlich, kann diese Maßnahme einen hohen Aufwand verursachen (z.B. Kernbohrungen, Kabeltrasse, Brandschutzverkofferung, Kabelschott, Malerarbeiten).

4) Lastmanagementsystem

Weiterhin ist ein gebäudeübergreifendes und nicht nur auf die Elektromobilität limitiertes lokales Lastmanagement notwendig, weil durch die neuen Verbräuche im Gebäude zusätzliche Lastspitzen entstehen können. Hierbei hat das Lastmanagementsystem folgende Anforderungen zu berücksichtigen:

- Das Lastmanagement gewährleistet, dass die abgesicherte Anschlussleistung auf Ebene der Entnahmestellen und auf Ebene des Gebäudeanschlusses zu keinem Zeitpunkt überschritten wird.
- Das Lastmanagement priorisiert die Nutzung des lokal erzeugten PV-Stroms über variabel steuerbare Lasten.
- Das Lastmanagement limitiert die maximal aus dem Netz bezogene Leistung auf ein nötiges Minimum (Viertelstundenmittel über das Jahr) und senkt damit die Leistungspreiskomponente beim Strombezug aus dem Netz.

In EMGIMO war der Aufwand für die Entwicklung eines Konzepts für das Lastmanagement, für die Entwicklung der Logiken, sowie für die Programmierung und den Test des Gesamtsystems, vergleichsweise hoch. Auf dem Markt verfügbare Paketlösungen waren für das Vorhaben nicht ausreichend oder zu komplex.

© BBH, 2020

Meist sind Gebäude im Bestand nicht mit entsprechenden Lastmanagementsystemen ausgestattet. Ein neues System sollte nach Möglichkeit folgende Eigenschaften aufweisen:

- Schnittstelle zu vorhandenen und neuen Systemen, wie z.B. vorhandene Messsysteme, PV-Anlage, Klimaanlagen, Elektromobilität (proprietäre Systeme sind hierfür in der Regel nicht geeignet.)
- Skalierbarkeit (z.B. für künftige Erweiterung)
- Individuelle und flexible Programmierung nach den örtlichen Vorgaben (Programmierung muss für Fachmann realisierbar sein.)
- Ausreichende Dokumentation und hochwertiger Support seitens des Anbieters
- Automatische Prüfung der Plausibilität kritischer Signale und ggf. automatische Meldung von eindeutigen Fehlfunktionen

5) Laufender Aufwand für Betrieb und Wartung sowie Administration

Neben dem einmalig anfallenden Aufwand für die Implementierung des neuen Energieversorgungssystems fällt laufender Aufwand für den Betrieb und die Wartung sowie für die Administration an. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass verantwortliches Personal eventuell geschult werden muss. Zu den regelmäßig anfallenden Aufgaben können gehören:

- Aktive und laufende Geschäftsführung der Betreibergesellschaft der PV-Anlage
- Periodische Meldung der an Dritte (z.B. Nutzer der Ladesäulen, Haustechnik, Mieter) gelieferten Strommengen an den Übertragungsnetzbetreiber und Abführung der EEG-Umlage
- Abschluss/Anpassung Stromliefervertrag für den Reststrombezug durch die Betreibergesellschaft
- Erstellung/Anpassung/Ergänzung von Stromlieferverträgen
- Erstellung/Anpassung/Ergänzung von Mietverträgen in Kooperation mit der Immobilienverwaltung
- Erstellung/Anpassung/Ergänzung von Gestattungsverträgen in Kooperation mit der Immobilienverwaltung
- Monatliche Abrechnung der Miet- und Stromkosten für die belieferten Bereiche
- Regelmäßige Funktionskontrolle der Systeme
- Optimierung des Lastmanagements

© BBH, 2020

  - nach Probelaufzeit des neuen Systems
  - nach geänderten Bedarfen
  - auf Wunsch der Mieter
  - nach Mieterwechseln
- Periodische Überprüfung der Systeme auf Übereinstimmung mit relevanten Normen
- Ggf. Skalierung bzw. Integration neuer Lasten und Erweiterung des Lastmanagements
- Ggf. Beauftragung, Abstimmung, Prüfung von Instandhaltungs- & Reparaturmaßnahmen sowie Neuinstallationen
- Ggf. Optimierung des Gesamtkonzepts

Hinweis:

Der Aufwand für die Implementierung und den laufenden Betrieb eines neuen, lokalen und nachhaltigen Stromversorgungskonzepts wird häufig unterschätzt. Insbesondere der administrative Aufwand für die Einhaltung des regulatorischen Rahmens darf bei der Umsetzung nicht unterschätzt werden. Häufig ist hier die Inanspruchnahme von Rechtsrat erforderlich. Die Abstimmung mit dem Netzbetreiber ist häufig sehr zeitintensiv. Dies sollte bei der Planung entsprechend berücksichtigt werden.

Teil 4 Evaluation und regulatorischer Rahmen

Das Forschungsprojekt EMGIMO zeigt die Schwächen der derzeitigen gesetzlichen Regelungen zur dezentralen Energieversorgung in Deutschland deutlich auf.

Mehr-Mieter-Gewerbeimmobilien fallen beinahe vollständig durch das Raster der Förderung dezentraler Stromerzeugung nach dem EEG. Eine Eigenversorgung oder eine geförderte Mieterstromversorgung kann nicht umgesetzt werden. Die Einnahmen aus den EEG-umlagebelasteten Lieferungen des Stroms innerhalb der Kundenanlage an Mieter und die Vergütung des eingespeisten Stroms reichen nicht aus, um ein wirtschaftliches Versorgungskonzept zu verwirklichen. Eine Einbindung der Elektromobilität bringt für den Betreiber des Gebäudes zudem Kostenachteile.

Der regulatorische Rahmen steht dabei im krassen Gegensatz zur Notwendigkeit der Umsetzung dezentraler Stromversorgungskonzepte im gewerblichen Bereich für die Energiewende. Das gilt umso mehr, als der Anteil des gewerblichen Stromverbrauchs in Deutschland sehr hoch ist.

© BBH, 2020

Es wäre ausreichend, lediglich geringfügige gesetzliche Änderung vorzunehmen, um dezentrale Versorgungsprojekte und die Umsetzung von Elektromobilität in Mehr-Mieter-Gewerbeimmobilien voranzubringen.

I. Bewertung des derzeitigen gesetzlichen Rahmens

PV-Anlagen auf Dächern von Gebäuden können derzeit nur dann wirtschaftlich betrieben werden, wenn eine Eigenversorgung oder eine geförderte Mieterstromversorgung umsetzbar ist. Beide Versorgungskonzepte können in Mehr-Mieter-Gewerbeimmobilien regelmäßig nicht oder nur in geringfügigem Maß verwirklicht werden.

Für die Eigenversorgung fehlt die Personenidentität zwischen dem Betreiber der PV-Anlage und dem Betreiber der Stromverbrauchseinrichtungen. Auch wenn sogenannte Allgemeinstromverbräuche (Strom zur Beheizung bzw. Kühlung von Gebäudeteilen, z.B. für Wärmepumpen, Heizpatronen und Klimaanlagen, zur Gemeinschaftsflächenbeleuchtung oder zum Betrieb von Fahrstühlen) vom Betreiber des Gebäudes als eigener Stromverbrauch geltend gemacht werden können, ist eine Eigenversorgung oft nicht möglich. Oftmals ist der Vermieter als sog. Wohnungsunternehmen von der Gewerbesteuer befreit. Der Betrieb von PV-Anlagen und von Ladesäulen für die Elektromobilität ist aber gewerbesteuerpflichtig. Auch nur geringfügige gewerbliche Einnahmen hätten zur Folge, dass die gesamten Einnahmen des Vermieters gewerbesteuerpflichtig würden.

Auch das nach dem EEG **geförderte Mieterstrommodell** ist in einer rein gewerblich genutzten Immobilie nicht möglich, weil mindestens 40 % der Fläche des Gebäudes dem Wohnen dienen müssen. Diese Anforderung kann in den meisten Gewerbeimmobilien nicht erfüllt werden. Der Anspruch auf den Mieterstromzuschlags nach dem EEG entfällt damit.

Damit bleibt für Mehr-Mieter-Gewerbeimmobilien lediglich ein (nicht gefördertes) **Mieterstrommodell mit einer Überschusseinspeisung** als praktizierbares Stromversorgungskonzept. Aufgrund der niedrigen Strombezugskosten von gewerblichen Mietern kann der Strom aber selten vor Ort kostendeckend an die gewerblichen Mieter oder die Nutzer der Ladesäulen verkauft werden. (Es fällt hierbei die volle EEG-Umlage an.) Die Vergütung des (überschüssigen) eingespeisten Stroms ist so gering, dass die Investitionskosten nur über einen in der Immobilienwirtschaft unüblichen und sehr langen Zeitraum amortisiert werden können.

© BBH, 2020

II. Erforderlichkeit dezentraler Stromversorgungskonzepte in Mehr-Mieter-Gewerbeimmobilien

Der geschilderte rechtliche Rahmen steht im starken Gegensatz zum angestrebten Ziel der Bundesregierung einer **sektorübergreifenden Energiewende** und einem **Ausbau der Elektromobilität**.

Das verwundert umso mehr, als die dezentrale Stromerzeugung in Mehr-Mieter-Gewerbeimmobilien mit einem **hohen Stromverbrauch des Gewerbes vor Ort** zusammenfällt. Damit werden die Netze der allgemeinen Versorgung entlastet. Auf diese Weise könnte eine **sozialverträgliche Energiewende** ohne stark steigende Netzentgelte für die Allgemeinheit umgesetzt werden.

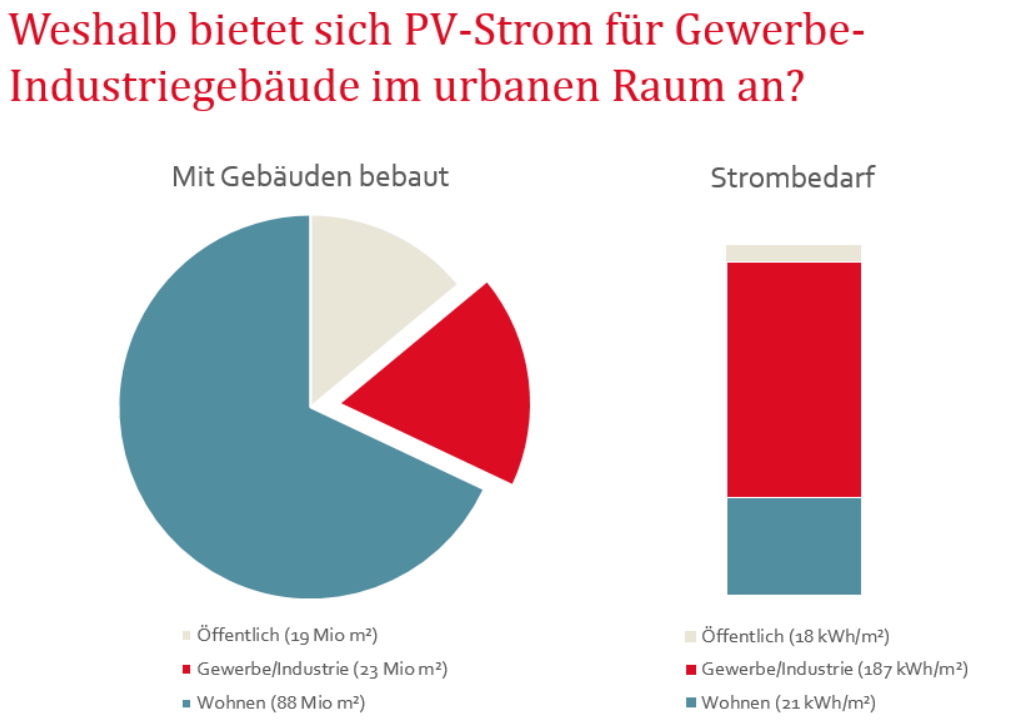

Abbildung 14 - Gegenüberstellung von bebauter Fläche und Strombedarf in Deutschland (Quelle: Hammer Real GmbH)

Zudem deckt sich die **volatile Stromerzeugung von PV-Anlagen** (tagsüber und vor allem bei Sonnenschein) ideal mit dem **Lastprofil von Gewerbeimmobilien.** Der Strombezug erfolgt dort vor allem tagsüber und gewerbliche Klimaanlagen werden beispielsweise vor allem im Sommer und bei Sonnenschein genutzt. Elektromobile

© BBH, 2020

stehen vorwiegend tagsüber in Gewerbeimmobilien und meist auch einen vollen Arbeitstag lang. So kann der **erzeugte PV-Strom ideal zum Aufladen von Elektromobilen** genutzt werden.

III. Notwendige Veränderungen des gesetzlichen Rahmens

Vor diesem Hintergrund ist die Veränderung des gesetzlichen Rahmens unabdingbar, um die Energiewende auch im Bereich von Mehr-Mieter-Gewerbeimmobilien anzustoßen.

Hierfür sind geringfügige gesetzliche Änderungen bereits ausreichend. Insofern unterscheiden sich daher die nachfolgenden Vorschläge deutlich von den oftmals üblichen Forderungen nach „mehr Förderung" oder einer „höheren Einspeisevergütung". Das Forschungskonsortium EMGIMO schlägt vor:

- **Ausweitung des Privilegs der Eigenversorgung auf den gesamten Stromverbrauch in Kundenanlagen**

  Die bei der EEG-Umlage privilegierte Eigenversorgung setzt voraus, dass dieselbe (juristische) Person die Stromerzeugungsanlagen und die Stromverbrauchseinrichtungen betreibt (Personenidentität), § 3 Nr. 19 EEG 2017.

  Diese Anforderung verursacht wegen der erforderlichen Strommengenabgrenzung in den Kundenanlagen einen extrem großen Aufwand. Dabei bestehen Zweifel, ob diese Anforderung geeignet ist, Strommengen zu unterscheiden, bei denen eine Privilegierung gerechtfertigt ist und bei denen das nicht der Fall ist.

  Gerechtfertigt ist eine Privilegierung von Strommengen, wenn dadurch die umweltschonende Stromerzeugung gefördert, ein Beitrag zur Netzstabilität geleistet und die Netze der allgemeinen Versorgung entlastet werden. Diese Anforderungen erfüllt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und mit hocheffizienten KWK-Anlagen in Kundenanlagen, die sich an dem Bedarf in der Kundenanlage orientiert.

  Sinnvoll wäre es also auf die Anforderung der Personenidentität zu verzichten und stattdessen den gesamten in der Kundenanlage zeitgleich erzeugten und verbrauchten Strom zu privilegieren. Sinnvoll wäre es auch, das Ausmaß der Vergünstigung von dem Anteil des Stromverbrauchs abhängig zu machen, der innerhalb der Kundenanlage umweltschonend erzeugt wird. Dadurch würde ein

Anreiz für die Installation von Stromspeichern und die intelligente Steuerung der Verbräuche geschaffen.

- **Anpassung des Gewerbesteuerprivilegs für Wohnungsunternehmen bei Einkünften aus dem Betrieb von PV-Anlagen und Ladesäulen für die Elektromobilität**

Durch eine **Ausweitung des Gewerbesteuerprivilegs** besteht für Immobiliengesellschaften ein Anreiz sich an der Energiewende aktiv zu beteiligen. Alternativ wäre es möglich, eine **gewerbesteuerliche Infizierung** der gesamten Einnahmen des privilegierten Unternehmens durch gewerbliche Einnahmen aus dem Betrieb von PV-Anlagen oder Ladesäulen für die Elektromobilität gesetzlich zu **verhindern**. (Bei dieser Alternative blieben jedoch die gewerbesteuerlichen Einkünfte der Kommunen durch Erneuerbare Energien erhalten.)

Eine Wettbewerbsverzerrung am Markt für den Betrieb von Ladesäulen für die Elektromobilität zu Gunsten von Wohnungsunternehmen könnte dadurch verhindert werden, dass die Privilegierung nur für nicht-öffentliche Ladesäulen in Immobilien im Eigentum von Wohnungsunternehmen gilt.

- **Übertragung der „Letztverbraucher-Fiktion" aus dem EnWG für Elektromobile auch auf das EEG**

Mit dem Gleichlauf der **„Letztverbraucher-Fiktion"** in EnWG und EEG wäre es für Betreiber von PV-Anlagen möglich, Eigenversorgungskonzepte mit Ladesäulen für die Elektromobilität vor Ort umzusetzen. Hiermit würden sowohl die dezentrale Energieerzeugung, als auch die Elektromobilität gefördert.

- **Ausweitung der geförderten Mieterstromversorgung auch auf rein gewerblich genutzte Immobilien**

Durch die Ausweitung des Mieterstromzuschlags auf rein gewerblich genutzte Immobilien könnten wirtschaftliche Betriebsmodelle für die dezentrale Energieversorgung und den Betrieb von Ladesäulen für die Elektromobilität in Mehr-Mieter-Gewerbeimmobilien entstehen. Problematisch bleibt aber weiterhin der hohe **administrative Aufwand** der Mieterstromversorgung nach dem EEG.

- **Öffnung des Kundenanlagenbegriffs für intelligente Messsysteme**

Der Begriff der „Kundenanlage" baut auf einem konventionellen Verständnis der Energiewirtschaft mit unidirektionalen Lastflüssen auf. Der regulatorische

© BBH, 2020

Rahmen berücksichtigt insofern nicht die Möglichkeiten intelligenter Messsysteme bei der Umsetzung von bidirektionalen Eigenversorgungskonzepten. Die Umsetzung softwarebasierte Lösungen für nachhaltige Energiesysteme in Bestandimmobilien ist aber vor allem dann wirtschaftlich, wenn kein Umbau der Infrastruktur erforderlich ist. Es wäre daher wünschenswert, wenn der regulatorische Rahmen den Begriff der Kundenanlage für intelligente Messsysteme ausweitet und beispielweise (intelligente) Eigenversorgungskonzepte innerhalb eines Gebäudes auch dann ermöglicht, wenn das Netz der allgemeinen Versorgung (ungezählter Bereich im Gebäude) genutzt wird.

Mit den vorgeschlagenen gesetzlichen Änderungen, könnte die Energiewende auch im gewerblich vermieteten Gebäudesektor Einzug erhalten. Zudem würde die Elektromobilität gefördert und mit der Stromerzeugung intelligent verknüpft.

Die zu erwartenden **gesellschaftlichen Kosten** pro regenerativ erzeugter Kilowattstunde bzw. eingesparter Tonne CO_2 wären vergleichsweise gering. Durch die relativ große Dimensionierung von PV-Anlagen auf gewerblichen Immobilien ist die Einspeisevergütung nach dem EEG gering. Das EEG-Umlage-Konto würde mit dem überschüssig eingespeisten Strom nicht übermäßig belastet.

Zwar verringern sich durch die Eigenversorgung die Strombezüge aus dem Netz, auf welche die volle EEG-Umlage zu zahlen ist. (Im Rahmen der Eigenversorgung ist für Strom aus PV-Anlagen nach §§ 3 Nr. 19, 61b EEG 2017 nur 40 Prozent EEG-Umlage zu zahlen.) Durch die Kombination mit der Elektromobilität wird der Strombedarf der Immobilie insgesamt aber steigen. Dieser Mehrbedarf wird sich nicht vollständig durch den PV-Strom ausgleichen lassen. Bei gleichbleibendem oder sogar steigendem Netzbezug würde der **Beitrag zur Energiewende über die EEG-Umlage** also jedenfalls nicht sinken.

Die Einbindung von Mehr-Mieter-Gewerbeimmobilien in die Energiewende ist also durch eine geringfügige gesetzgeberische Tätigkeit umsetzbar. Es ist nicht zu erwarten, dass durch diese Veränderungen die gesamtgesellschaftlichen Kosten der Energiewende steigen.

Besonders viel neue PV-Kapazität lässt sich in Bestandsimmobilien implementieren. In Deutschland werden jährlich etwa 5 % der Dächer saniert. Das ist der ideale Zeitpunkt für die Integration einer PV-Anlage. Verstreicht dieses Zeitfenster ungenutzt, so bleibt es in aller Regel für die folgenden zwanzig Jahre verschlossen. Das jährliche PV-Ausbauvolumen auf Dächern ist also limitiert und kann über verbesserte Rahmenbedingungen auch nur geringfügig erhöht werden. Umso wichtiger ist es, dass

© BBH, 2020

Voraussetzungen dafür geschaffen werden, eine solche Maßnahme wirtschaftlich umzusetzen. Ein Baustein wären Anreize, die den Gebäudeeigentümer bereits vor der Dachsanierung dazu veranlassen eine entsprechende Planung für die umfassende Integration einer PV-Anlage zu erstellen.

Die in vielen Bundesländern geplante PV-Pflicht für Bestandsgebäude ist meistens gekoppelt mit dem Zusatz „wirtschaftlich vertretbar". Wirtschaftlich vertretbar wird eine PV-Anlage auf Mehr-Mieter-Gewerbegebäuden aber nur dann sein, wenn die entsprechenden Rahmenbedingungen vorliegen.

Weniger Potenzial bieten Neubauten. In Deutschland wird jährlich nur etwa 1-2 % der Gebäude komplett ersetzt und neu gebaut. Eine notwendige und zu begrüßende PV-Pflicht für Neubauten alleine kann also nicht zu dem für die Energiewende erforderlichen PV-Zubau auf Gebäuden und insbesondere auf Gewerbegebäuden führen.

Teil 5 Abkürzungsverzeichnis

AbLaV	Verordnung zu abschaltbaren Lasten
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BauNVO	Baunutzungsverordnung
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BGH	Bundesgerichtshof
BHKW	Blockheizkraftwerk
BKZ	Baukostenzuschuss
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
CPO	Charge-Point-Operator
DC	direct current (Gleichstrom)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz

© BBH, 2020

BECKER BÜTTNER HELD

EMP	Electric Mobility Provider
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GewStG	Gewerbesteuergesetz
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LSV	Ladesäulenverordnung
MaStRV	Marktstammdatenregisterverordnung
MessEG	Mess- und Eichgesetz
NAV	Niederspannungsanschlussverordnung
NSHV	Niederspannungshauptverteilung
PAngV	Preisangabenverordnung
PTB	Physikalisch-Technischen Bundesanstalt
PV-Anlage	Photovoltaikanlage
RLM	Registrierende Leistungsmessung
SLP-Zähler	Standardlastprofil-Zähler
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
TAB	Technische Anschlussbedingungen
TAR	Technischen Anschlussregeln des VDE
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informations-technik e. V.

© BBH, 2020

Teil 6 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 - Beispiel einer Kundenanlage mit 24 Mietern und 2 Erzeugungsanlagen 18
Abbildung 2 - Zulässige Eigenversorgung ohne Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung 31
Abbildung 3 - Unzulässige „Eigenversorgung" mit Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung 31
Abbildung 4 - Gegenüberstellung von Erzeugung und Verbrauch (Quelle: Leitfaden Eigenversorgung, Bundesnetzagentur vom Juli 2016, Seite 38) 40
Abbildung 5 - Übersicht Stromsteuer bei dezentralen Erzeugungsanlagen 48
Abbildung 6 - Stromkostenbestandteile und Einsparmöglichkeiten im Rahmen der Eigenversorgung (rot eingerahmt) 49
Abbildung 7 - Geförderter Mieterstrom und andere Mieterstrommodelle (Quelle: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/Vertragsarten/Mieterstrom/Mieterstrom_node.html) 51
Abbildung 8 - Berechnung des Mieterstromzuschlags (Quelle: Hinweis zum Mieterstromzuschlag als eine Sonderform der EEG-Förderung der Bundesnetzagentur, Version 1.1 vom April 2020, Seite 6) 55
Abbildung 9 - Akteursvielfalt bei Mieterstrommodellen (Quelle: Hinweis zum Mieterstromzuschlag als eine Sonderform der EEG-Förderung der Bundesnetzagentur, Version 1.1 vom April 2020, Seite 4) 57
Abbildung 10 - Vergütung des in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten Stroms 61
Abbildung 11 - Anzulegender Wert und Marktprämie 64
Abbildung 12 - Marktrollen im Rahmen der Elektromobilität 73
Abbildung 13 - Varianten für punktuelles Laden ach § 4 LSV 79
Abbildung 14 - Gegenüberstellung von bebauter Fläche und Strombedarf in Deutschland (Quelle: Hammer Real GmbH) 100

© BBH, 2020