

Dr. Astrid Aretz, Jan Knoefel, Dr. Swantje Gähns

Prosumer-Potenziale in NRW 2030

Studie für die Verbraucherzentrale Nordrhein-Westfalen

Berlin, 27. Juni 2017



i | ö | w

INSTITUT FÜR
ÖKOLOGISCHE WIRTSCHAFTSFORSCHUNG

verbraucherzentrale

Nordrhein-Westfalen

Impressum

Herausgeber:

Institut für ökologische

Wirtschaftsforschung (IÖW)

Potsdamer Straße 105

D-10785 Berlin

Tel. +49 – 30 – 884 594-0

Fax +49 – 30 – 882 54 39

E-Mail: mailbox@ioew.de

www.ioew.de

Autorinnen und Autoren:

Dr. Astrid Aretz

Jan Knoefel

Dr. Swantje Gährs

Ansprechpartner bei VZ NRW:

Udo Sieverding

Mitglied der Geschäftsleitung

Tel.: +49 211 3809-256

E-Mail: udo.sieverding@verbraucherzentrale.nrw

www.verbraucherzentrale.nrw

Die vorliegende Studie wurde im Rahmen des Projekts Energiewende der Verbraucherzentrale NRW beauftragt, gefördert durch Mittel des Landes Nordrhein-Westfalen und der EU.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung und Ergebnisse	9
1 Einleitung	13
2 Definition des Untersuchungsgegenstands	14
3 Bestandsaufnahme der Prosumer-Haushalte in NRW 2016/2017	15
3.1 Photovoltaik	15
3.2 Blockheizkraftwerk	20
3.3 Kleinwindenergieanlage	22
3.4 Zusammenfassung von Anzahl und Leistung der Prosumer-Anlagen	23
4 Methodik der Potenzialanalyse	24
4.1 Photovoltaik	24
4.2 Blockheizkraftwerke	27
4.3 Ermittlung der Potenzialschnittmenge für PV und BHKW	30
5 Technische Potenziale für Prosumer-Ausbau in NRW bis 2030	30
5.1 Photovoltaik	30
5.1.1 Photovoltaik und Speicher	35
5.1.2 PV-Kleinstanlagen/Guerilla-Photovoltaik	37
5.2 BHKW	38
5.2.1 In Ein- und Zweifamilienhäusern	40
5.2.2 In Mehrfamilienhäusern und Quartieren	41
5.3 Mieterstrom	43
5.4 Ermittlung der Potenzialschnittmenge und Zusammenfassung	44
6 Sektorkopplung	47
6.1 Elektromobilität	48
6.2 Wärmepumpen als Heizungsstandard	51
6.3 Weitere Power-to-Heat-Technologien	53
6.4 Batteriespeicher am Niederspannungsnetz	53
7 Rechtliche Rahmenbedingungen	54
7.1 Eigenverbrauch	54
7.1.1 Historie des Eigenverbrauchs nach EEG	55
7.1.2 Rahmenbedingungen für den Eigenverbrauch nach EEG	57
7.1.3 Historie der Förderung von KWK-Anlagen	58
7.1.4 Rahmenbedingungen für den Eigenverbrauch aus KWK-Anlagen	60
7.1.5 Rahmenbedingungen für Speicher	61
7.2 Mieterstrom	63

7.3	PV-Kleinanlagen/Guerilla-Photovoltaik	64
8	Chancen der Digitalisierung des Energiesystems und der Energiewirtschaft	65
8.1	Neue Geschäftsmodelle auf Basis zeitvariabler Tarifsysteme	66
8.2	Neue Geschäftsmodelle auf Basis bidirektionaler Mess- und Steuersysteme	68
8.3	Neue Vermarktungsmodelle, die durch Agglomeratoren Festvergütungen ersetzen	70
8.4	Neue Geschäftsmodelle mit Abrechnungssystemen wie Blockchain	72
9	Hemmnisse	74
9.1	Hemmnisse für Mieterstrommodelle	74
9.2	Hemmnisse für PV-Kleinanlagen	75
9.3	Allgemeine Hemmnisse für Prosuming	76
10	Wirtschaftlichkeit	76
10.1	Szenarien zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit.....	77
10.2	Annahmen und untersuchte Prosumertypen.....	77
10.3	Ergebnisse der Szenarien	81
10.3.1	Prosumer ohne Innovationen/Referenzszenario [Ref].....	81
10.3.2	Digitalisierte vernetzte Prosumer [DigPro].....	83
10.3.3	Systemprosumer [SysPro]	84
10.3.4	Wirtschaftlichkeit von PV-Kleinanlagen	86
10.3.5	Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen in Kombination mit Wärmepumpen	88
11	Auswertung und Diskussion	89
11.1	Einordnung der Prosumer-Potenziale in die Weiterentwicklung des Energiesystems	89
11.2	Analyse der bisherigen Instrumente der Landespolitik/ Bundespolitik zur Unterstützung der Prosumer	91
11.2.1	Bundespolitik.....	91
11.2.2	Landespolitik	93
11.3	Energieeffizienzberatung als Instrument zur Prosumerunterstützung	93
12	Literaturverzeichnis	96

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1.1:	Bereitschaft der Bürgerinnen und Bürger zur Eigenerzeugung von Strom	14
Abb. 5.1:	Geeignete Wohnungen zur Errichtung einer PV-Prosumer-Dachanlage bis 2030 in NRW	31
Abb. 5.2:	Geeignete Wohnungen zur Errichtung eines BHKW bis 2030 in NRW	39
Abb. 5.3:	Geeignete Wohnungen zur Errichtung eines BHKW bis 2050 in NRW	40
Abb. 5.4:	Verhältnis von Mieterstrom und direktem Eigenverbrauch im Eigentum für Wohnungen, Gebäude, Stromproduktion, installierte Leistung und Speicherkapazitäten	43
Abb. 5.5:	Potenzialschnittmenge von BHKW und PV-Aufdachanlagen.....	46
Abb. 6.1:	Bestand an E-Mobilität in Deutschland und NRW in den Bereichen PKW, Kraftrad und Fahrrad im Jahr 2016	49
Abb. 6.2:	Ausbau Wärmepumpen in Nordrhein-Westfalen in verschiedenen Szenarien	51
Abb. 7.1:	Netzparität zu Haushaltsstrompreisen.....	56
Abb. 10.1:	Energiepreise im Zeitraum 2015 bis 2050.....	79
Abb. 10.2:	Investitionskosten in verschiedenen Szenarien	80
Abb. 10.3:	Jährliche Annuität im Referenzszenario aus Anlagenbetreibersicht	81
Abb. 10.4:	Differenz der jährlichen Annuität zum reinen Stromeinkauf im Referenzszenario aus Haushaltssicht	82
Abb. 10.5:	Jährliche Annuität im Szenario DigPro aus Anlagenbetreibersicht	83
Abb. 10.6:	Differenz der jährlichen Annuität zum reinen Stromeinkauf im Szenario DigPro aus Haushaltssicht	84
Abb. 10.7:	Jährliche Annuität im Szenario SysPro aus Anlagenbetreibersicht	85
Abb. 10.8:	Differenz der jährlichen Annuität zum reinen Stromeinkauf im Szenario SysPro aus Haushaltssicht	86
Abb. 10.9:	Differenz der jährlichen Annuität zum reinen Stromeinkauf für PV-Kleinanlagen aus Haushaltssicht	87
Abb. 10.10:	Differenz der jährlichen Annuität zum reinen Stromeinkauf für Wärmepumpenbesitzer/innen aus Haushaltssicht	88
Abb. 11.1:	Anteil des in Prosumer-Anlagen hergestellten Stroms am Netto-Stromverbrauch in NRW	90
Abb. 11.2:	Anteil des in Prosumer-Anlagen hergestellten Stroms am Netto-Stromverbrauch der Haushalte in NRW	91

Tabellenverzeichnis

Tab. 3.1:	Mittlere Dachflächengrößen je Wohngebäudekategorie	16
Tab. 3.2:	PV-Anlagen und Prosumer-Anlagen nach Leistung und Anzahl in NRW	18
Tab. 3.3:	Anzahl und Kapazität Speicher in NRW	19
Tab. 3.4:	Einsatzbereiche und Größen von BHKW	21
Tab. 3.5:	Anzahl und elektrische Leistung BHKW in NRW	22
Tab. 3.6:	Anzahl, Leistung bzw. Kapazität und Stromproduktion der Prosumer-Anlagen...	23
Tab. 4.1:	Kriterien der Gebäudeeignung für Prosumer.....	26
Tab. 4.2:	Kriterien der Gebäudeeignung für BHKW.....	29
Tab. 5.1:	Mittlere Wohnungsanzahl je Gebäude nach Größenklassen in NRW.....	32
Tab. 5.2:	Gebäudepotenzial für PV-Dachanlagen bis 2030 und bis 2050.....	32
Tab. 5.3:	Stromproduktion von PV-Dachanlagen	34
Tab. 5.4:	Speicherkapazität in verschiedenen Gebäudetypen	36
Tab. 5.5:	Wohnungspotenzial für PV-Kleinanlagen	37
Tab. 5.6:	Gebäudepotenzial für BHKW in Ein- und Zweifamilienhäusern	41
Tab. 5.7:	Gebäudepotenzial für BHKW in Mehrfamilienhäusern und Quartieren in NRW ..	41
Tab. 5.8:	Stromproduktion von BHKW in Mehrfamilienhäusern und Quartieren in NRW....	42
Tab. 5.9:	Berechnung Potenzialschnittmenge für BHKW und PV-Anlagen bis 2030	45
Tab. 5.10:	Technisches Potenzial für Anzahl, Leistung, Stromproduktion, Eigenverbrauch und lokal verbrauchten Stroms der Prosumer-Anlagen.....	47
Tab. 6.1:	Eigenverbrauchsanteile mit und ohne Elektroauto	50
Tab. 6.2:	Eigenverbrauchsanteile mit und ohne Wärmepumpe bei verschiedenen Wärmeverbräuchen	52
Tab. 6.3:	Eigenverbrauchsanteile mit und ohne Heizstab	53
Tab. 7.1:	Vergütungssätze bei fester Einspeisevergütung nach EEG 2017	57
Tab. 7.2:	Vergütungssätze für Strom aus KWK-Anlagen nach KWKG 2017	61
Tab. 10.1:	Betrachtete Prosumertypen und ihre Charakteristika.....	78
Tab. 10.2:	Verschiebepotenziale für zeitvariable Tarife im Szenario DigPro.....	84
Tab. 10.3:	Verschiebepotenziale für Demand Response mit zeitvariablem Tarif im Szenario SysPro	86

Abkürzungsverzeichnis

BAT	Batteriespeicher
BHKW	Blockheizkraftwerk
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EZFH	Ein- und Zweifamilienhäuser
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kW _p	Kilowatt peak
KWEA	Kleinwindenergieanlage
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
MFH	Mehrfamilienhaus
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NRW	Nordrhein-Westfalen
PV	Photovoltaik
WP	Wärmepumpe
TW	Terrawatt
TWh	Terrawattstunde

Zusammenfassung und Ergebnisse

Diese Studie zeigt die **Potenziale von Prosumer**-Haushalten im Stromsektor in Nordrhein-Westfalen auf. Im Rahmen dieser Studie wurden private Haushalte betrachtet, welche selbst erzeugten Strom verbrauchen, und im erweiterten Sinne der Definition auch Mieterstromanlagen auf Wohnhäusern, deren Strom teils direkt im Haus von Mieterinnen und Mietern bezogen und verbraucht wird. Der Fokus wurde in dieser Studie auf die für die Stromproduktion relevanten Technologien PV-Dachanlagen und Blockheizkraftwerke (BHKW) gelegt, es wurden aber auch Photovoltaik-Kleinstanlagen (oder Balkonkraftwerke), welche mit geringer Leistung auf Balkonen oder Terrassen installiert werden, betrachtet.

Eine **Bestandsaufnahme** der derzeitigen Prosumer zeigt die große Bedeutung von PV-Dachanlagen in NRW. Rund 140 Tsd. PV-Dachanlagen können den privaten Prosumern zugeordnet werden. Bei einer installierten Leistung von 1,3 GW_p beträgt die Stromproduktion 1.117 GWh und der Eigenverbrauch 168 GWh. Bei rund 16.000 Anlagen ist zudem ein Batteriespeicher installiert, welcher den Eigenverbrauch nochmals um 8,7 GWh erhöht. Neben PV-Dachanlagen sind zudem BHKW für die Bedeutung von Prosumern entscheidend. Auch wenn die Anzahl der BHKW mit 6.070 Anlagen und die Stromproduktion von 122 GWh deutlich niedriger ist im Vergleich zu PV-Dachanlagen, so spielen BHKW insbesondere bei der Höhe des Eigenverbrauchs durch Eigentümerinnen und Eigentümer bzw. des lokalen Verbrauchs durch Mieterinnen und Mieter eine wichtige Rolle. Im Vergleich zu einer Eigenverbrauchsquote von durchschnittlich 15 % und einem Anteil des lokalen Verbrauchs bei Mieterinnen und Mietern von 20 % bei PV-Dachanlagen werden im BHKW von Eigentümerinnen und Eigentümern rund 40 % und von Mieterinnen und Mietern 45 % des Stroms direkt verbraucht. PV-Kleinstanlagen leisten derzeit aus energiewirtschaftlicher Sicht einen vernachlässigbaren Beitrag zur Stromproduktion durch Prosumer, wenngleich aus Haushaltssicht damit nennenswerte Eigenverbrauchsanteile erreicht werden können.

Um das **technische Potenzial** von Prosumern in NRW zu ermitteln, wurde in Anlehnung an Prognos und KBH&W (2017) eine Methodik zur Potenzialabschätzung entwickelt. Ausgehend vom Gebäudebestand, der durch den Zensus 2011 erhoben wurde, wurden Kriterien für die einzelnen Technologien entwickelt, um für die jeweilige Technologie geeignete Gebäude zu identifizieren. Hierbei wurde angenommen, dass Prosumer-Anlagen grundsätzlich nahräumlich zu den Verbraucherinnen und Verbrauchern gelegen sind, wie es die Rahmenbedingungen derzeit erfordern. Während für alle Technologien die Nutzungsform, Eigentümerstruktur und äußere Rahmenbedingungen für die Eignung der Gebäude entscheidend sind, so ist der Dachzustand nur für PV-Dachanlagen und die installierte Heizungsart nur für BHKW relevant. Die Anzahl und die Größe der geeigneten Gebäude lassen Rückschlüsse auf die Anzahl der installierbaren Anlagen sowie installierten Leistung, Stromproduktion und Eigenverbrauch zu. Dabei wurde jeweils ein derzeit durchschnittliches Verbrauchsprofil zugrunde gelegt.

Auf Basis der beschriebenen Methodik wurde ein Potenzial bis 2030 von 2,6 Mio. Anlagen und einer Stromproduktion in Höhe von 9,2 TWh bei einem Eigenverbrauch bzw. lokalen Verbrauch durch Mieterinnen und Mietern von 3,0 TWh ermittelt. Hierbei entfällt das größte Potenzial auf PV-Dachanlagen mit 1,2 Mio. Anlagen, die eine installierte Leistung von 8,2 GW_p und eine Stromproduktion von 6,8 TWh aufweisen würden. Das Potenzial von PV-Kleinstanlagen beträgt ebenfalls 1,2 Mio. Anlagen. Daraus resultiert durch die kleinere Dimensionierung der Anlagen eine Stromproduktion von 0,3 TWh. Ein vergleichsweise geringeres Potenzial von 218 Tsd. BHKW ist auch begründet in der Annahme, dass bei einer Eignung des Gebäudes sowohl für eine PV-Anlage als auch für ein BHKW zurzeit der Bau einer PV-Anlage vorgezogen wird. Eine Kombination beider

Technologien kann sinnvoll sein, die Investition in beide Technologien parallel wird aber nur langfristig als realistisch eingestuft. Bei einer Betrachtung des Potenzials über 2030 hinaus wird bis 2050 eine potenziell mögliche Stromproduktion von 21,7 TWh und ein Eigenverbrauch bzw. lokaler Verbrauch durch Mieterinnen und Mietern von 7,8 TWh ermittelt. Vom Potenzial bis 2030 der Stromproduktion durch Prosumer-Anlagen sind demnach bereits heute 13,5 % umgesetzt und im Vergleich zum Potenzial bis 2050 5,8 %. Bei einem angenommenen Nettostromverbrauch von 128 TWh würde der Anteil der Stromerzeugung durch Prosumer-Anlagen von privaten Haushalten von zurzeit 1 % bis 2030 auf etwa 7 % steigen. Bezogen auf den Netto-Stromverbrauch der Haushalte in NRW könnte durch Prosumer-Anlagen etwa ein Viertel des Stroms bereitgestellt werden.

Über den direkten Verbrauch des Stroms hinaus bietet eine **Sektorkopplung** mit Verkehr und Wärme weitere Potenziale für Prosumer. Eine Nutzung von Elektromobilität bietet beispielsweise die Möglichkeit, den Eigenverbrauch weiter zu steigern. Der Eigenverbrauchsanteil eines Haushalts würde durch die Nutzung eines Elektroautos um rund 4 bis 5 % gesteigert. Ein großes Potenzial bietet darüber hinaus die Wärmepumpen-Technologie. Ein direkter Verbrauch des erzeugten Stroms um die 1.500 kWh pro Jahr ist mit einer PV-Wärmepumpen-Kombination realistisch. Als weitere Power-to-Heat Technologie ermöglicht der Einsatz eines Heizstabes eine Steigerung des Eigenverbrauchsanteils von rund 30 %.

Ein Überblick über die **rechtlichen Rahmenbedingungen** für den Eigenverbrauch, Mieterstrom und PV-Kleinstanlagen zeigt die Entwicklung der letzten Jahre und den derzeitigen Stand. Bei PV-Anlagen ist der Eigenverbrauch erst seit 2009 in den Fokus gerückt, in dem durch die Gewährung einer Eigenverbrauchsvergütung ein Anreiz zum Eigenverbrauch geschaffen wurde. Auch für BHKW gibt es durch das KWKG eine Förderung des Stroms. Während vor der KWKG-Novelle 2017 der KWK-Zuschlag noch einheitlich für eingespeisten und selbstverbrauchten Strom gewährt wurde, ist im Zuge der Novellierung eine Differenzierung zugunsten der Netzeinspeisung erfolgt.

Für die Verbreitung von Speichern in Kombination mit PV-Anlagen, mit denen der Eigenverbrauch deutlich gesteigert werden kann, wurde zudem eine Förderung über die KfW eingeführt, und speziell für Bürgerinnen und Bürger aus NRW eine Landesförderung für Speicher kleiner Anlagen bis 30 kW_p. Das Land hat aber auch die Förderlücke des Bundes geschlossen und bietet eine Förderung für Speicher größerer Anlagen über 30 kW_p an, die auch für Mieterstromprojekte interessant sein könnten.

Die prägende Entwicklung in den Rahmenbedingungen ist aktuell mit dem *Gesetzesentwurf zur Förderung von Mieterstrom* zu erwarten, der sich derzeit im politischen Abstimmungsprozess befindet. Damit soll der Ausbau der Solarenergie auf Wohngebäuden vorangetrieben werden, indem Mieterstromprojekte mit PV-Anlagen einen Mieterstromzuschlag erhalten. Das Gesetz kann in manchen Fällen Projekten über die Wirtschaftlichkeitsschwelle verhelfen, allerdings wird damit Mieterstrom nicht dem Eigenverbrauch gleichgestellt, da die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage für diese Stromlieferung an den Letztverbraucher in voller Höhe erhalten bleibt.

Die zunehmende Einspeisung der dezentralen Anlagen in das Verteilnetz sowie die notwendige Flexibilität von Angebot und Nachfrage erfordern vermehrt den Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) mit entsprechenden Erfordernissen an die Datensicherheit und den Datenschutz. Die daraus resultierenden Chancen und Möglichkeiten durch verschiedene **Geschäftsmodelle** werden diskutiert. Im Falle von Prosumern sind beispielsweise Geschäftsmodelle möglich und sinnvoll, die ein systemdienliches Verhalten anreizen. Neben zeitvariablen Tarifsyste-men, um Verhalten in Bezug auf Eigenverbrauch und Einspeisung beim Prosumer zu beeinflussen, könnten in Zukunft auch bidirektionale Mess- und Steuersysteme noch einen Schritt weitergehen

und eine externe Steuerung der Prosumer-Anlagen ermöglichen. Dies würde zu einer besseren Planbarkeit und hiermit verbundenen Netzentlastung führen. Eine Entwicklung der Vermarktung des Eigenstroms durch ein Mieterstrommodell oder weitergedacht ein Gemeinschaftsstrommodell, ein Peer-to-Peer-Konzept oder den Zusammenschluss in einem virtuellen Kraftwerk bietet darüber hinaus Chancen einer weiteren Dezentralisierung und Integration von Prosumer-Anlagen in das Energiesystem. Für diese Art der Vermarktung könnte die Blockchain-Technologie Bedeutung gewinnen. Diese Geschäftsmodelle sind unter den derzeitigen Rahmenbedingungen allerdings derzeit ausschließlich im Mieterstrommodell realisierbar. Hier besteht Handlungsbedarf, Möglichkeiten für weitere Geschäftsmodelle zu schaffen.

Es bestehen derzeit verschiedene **Hemmnisse**, die den weiteren Ausbau von Prosumer-Anlagen einschränken. Im Falle des Mieterstrommodells hemmen insbesondere mögliche steuerliche Nachteile einen weiteren Ausbau. Daneben bestehen weitere Hürden in der Lieferantspflicht auch für kleine Anlagen oder in aufwändigen Zählerkonzepten. Auch sieht der derzeit im politischen Abstimmungsprozess befindliche Gesetzentwurf derzeit eine Begrenzung der Mieterstrommodelle auf die Versorgung genau der Wohngebäude vor, in denen der Mieterstrom auch erzeugt wird, so dass schon die Versorgung beispielsweise von Quartieren nicht mehr zum Fördergegenstand zählt. Ebenso fallen Gebäude, die über 60 % vom GHD-Sektor genutzt werden, nicht unter den Gesetzesgegenstand. Hier sind aber im Zuge der laufenden politischen Diskussion noch Änderungen möglich.

Für Prosumer-Anlagen, die für den Eigenverbrauch installiert werden, wirken sich unter anderem auch Unsicherheiten bei der zukünftigen Strompreisentwicklung und der künftigen Kostendegression bei neueren Technologien hemmend auf eine Investitionsentscheidung aus.

Den Ausbau der PV-Kleinstanlagen hindern in Deutschland bislang ungeklärte Regelungen für den Anschluss an den elektrischen Hauskreis. Der Betrieb dieser Anlagen befindet sich daher in einer rechtlichen Grauzone. Derzeit erarbeitet das zuständige Normungsgremium mit Branchen- und Interessensvertretern einen Entwurf für die relevanten Normen. Das Ergebnis dieses Diskussionsprozesses liegt noch nicht vor.

Eine durchgeführte **Wirtschaftlichkeitsberechnung** belegt für verschiedene Szenarien die Rentabilität einer Investition in eine PV-Dachanlage oder ein BHKW für Betreiber und Haushalte sowohl beim Eigenverbrauch als auch beim Mieterstrommodell. Die Höhe der Rendite variiert je nach Zeitpunkt der Investition, bleibt im Zeitraum von 2015 bis 2030 jedoch stets im positiven Bereich. Lediglich die Investition in einen großen PV-Speicher für ein Mieterstrommodell zeigt sich unter den getroffenen Annahmen derzeit noch als unwirtschaftlich. An dieser Stelle greift das *Programm für Rationelle Energieverwendung, Regenerative Energien und Energiesparen (progres.nrw)* des Landes NRW, das genau Speicher für PV-Anlagen größer 30 kW_p fördert. Des Weiteren konnte auch für PV-Kleinstanlagen und Wärmepumpen eine positive Annuität im Vergleich zum reinen Stromeinkauf nachgewiesen werden.

Die Studie liefert eine wichtige Grundlage zur Einordnung bestehender privater Prosumer-Anlagen und zur Einschätzung ihres Potenzials für die Zukunft der Energieversorgung des Landes NRW. Der bisherige Anteil von 1 % am Netto-Stromverbrauch des Bundeslandes NRW durch private Prosumer-Anlagen könnte bis 2030 auf 8 % ansteigen. Bezogen auf den Netto-Stromverbrauch der Haushalte könnte in Prosumer-Anlagen sogar ein Viertel erzeugt werden.

Insgesamt lässt sich feststellen, dass Prosumer-Anlagen sowohl für die Eigenerzeugung als auch im Mieterstrombereich wirtschaftlich betrieben werden können. Allerdings sind bei Mieterstromanlagen keine großen Renditen zu erwarten, so dass möglicherweise damit nicht der Aufwand, der mit dem Betrieb einer Anlage verbunden ist, aufgewogen wird. Die Verbreitung wird aber in naher Zukunft von weiteren Rahmenbedingungen abhängen, insbesondere von dem in Kürze zu beschließenden Mieterstromgesetz. Der *Gesetzesentwurf zur Förderung von Mieterstrom* beinhaltet derzeit jedoch eine Reihe von Restriktionen, die darauf hinauslaufen würden, dass die Wirkung des Gesetzes deutlich hinter dem Machbaren zurückbleibt.

Darüber hinaus wäre durch die Ausweitung auf eine nahräumliche Versorgung und im nächsten Schritt die Ermöglichung von Peer-to-Peer Konzepten auch bei Nutzung des öffentlichen Netzes und eine Berücksichtigung des GHD-Sektors die Erschließung eines weitaus größeren Potenzials für Mieterstrom möglich. Diese Verbesserungen sind jedoch in dem Gesetzesentwurf nicht enthalten.

Zusammenfassend verdeutlicht die Studie die Bedeutung des Akteurs *Prosumer* und zeigt das Potenzial auf, das diese Akteure zukünftig erschließen könnten. Neben der Bedeutung, die sie durch die Stromerzeugung in den Prosumer-Anlagen für die gesamte Energiewirtschaft haben, hat die Einbeziehung dieser Akteure auch einen Einfluss auf die Akzeptanz der Energiewende, die durch die Teilhabe gesteigert werden kann. Mit der letzten Reform des EEG 2017 und dem *Gesetzesentwurf zur Förderung von Mieterstrom* hätten jedoch deutlich mehr Spielräume und Anreize für Prosumer gegeben werden können. Daher besteht dringender politischer Handlungsbedarf, wenn die Entwicklung zugunsten der Prosumer vorangetrieben werden soll.

1 Einleitung

Prosumer werden bei der Diskussion um die Ausgestaltung der Energiewende zunehmend als wichtige Akteure angesehen. Damit gemeint sind im privaten Bereich Haushalte, die nicht mehr nur reine Konsumenten sind, sondern die auch Strom (und/oder Wärme) produzieren und diesen, sofern zum Zeitpunkt der Stromproduktion ein Bedarf besteht, selbst verbrauchen. Den überaus größten Teil der privaten Prosumer-Haushalte machen derzeit Photovoltaik (PV)-Anlagenbetreiber aus, die überwiegend durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) Anreize erhalten haben, den Strom selbst zu verbrauchen, weil die Einspeisevergütung sukzessive gekürzt wurde und mittlerweile deutlich unter den Strombezugskosten von Haushalten liegt. Damit ist der Eigenverbrauch wirtschaftlicher als die der Einspeisung ins Netz geworden. Gesteigert werden kann der Eigenverbrauch zusätzlich durch Lastverschiebung, vor allem jedoch durch Speicher, die heutzutage im Regelfall dezentral in den Haushalten installiert werden und den produzierten Strom bedarfsgerecht für den jeweiligen Haushalt zwischenspeichern.

In den Diskussionen zur zukünftigen Ausgestaltung der Rahmenbedingungen zum Eigenverbrauch rücken auch zunehmend die Mieterinnen und Mieter in den Fokus. Diese Akteure hatten bislang sehr eingeschränkt die Möglichkeit, eine eigene Anlage zu installieren und für den Eigenbedarf Strom zu produzieren. Um einerseits den Erneuerbare-Energien-Ausbau weiter voranzutreiben und Potenziale in Mietwohngebäuden zu nutzen, aber auch als Teilhabemöglichkeit für Mieterinnen und Mieter sind neue Rahmenbedingungen notwendig, die es diesen Akteuren ermöglichen, Prosumer zu werden. In der großflächigen Einbeziehung dieser Zielgruppe wird zudem ein großer Akzeptanz- und Motivationsfaktor für die gesamte Energiewende vermutet. Mit der letzten Reform des EEG 2017, welches in seiner grundsätzlichen Ausrichtung keine explizite Stärkung von Prosumern vorsieht, wurde eine Verordnungsermächtigung aufgenommen, mit der Mieterstrommodelle gestärkt werden sollen. Mittlerweile Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) hat in der Zwischenzeit einen Gesetzesentwurf zur Förderung von Mieterstrom vorgelegt, den das Bundeskabinett am 26. April 2017 beschlossen hat. Als letzter Schritt muss dieses Gesetz vom Bundestag verabschiedet werden.

Seit der Einführung des Eigenverbrauchsbonus und dem damit verbundenen Anreiz, den Strom aus der eigenen Anlage selbst zu verbrauchen, ist die Anzahl an Prosumern kontinuierlich gestiegen. Eine repräsentative Befragung im Auftrag der Agentur für Erneuerbare Energien zeigt auch eine grundsätzlich hohe Bereitschaft der Bürgerinnen und Bürger zur Eigenerzeugung von Strom (siehe Abb. 1.1). Interessant ist, dass in Nordrhein-Westfalen (NRW) 81 % der Befragten eine Bereitschaft zur Eigenerzeugung angegeben haben und diese damit deutlich über dem Bundesdurchschnitt von 76 % liegt. Diese Ergebnisse attestieren gute Voraussetzungen, um Prosumer-Anlagen weiter zu verbreiten und insbesondere Mieterstromprojekten, die durch das neue Gesetz bessere Rahmenbedingungen erhalten werden, Vorschub zu leisten.

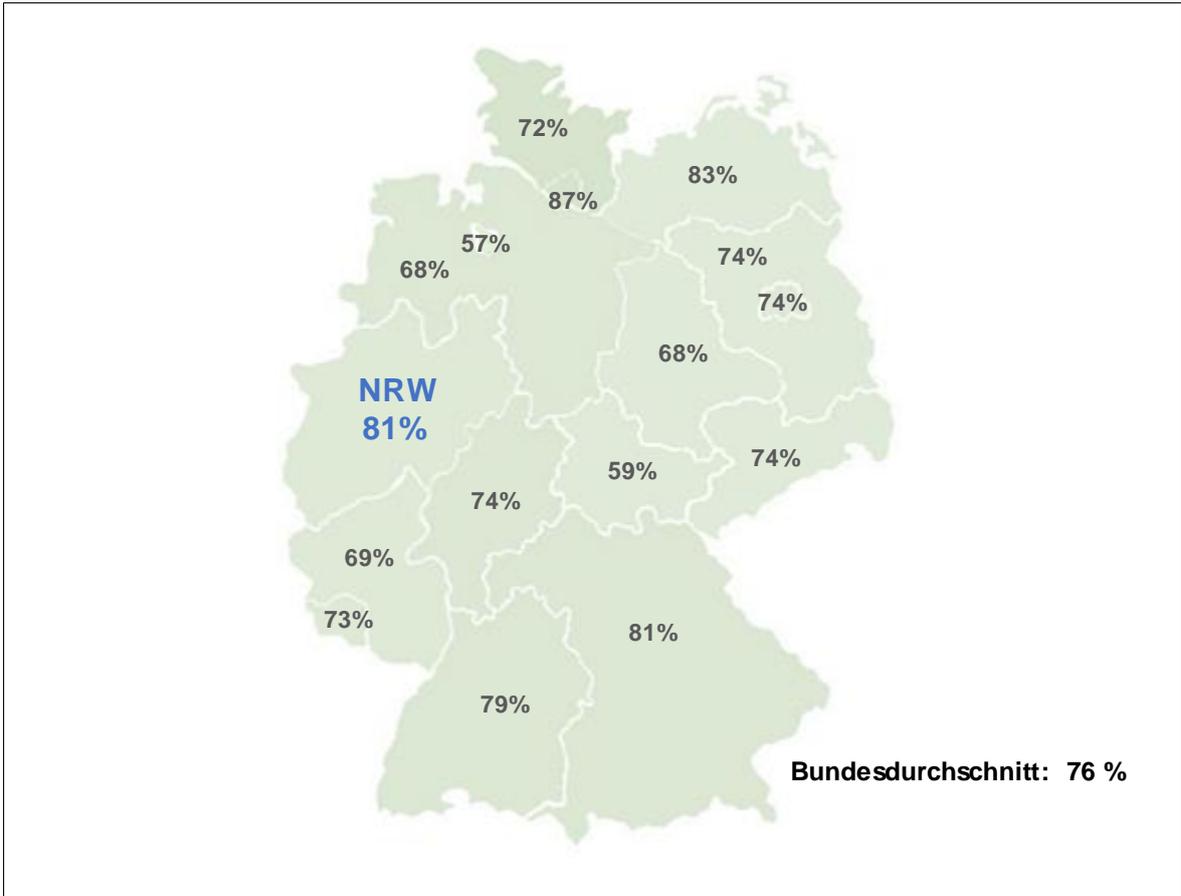


Abb. 1.1: Bereitschaft der Bürgerinnen und Bürger zur Eigenerzeugung von Strom

Quelle: Eigene Darstellung nach Lichtblick SE (2013). Ergebnisse einer repräsentativen Umfrage auf die Frage nach der Bereitschaft, in Zukunft Strom zu Hause zu erzeugen. Die Umfrage wurde im September 2013 im Auftrag der Lichtblick SE vom Meinungsforschungsinstitut YouGov durchgeführt.

2 Definition des Untersuchungsgegenstands

Der Begriff **Prosumer** setzt sich aus den Substantiven **Produzent** und **Konsument** zusammen und bezeichnet Kundinnen und Kunden oder Verbraucherinnen und Verbraucher, welche zur gleichen Zeit auch Produzenten sind. In dem Kontext dieser Studie bezieht sich die Produktion auf die Bereitstellung von Strom ggf. mit gleichzeitiger Bereitstellung von Wärme, der für den Eigenverbrauch produziert wird. Gleichzeitig besteht eine Verbindung zur öffentlichen Stromversorgung, in die bei einem Stromüberangebot eingespeist wird und aus der bei einem Unterangebot Strom bezogen wird. Der Fokus liegt dabei auf Privatpersonen als Prosumer. Die Industrie oder der GHD-Sektor werden nicht betrachtet.

Im engeren Sinne bezeichnet Prosumer Privatpersonen, für die die Personenidentität als Betreiber einer Anlage und als Abnehmer des erzeugten Stroms vorliegt. In dieser Studie wird eine Ausweitung des Prosumer-Begriffs vorgenommen und auch Kundinnen und Kunden von Mieterstromanlagen, die bspw. von Vermieterinnen und Vermietern oder Wohnungsbaugenossenschaften betrieben werden, werden mitbetrachtet. Damit liegt keine Personenidentität mehr vor. Vielmehr wird hier

die nähräumliche Versorgung mit Strom, bei der der eigenverbraachte Strom nicht durch das öffentliche Stromnetz geleitet wird, und die direkte vertragliche Bindung zwischen Stromkundin bzw. Stromkunde und Betreiberin bzw. Betreiber einer Anlage als Kriterium angesehen.

Mit Eigenverbrauch wird die elektrische Energie bezeichnet, die in der vor Ort installierten Anlage erzeugt wurde und ohne Durchleitung durch das öffentliche Stromnetz zur Verbraucherin oder zum Verbraucher transportiert wird. Möglich ist auch eine zwischenzeitliche Speicherung in einem Speicher. Mit dem Eigenverbrauchsanteil wird der erzeugte Energieanteil des Prosumers bezeichnet, den er direkt selbst verbraucht. Der Autarkie- oder Selbstversorgungsgrad hingegen bezeichnet den Anteil am Stromverbrauch des Haushalts, der durch die erzeugte Energie direkt gedeckt werden kann.

Die Technologien, die für den Eigenverbrauch eingesetzt werden können, sind vielfältig. Mit dem in dieser Studie gelegten Fokus auf Privatpersonen ist die Technologievielfalt allerdings deutlich reduziert. Die größte Anzahl an Prosumer-Anlagen sind in Deutschland derzeit PV-Anlagen, die durch die gesetzlichen Rahmenbedingungen seit 2009 für den Eigenverbrauch eingesetzt werden. Daneben können in BHKW Strom und Wärme für den Selbstverbrauch erzeugt werden. Eine weitere Möglichkeit bestünde durch die Nutzung von Kleinwindenergieanlagen, allerdings ist die Bedeutung auch aufgrund der Restriktionen, die in Wohngebieten anzutreffen sind, vernachlässigbar.

Bei größeren Windkraft-, Bioenergie- und Wasserkraftanlagen sind nur in Ausnahmefällen Bedingungen anzutreffen, die eine Eigenverbrauchsnutzung für Privatpersonen möglich machen. Daher werden diese Technologien in dieser Studie nicht betrachtet.

3 Bestandsaufnahme der Prosumer-Haushalte in NRW 2016/2017

Prosumer haben in den letzten Jahren zunehmend an Bedeutung gewonnen. Während Kraft-Wärme-Kopplungs (KWK)-Anlagen schon seit vielen Jahren auf einem bezogen auf deren Verbreitung geringem Niveau für den Eigenverbrauch eingesetzt wurden, haben die PV-Anlagen für den Eigenverbrauch durch die Einführung des Eigenverbrauchsbonus im Jahr 2009 Aufwind erfahren. Seit der Einführung hat die Zahl der Prosumer kontinuierlich zugenommen. In diesem Kapitel wird eine Abschätzung über die in NRW installierten Anlagen für den Eigenverbrauch vorgenommen. Es kann sich dabei nur um eine Abschätzung handeln, weil für die PV-Anlagen keine öffentlich zugängliche Datenbasis existiert.

3.1 Photovoltaik

Die bei weitem größte Bedeutung für die Anzahl sowie installierte Leistung der Prosumeranlagen hatte in der Vergangenheit die Photovoltaik. Es existiert jedoch keine öffentlich zugängliche statistische Erfassung von Anlagen für den Eigenverbrauch bzw. der Eigenverbrauchsquote. Für eine Bestandsaufnahme von Prosumeranlagen, wie sie hier für NRW erfasst wird, werden daher als Ausgangsdatenbasis die insgesamt gemeldeten EEG-Anlagen zu Grunde gelegt. Davon ausgehend werden die Anlagen identifiziert, die mutmaßlich Prosumer-Anlagen sind. Dabei kann es sich nur um Schätzungen handeln. Im Folgenden werden Kriterien entwickelt, welche eine Identifizierung

der Prosumer-Anlagen ermöglichen. Hierbei sind insbesondere der Zeitpunkt der Inbetriebnahme und die Größe der Anlage von Bedeutung.

In dieser Studie werden Privatpersonen, welche Strom von eigenen Dachanlagen oder im Rahmen eines Mieterstrommodells von Dachanlagen der Vermieterin oder des Vermieters verbrauchen, betrachtet. Freiflächenanlagen werden demzufolge von der Betrachtung ausgeschlossen. Zudem limitiert die Größe der Dachflächen von Wohngebäuden die Größe der PV-Anlage. Die Dachfläche kann daher als Anhaltspunkt bei der Abgrenzung von privaten PV-Anlagen zu gewerblichen oder industriellen PV-Anlagen dienen. Tab. 3.1 zeigt die durchschnittliche Fläche von Flach- sowie Schrägdächern aufgeteilt nach Anzahl der Wohnungen in den Gebäuden.

Tab. 3.1: Mittlere Dachflächengrößen je Wohngebäudekategorie

Quelle: (Kaltschmitt und Wiese 1993)

Anzahl Wohnungen im Gebäude	Dachfläche Schrägdach (m ²)	Dachfläche Flachdach (m ²)
1 Wohnung	129	112
2 Wohnungen	154	134
3 - 6 Wohnungen	210	158
≥ 7 Wohnungen	272	206

Hieraus ergibt sich ein technisches Maximalpotenzial bei einer vollständigen Nutzung der Dachfläche bei einer mittleren Flächenleistung von rund 143 W/m² von 38,9 kW_p (Corradini et al. 2012). Dies berücksichtigt weder Einschränkungen durch etwaige Nutzungskonflikte der Dächer oder andere Einschränkungen durch bspw. Beschattung, denkmalschutztechnische Gründe oder Dachaufbauten. Die in der Praxis realisierbare Anlage ist entsprechend deutlich kleiner. Andererseits weist Tab. 3.1 die mittleren Dachflächengrößen aus. Um auch PV-Anlagen auf überdurchschnittlich großen Dachflächen in die Betrachtung mit einzubeziehen, werden anteilig auch Anlagen bis zu 50 kW_p betrachtet. Mit steigender Anzahl an Wohnungen in dem Gebäude steigt zudem die Wahrscheinlichkeit, dass PV-Anlagen nicht von Eigentümerinnen und Eigentümern direkt genutzt werden, sondern produzierter Solarstrom entweder ausschließlich eingespeist wird oder den Mieterinnen und Mietern in Form eines Mieterstrommodells zur Verfügung gestellt wird. Aufgrund der kürzlich steigenden Signifikanz von Mieterstrommodellen ist davon auszugehen, dass Solarstrom bei einer Mehrzahl der größeren Anlagen ausschließlich ins Netz eingespeist wird und diese Anlagen daher nicht den Prosumer-Anlagen zugerechnet werden können.

Basierend auf diesen Annahmen wird davon ausgegangen, dass alle Anlagen bis 10 kW_p den Prosumern zugeordnet werden können. Anlagen von 10 kW_p bis 30 kW_p werden zu zwei Dritteln und Anlagen von 30 kW_p bis 50 kW_p zu einem Drittel als Prosumer-Bestandsanlagen definiert.

Ein weiteres Kriterium für die Identifizierung von Prosumer-Anlagen ist der Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Grund hierfür sind die Änderungen im EEG. Bis zum Jahr 2009 wurde der Eigenverbrauch nicht durch besondere Anreize gefördert. Die Einspeisevergütung für Solarstrom lag bis 2009 deutlich über den Strombezugskosten. Es bestand daher kein Anreiz, den Strom selber zu verbrauchen. Auch wenn der anfängliche Bau von PV-Anlagen von entscheidender Bedeutung für die weitere Entwicklung der Solarwirtschaft war, so werden die Betreiber dieser Anlagen nach der obigen

Definition aufgrund des fehlenden Eigenverbrauchs nicht den Prosumern zugerechnet. Dies könnte sich für diese Anlagen aber möglicherweise nach Ende der gesetzlichen Förderdauer ändern, die dann auch für den Eigenverbrauch eingesetzt werden könnten. Durch das EEG 2009 wurde erstmals für Anlagen mit einer Nennleistung von weniger als 30 kW_p eine *Eigenverbrauchsvergütung* nach § 33 Absatz 2 EEG 2009 gewährt. Die Eigenverbrauchsvergütung in Summe mit den durch den Eigenverbrauch vermiedenen Strombezugskosten überstieg die Einspeisevergütung und schuf einen Anreiz, den produzierten Strom selber zu verbrauchen. Dieser monetäre Anreiz blieb auch trotz einiger Änderungen durch die PV-Novelle 2010 und das EEG 2012 bis zum Auslaufen der Eigenverbrauchsförderung zum 31.03.2012 bestehen. Die Vergütung wurde durch die PV-Novelle 2010 sogar noch ausgeweitet, auf Anlagen bis zu 500 kW. Zu dem Zeitpunkt der Einstellung der Eigenverbrauchsvergütung herrschte bereits die sogenannte *grid parity*, also der Zeitpunkt, an dem die Gestehungskosten für PV-Strom unter den durchschnittlichen Strompreis für Endverbraucher gesunken ist (siehe dazu auch Kapitel 7.1.1). Die entsprechend angepasste Einspeisevergütung für PV-Strom lag unter den Strombezugskosten, wodurch eine anwachsende inhärente Motivation zum Eigenverbrauch entstand. Zusammenfassend bleibt festzuhalten, dass bei allen installierten Anlagen ab 01.01.2009 bis 30 kW_p und allen Anlagen von 30 kW_p bis 50 kW_p ab 01.07.2010 ein Anreiz zum Eigenverbrauch bestand und diese den Prosumern zugeordnet werden können.

Zur Bestimmung der Anzahl der Prosumer-Anlagen und der installierten Leistung in NRW wurden die EEG-Anlagenstammdaten von EnergyMap sowie das Anlagenregister der Bundesnetzagentur ausgewertet (DGS 2015; BNetzA 2017a). Die erfassten Daten ermöglichen eine Klassifizierung der neuinstallierten Leistungen nach Anlagengröße, Zeitpunkt der Inbetriebnahme und Standort. Die Anzahl und die Gesamtleistung konnten durch den Abgleich mit den Werten im Energieatlas NRW plausibilisiert werden. Tab. 3.2 fasst die Leistung und die Anzahl der installierten PV-Anlagen in NRW zusammen und hebt dabei die nach obigen Kriterien bestimmten Prosumer grau unterlegt hervor.

Tab. 3.2: PV-Anlagen und Prosumer-Anlagen nach Leistung und Anzahl in NRW

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf (DGS 2015; BNetzA 2017). Angenommene Prosumer-Anlagen sind grau hinterlegt. Die Angaben in den jeweiligen Zeiträumen stellen den Zubau und nicht die kumulierten Werte dar.

		Bis 10 kW _p	10 - 30 kW _p	30 - 50 kW _p	> 50 kW _p	Gesamt
Summe vor 2009	Leistung in kW_p	197.250	255.055	78.195	88.941	619.441
	Anzahl	40.795	14.170	2.253	966	58.184
01.01.2009 - 30.6.2010	Leistung in kW_p	148.657 148.657	338.711 225.807	138.553	437.490	1.063.412 374.465
	Anzahl	23.929 23.929	17.938 11.959	3.829	4.011	49.707 35.888
01.07.2010 - 28.2.2017	Leistung in kW_p	518.635 518.635	574.935 383.290	209.120 69.707	1.113.581	2.416.271 971.632
	Anzahl	81.048 81.048	33.346 22.231	5.577 1.859	8.513	128.484 105.138
Gesamt	Leistung in kW_p	864.542	1.168.701	425.868	1.640.012	4.099.124
	Anzahl	145.772	65.454	11.659	13.490	236.312
Davon Prosumer	Leistung in kW_p	667.293	609.097	69.707	0	1.346.097
	Anzahl	104.977	34.189	1.859	0	141.025

In Summe können 141.025 Anlagen mit einer installierten Gesamtleistung von 1.346 MW_p den Prosumern zugeordnet werden. Dies entspricht 59,7 % aller PV-Anlagen und 32,8 % der installierten PV-Leistung. Die durchschnittliche Anlagengröße beträgt 9,5 kW_p. Die installierte Nennleistung lässt Rückschlüsse auf die erzeugte Strommenge zu. Je nach Strahlungsintensität und Anlagenkonfiguration werden rund 700 bis 1.200 kWh pro installierten kW_p pro Jahr erzeugt (LANUV 2013). In NRW kann von einem durchschnittlichen Stromertrag von rund 830 kWh pro kW_p bei PV-Dachanlagen ausgegangen werden (LANUV 2013). Es ergibt sich daher ein kumulierter Stromertrag aller PV-Prosumer Anlagen von rund 1.117 GWh. Ein durchschnittlicher deutscher Haushalt besteht aus zwei Personen (StaBu 2017) und verbraucht rund 3.125 kWh Strom pro Jahr (eaD et al. 2017). Der Eigenverbrauchsanteil bei Eigentümern liegt bei diesem durchschnittlichen Stromverbrauch und der ermittelten Leistung der Anlage zwischen 10 und 20 % (Moshövel et al. 2015). Im Folgenden wird daher angenommen, dass die Eigenverbrauchsquote bei Eigentümern bei 15 % liegt. Aufgrund der bisher nur geringen Bedeutung von Mieterstrommodellen wird an dieser Stelle angenommen, dass Anlagen zum Großteil von Eigentümern genutzt werden. Der Eigenverbrauch beläuft sich daher auf rund 167,6 GWh jährlich.

Neben den installierten und registrierten EEG-Dachanlagen sind mehr und mehr auch sogenannte Guerilla-PV-Anlagen oder PV-Kleinstanlagen in der Diskussion. Bei diesen Systemen werden kleine PV-Module mit einer Leistung von etwa 150 bis 600 W_p ohne größere bauliche Maßnahmen auf Terrassen und Balkonen oder an Fassaden installiert. Der produzierte Solarstrom wird über eine Steckdose an die elektrische Hausinstallation angeschlossen. Da die rechtlichen Rahmenbedingungen in Deutschland aber derzeit noch ungeklärt und daher noch nicht zulässig sind, sind die Anlagen noch nicht stark verbreitet (siehe Kapitel 7.3). Daher ist davon auszugehen, dass der bisherige Bestand an PV-Kleinstanlagen vernachlässigbar ist.

Dagegen haben in den letzten Jahren stationäre Batteriespeicher in Kombination mit PV-Anlagen, sogenannte PV-Speicher-Systeme, an Bedeutung gewonnen. PV-Speicher ermöglichen eine Erhöhung der Autarkie durch eine Steigerung des Eigenverbrauchs von Solarstrom (ISEA 2016). Betreiber gaben im Rahmen einer Befragung zum Speichermonitoring neben der Absicherung gegen Strompreisentwicklungen und einem generellen Interesse für die Technologie insbesondere die Bestrebung, einen Beitrag zur Energiewende zu leisten, als vordergründige Motivation zur Investition in Solarstromspeicher an (ISEA 2016). PV-Speicher führen auf volkswirtschaftlicher Ebene zu einer Vergleichmäßigung des Lastflusses und einem hiermit verbundenen geringeren Netzausbaubedarf (ISEA 2016).

Zur Ermittlung der Anzahl und Kapazität der installierten Stromspeicher in NRW wurden die von der ISEA im Rahmen des Speichermonitorings erhobenen Daten ausgewertet. Das Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe RWTH Aachen (ISEA) erfasst alle von der KfW Bankengruppe (KfW) im Rahmen des Förderprogramms „Erneuerbare Energien – Speicher“ geförderten PV-Speicher (ISEA 2016). Laut dem ISEA wurde von 2013 bis 2015 bei rund 55 % (ISEA 2016) und im Jahr 2016 bei rund 35 % (ISEA 2017) der neuinstallierten Anlagen eine Förderung beantragt. Zur Berechnung aller installierter Speicher in NRW wurden entsprechend die von der KfW erfasste Anzahl der geförderten Anlagen mit dem Faktor 1,82 (1/0,55) bzw. für 2016 mit 2,86 (1/0,35) multipliziert. Die Anzahl und der Kapazität der Batteriespeicher vor 2013 wurde ausgehend von der Gesamtzahl der Speicher in Deutschland (Ammon 2015) abgeschätzt. Hierbei wurde angenommen, dass auch vor 2013 der gleiche Anteil an Speichern in NRW installiert war, wie nach 2013. Tab. 3.3 fasst den Zubau der Anlagen und die zugehörige Kapazität sowie die durchschnittliche Kapazität je Speicher zusammen.

Tab. 3.3: Anzahl und Kapazität Speicher in NRW

Quelle: Daten basierend auf ISEA-Speichermonitoring (ISEA 2016), Marktanalyse dezentraler stationärer Stromspeicher der EuPD Research (Ammon 2015) sowie eigenen Berechnungen. Die Angaben in den Spalten stellen den Zubau und nicht die kumulierten Werte dar.

	Vor 2013	2013	2014	2015	2016	Gesamt
Anzahl Speicher	614	938	2.880	5.282	6.682	16.396
Kapazität (kWh)	4.050	5.003	19.282	34.717	45.035	108.088
Kapazität in kWh je Speicher	6,6	5,33	6,7	6,6	6,7	6,6

Stationäre Batteriespeicher ermöglichen insbesondere eine Erhöhung der Eigenverbrauchsquote. Laut dem Ergebnisbericht des Projektes PV-Nutzen kann die Eigenverbrauchsquote um mehr als das Doppelte erhöht werden (Moshövel et al. 2015). Bei einem durchschnittlichen deutschen Haushalt erhöht sich die Eigenverbrauchsquote von 15 % auf rund 26 % (Moshövel et al. 2015). Die Dimensionierung des Speichers richtet sich nach dem Stromertrag und Stromverbrauch des Haushaltes.¹ Eine Speicherkapazität von 6,6 kWh eines stationären Batteriespeichers lässt auf einen Stromertrag von 4.818 kWh schließen. Bei insgesamt 16.396 stationären Batteriespeichern ist folglich davon auszugehen, dass 79 GWh des Solarstroms in Anlagen mit Speicher erzeugt werden. Die Erhöhung der Eigenverbrauchsquote um 11 % für Anlagen mit Speicher führt damit zu einer Erhöhung des Eigenstromverbrauchs um 8,7 GWh jährlich.

3.2 Blockheizkraftwerk

Blockheizkraftwerke (BHKW) erzeugen Strom und Wärme mittels Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Erzeugter Strom, welcher den Eigenbedarf übersteigt, wird ins Netz eingespeist. Betreiber von BHKW können daher den Prosumern zugerechnet werden. BHKW sind durch die KWK effizienter als Anlagen, die ausschließlich Strom unter Einsatz von Brennstoffen erzeugen, da so auch die dabei entstehende Abwärme sinnvoll genutzt wird. Ein BHKW hat je nach Verbrennungsmotor einen Wirkungsgrad von bis zu 50 % bei der Stromerzeugung und einen Gesamtwirkungsgrad von mehr als 80 % (BMUB und IZES 2005). Die Größe des BHKW richtet sich vornehmlich nach dem Wärmebedarf des Betreibers, da eine hohe Wärmenutzung für den wirtschaftlichen Betrieb der Anlage Voraussetzung ist. Die Größenklassen im Bereich von Klein-BHKW und deren Einsatzbereiche sind in Tab. 3.4 zusammengefasst.

¹ Laut ISEA kann die Speichergröße durch die Formel: Speichergröße (kWh) = Stromertrag (kWh) * 0,5/365 abgeschätzt werden (Moshövel et al. 2015)

Tab. 3.4: Einsatzbereiche und Größen von BHKW

Quelle: (BMU 2009)

Versorgung von ...	Elektrische Leistung in kW	Wärmeleistung in kW	Versorgung mit ... (Endenergie)
Wohnung/EFH/DHH	ca. 1	4 - 10	Wärme/Strom
Mehrfamilienhaus	5 - 30	bis 100	Wärme/Strom
Reihenhauszeile	5 - 30	bis 100	Nahwärme/Strom
Seniorenheim	10 - 30	bis 200	Wärme/Strom
Hotel/Kleingewerbe	ca. 30 - 50	bis 300	Wärme/Strom/Kälte
Schule	bis 50	bis 300	Wärme/Strom
<u>Legende:</u> DHH: Doppelhaushälfte; EFH: Einfamilienhaus			

Für die Ermittlung der Prosumer in NRW wurden vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA 2017) bereit gestellte Daten der registrierten BHKW ausgewertet. Betreiber von KWK-Kleinstanlagen bis 50 kW_{el} erhalten eine Förderung, sofern eine elektronische Anzeige eingegangen ist. Aufgrund des vereinfachten Zulassungsverfahrens wird davon ausgegangen, dass nahezu alle Betreiber erfasst werden und die Datengrundlage daher annähernd vollständig ist. Allerdings ist eine trennscharfe Differenzierung anhand der Daten zwischen privater und gewerblicher Nutzung nicht möglich. Ausgehend von der Übersicht in Tab. 3.4 und der Tatsache, dass sich die Mini-KWK Richtlinie, welche eine Förderung bis 20 kW_{el} vorsieht, insbesondere an Verbraucherinnen und Verbraucher richtet, wird davon ausgegangen, dass Anlagen bis 20 kW_{el} vornehmlich privat betrieben werden. Es wird angenommen, dass größere Anlagen im Privatbesitz, die aufgrund dieser Einschränkung ausgeschlossen werden, durch die Berücksichtigung von kleineren Anlagen kompensiert werden, welche vornehmlich durch die Industrie und den GHD-Sektor genutzt werden. Mit steigender Größe der BHKW ist davon auszugehen, dass ein Teil von ihnen durch Vermieterinnen oder Vermieter betrieben wird. In diesem Fall wurde in der Vergangenheit häufig die Wärme an die Bewohnerinnen und Bewohner im Rahmen eines Contractingvertrags verkauft und der Strom komplett eingespeist. Bei einer kompletten Einspeisung handelt es sich bei der Anlage laut Definition, aufgrund des fehlenden Eigenverbrauchs, nicht mehr um eine Prosumer-Anlage. Um diesen Umstand zu berücksichtigen, werden von den Anlagen mit einer elektrischen Leistung von 2 bis 10 kW nur 66 % und von den Anlagen von 10 bis 20 kW nur 33 % den Prosumer Anlagen zugeordnet. Tab. 3.5 fasst die Anzahl der BHKW Anlagen, welche als Prosumer identifiziert wurden, und deren kumulierte Leistung zusammen.

Tab. 3.5: Anzahl und elektrische Leistung BHKW in NRW

Quelle: (BAFA 2017) und eigene Berechnungen. Angenommene Prosumer-Anlagen sind grau hinterlegt.

Elektrische Leistung	Anzahl	kW _{el}
≤ 2 kW	1.835 1.835	1.927 1.927
> 2 und ≤ 10 kW	5.677 3.747	30.202 19.933
> 10 und ≤ 20 kW	1.478 488	26.456 8.730
Summe	8.990	58.585
Davon Prosumer-Anlagen	6.070	30.590

Die Höhe der Stromerzeugung hängt maßgeblich von der Zahl der Volllaststunden ab. Analog zur Studie „Potenzialerhebung von Kraft-Wärme-Kopplung in Nordrhein-Westfalen“ wird eine mittlere Auslastung von 4.000 Stunden pro Jahr angenommen (Eikmeier et al. 2011). Hieraus ergibt sich eine jährliche Stromproduktion der Prosumer-Anlagen von rund 122 GWh. Es ist anzunehmen, dass im Vergleich zur PV-Technologie höhere Eigenverbrauchsquoten von rund 40 % bei einem durchschnittlichen Haushalt realisierbar sind (Gährs et al. 2015) und dementsprechend rund 49 GWh von den Betreibern direkt verbraucht werden.

3.3 Kleinwindenergieanlage

Laut Windenergie-Erlass NRW 2015 werden Windenergieanlagen mit einer Höhe bis zu 50 m als Kleinwindenergieanlagen (KWEA) bezeichnet (MKULNV NRW und MBWSV NRW 2015). Die Leistung einer Kleinwindenergieanlage beträgt gemäß Definition des Weltwindenergieverbandes maximal 100 kW (Pitteloud und Gsänger 2016). Der Betrieb von KWEA liefert einen Beitrag zur Energiewende und kann zur Energieautarkie der Konsument/innen beitragen (Aster et al. 2013). Insbesondere bei großen Entfernungen zum öffentlichen Netz können KWEA als sogenannte „Inselssysteme“ autark operieren und die Stromversorgung sicherstellen (Twele 2013). Trotzdem ist die Bedeutung von KWEA im Vergleich zu anderen Technologien mit zur Zeit rund 2.000 installierten Anlagen mit jeweils einer Leistung von bis zu 50 kW in NRW (Aster et al. 2013) bislang relativ gering. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass nur Anlagen bis zu 5 kW für die gebäudeintegrierte Installation geeignet sind (Liersch 2010). Selbst bei der Annahme, dass alle Anlagen von privaten Wohngebäuden genutzt werden, ergibt sich bei einer maximalen Leistung von 5 kW nur eine Gesamtkapazität von 10.000 kW. Bei einer Stromproduktion von 7.500 kWh je KWEA mit einer Nennleistung von 5 kW (Twele 2013) ergibt sich eine maximale Stromproduktion von 15 GWh. Die geringere Bedeutung von KWEA ist insbesondere durch hohe Anschaffungskosten in Höhe von bis zu 10.000 Euro je kW begründet und durch die umfangreichen planerischen Herausforderungen mit Bezug auf die richtige Standortwahl, welche einen wirtschaftlichen Betrieb einer KWEA meist verhindern (Aster et al. 2013; Liersch 2010). Hinzu kommt, dass im urbanen Raum, wie er in NRW hauptsächlich vorhanden ist, nur geringere Windgeschwindigkeiten erreicht werden. Im urbanen Raum werden Windgeschwindigkeiten von 7,5 m/s meist erst in 250 m Höhe erreicht, während dies

am Stadtrand bereits in 150 m und auf freiem Land in 50 m Höhe erreicht wird (Twele 2013). Für einen entsprechend gleichen Stromertrag müssen KWEA dementsprechend im urbanen Raum deutlich höher gebaut werden. Der Betrieb einer KWEA ist daher zurzeit vordergründig nicht betriebswirtschaftlich motiviert (Liersch 2010).

3.4 Zusammenfassung von Anzahl und Leistung der Prosumer-Anlagen

Tab. 3.6 fasst die Ergebnisse aus den vorangegangenen Abschnitten zusammen. Neben den zur Stromproduktion beitragenden Technologien PV, PV-Kleinstanlagen und BHKW wurde auch die Anzahl der installierten Speicher aufgenommen. Wie oben beschrieben erhöhen stationäre BATTERIESPEICHER in Kombination mit PV-Anlagen die Eigenverbrauchsquote. Der aus den installierten Speichern resultierende erhöhte Eigenverbrauch wurde entsprechend in der Tabelle gesondert erfasst. KWEA wurden aufgrund der geringen Bedeutung nicht aufgenommen.

Tab. 3.6: Anzahl, Leistung bzw. Kapazität und Stromproduktion der Prosumer-Anlagen

Quelle: Eigene Berechnungen

Technologie	Anzahl	Installierte Leistung/ Kapazität	Stromproduktion (GWh)	Eigenverbrauch (GWh)
PV-Anlagen	141.025	1.346.097 kW _p	1.117	167,6
Davon inkl. PV-Speicher	16.396	108.088 kWh	-	8,7
BHKW	6.070	30.590 kW _{el}	122	48,8
Gesamt	147.095	-	1.239	225,1

Diese Übersicht zeigt deutlich die große Bedeutung von PV-Anlagen. 96,7 % aller Prosumer-Anlagen sind PV-Anlagen und diese Anlagen erzeugen 90,2 % der gesamten von Prosumer-Anlagen produzierten Strommenge. Beim Eigenverbrauch wird aber auch die Bedeutung von BHKW ersichtlich. Aufgrund einer hohen Eigenverbrauchsquote bei BHKW stammen 25,7 % des von Prosumern selbst verbrauchten Stroms aus BHKW. Speicher erhöhen den Anteil der von Prosumern selbstverbrauchten PV-Strommenge von 167,6 GWh um weitere 8,7 GWh auf 176,3 GWh. Insgesamt werden in NRW zurzeit rund 147.095 Prosumer-Anlagen betrieben, welche 1.239 GWh Strom produzieren, von denen 237,3 GWh von den Prosumern direkt verbraucht werden.

4 Methodik der Potenzialanalyse

Eines der primären Ziele dieser Studie ist es, die Potenziale von Prosumern für NRW zu benennen. Im Folgenden wird die Methodik zur Abschätzung des technischen Potenzials von Prosumern für PV-Dachanlagen (mit und ohne Speicher) für Eigentümerinnen und Eigentümer sowie für Mieterinnen und Mieter, PV-Kleinstanlagen und Blockheizkraftwerke beschrieben.

Wie bereits bei der Bestandsaufnahme der KWEA deutlich geworden ist, ermöglichen die Rahmenbedingungen für Kleinwindenergieanlagen momentan für den privaten Gebrauch keinen ökonomischen Betrieb. Insbesondere in Wohngebieten werden aufgrund der Windgeschwindigkeiten kaum Potenziale von KWEA erwartet (Twele 2013). Daher werden KWEA im Rahmen dieser Studie nicht weiter betrachtet.

4.1 Photovoltaik

Die Quantifizierung des technischen Potenzials wird primär anhand des Wohngebäudebestands in NRW vorgenommen. Der aktuellste Stand mit der geforderten Detailliertheit des Wohngebäudebestands ist durch den Zensus 2011 erfasst und nach Bundesländern, verschiedenen Gebäudekriterien und Wohnverhältnissen auswertbar (StaBu 2011). Die Methodik der Potenzialanalyse orientiert sich am Vorgehen der von der Prognos AG und der Kanzlei Boss Hummel & Wegerich (KBH&W) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie BMWi durchgeführten Studie „Mieterstrom – Rechtliche Einordnung, Organisationsformen, Potenziale und Wirtschaftlichkeit von Mieterstrommodellen (MSM)“ (2017). Die Studie wird im Folgenden verkürzt als „BMW-Studie“ bezeichnet. Die Methode sowie einzelne Anpassungen beim Vorgehen werden im Folgenden beschrieben.

Abweichend von der BMW-Studie soll in dieser Studie nicht nur der Mieterstrom betrachtet werden, sondern auch der Eigenverbrauch durch die Eigentümerin bzw. den Eigentümer der PV-Anlage. Neben den in der BMW-Studie etablierten Kriterien Eigentümerstruktur, Baujahr und Anzahl der Wohnungen, wird dementsprechend auch noch die Nutzungsart des Gebäudes durch die Eigentümerin bzw. den Eigentümer berücksichtigt. Ein direkter Eigenverbrauch des produzierten Stroms einer PV-Dachanlage kommt daher nur bei Gebäuden, welche durch die Eigentümerinnen und Eigentümer bewohnt werden, in Frage und ein Mieterstrommodell nur bei Gebäuden, welche zu Wohnzwecken vermietet werden. Weitere Nutzungsarten wie Ferien-, Freizeitwohnungen oder leerstehende Wohnungen werden in dieser Studie nicht weiter berücksichtigt. Des Weiteren soll neben dem Potenzial bis 2030 auch ein Ausblick gegeben werden, welche Potenziale über diesen Zeitpunkt hinaus langfristig bis 2050 möglich sind.

Analog zur BMW-Studie wird die Eigentümerstruktur des Gebäudes berücksichtigt. Hierbei wird sowohl für Mieterstrommodell als auch beim Eigenverbrauch davon ausgegangen, dass die Eigentümerstruktur in gleichem Verhältnis zu einer Potenzialbeschränkung führt. Es wird angenommen, dass aufgrund einer notwendigen Dreiviertelmehrheit bei Investitionen in einer Eigentümergemeinschaft (Prognos und KBH&W 2017) der Anteil der für Prosumer geeigneten Wohnungen mit steigender Anzahl von Eigentümerinnen und Eigentümern abnimmt. Hierbei ist davon auszugehen, dass zukünftig ein größerer Anteil an Eigentümergemeinschaften zu einer Konsensbildung kommt. Bei Privatpersonen wird davon ausgegangen, dass ältere Personen häufiger von Investitionen absehen, und daher sowohl für den Eigenverbrauch als auch für den Mietstrom bis 2030 nur 80 % der Gebäude für Prosumer in Frage kommen (Prognos und KBH&W 2017). Bis 2050 ist davon

auszugehen, dass zumindest zeitweise auch jüngere Menschen in den Gebäuden leben, die eine Investition in eine PV-Anlage nicht scheuen und ältere Menschen in Gebäuden leben, welche bereits mit einer PV-Anlage ausgestattet sind. Dadurch steigt das Potenzial bei Gebäuden im Privatbesitz bis 2050 auf 100 %. Übrige Eigentümerstrukturen wie Genossenschaften, Kommunen, Bund oder Land sind sowohl kurzfristig als auch langfristig ungeeignet für den Eigenverbrauch durch die Eigentümerinnen und Eigentümer, aber potenziell zu 100 % geeignet für Mieterstrom.

Der Sanierungszyklus des Daches führt zu einer weiteren Einschränkung der potenziellen Nutzung des Gebäudes für die Errichtung von PV-Dachanlagen. Bei einem mittleren Sanierungszyklus von 50 Jahren wird davon ausgegangen, dass bei einer anstehenden Sanierung in den nächsten 10 bis 20 Jahren durch die hohen Kosten durch Deinstallation und Reinstallation der PV-Anlage eine Nutzung des Gebäudes in näherer Zeit für die Errichtung einer PV-Anlage nicht rentabel gestaltet werden kann (Prognos und KBH&W 2017). Zudem wird analog zur BMWi-Studie ein pauschaler Abschlag von 10 % für alle Gebäude, welche vor 1979 errichtet wurden, angesetzt, da keine Informationen zum Dachzustand vorliegen (Prognos und KBH&W 2017). Langfristig ist bis 2050 davon auszugehen, dass 100 % der Gebäude geeignet sind, da eine Dachsanierung bei den Gebäuden welche vom Potenzial bis 2030 ausgeschlossen wurden, stattgefunden hat.

Schließlich ist davon auszugehen, dass andere äußere Rahmenbedingungen eine Errichtung der PV-Dachanlage verhindern. Dies beinhaltet z. B. Restriktionen aus Denkmalschutz, Neigungswinkel und Verschattung (Prognos und KBH&W 2017). Im Gegensatz zur BMWi-Studie wird die Anzahl der Wohnungen im Gebäude nicht als gesondertes Kriterium betrachtet, sondern im Zuge der äußeren Rahmenbedingungen berücksichtigt. Bei dem Eigenverbrauch durch die Eigentümerinnen und Eigentümer wird angenommen, dass bei steigender Wohnungsanzahl im Gebäude deutlich häufiger ein Nutzungskonflikt bzgl. der Dachfläche oder ein nicht tragbarer Aufwand durch längere Leitungen von der Dachfläche in den Keller entsteht und somit eine Anschaffung einer PV-Anlage verhindert wird. Beim Mieterstrommodell wird dagegen davon ausgegangen, dass Nutzungskonflikte weniger häufig eine Rolle spielen und die Vermarktung von PV-Strom über ein Mieterstrommodell mit einer steigenden Anzahl an Wohnungen im Gebäude den organisatorischen Aufwand rechtfertigt. Dementsprechend sinkt der Abschlag bei steigender Anzahl von Wohnungen im Falle eines Mieterstrommodells.

Tab. 4.1 bietet einen Überblick über die getroffenen Annahmen zur Bestimmung der kurzfristigen Potenziale bis 2030 und langfristigen Potenziale bis 2050 von Gebäuden, die für die Errichtung von PV-Dachanlagen zur Generierung von Solarstrom zum Eigenverbrauch bzw. für den Verbrauch durch Mieterinnen und Mieter geeignet sind.

Tab. 4.1: Kriterien der Gebäudeeignung für Prosumer

Quelle: (Prognos und KBH&W 2017) und eigene Annahmen

	Eigenver- brauch	Mieter- strom	Begründung
1. Gebäudezweck			
Wohnung bewohnt von Eigen- tümer/in	100 %	0 %	
Wohnung zu Wohnzwecken vermietet	0 %	100 %	
Ferien- und Freizeitwhg.; leer- stehend	0 %	0 %	Keine Wirtschaftlichkeit wg. zu geringem Eigenver- brauch
2. Eigentümerstruktur			
Eigentümergeb. bei 2 Whg.	K: 50 %; L: 75 %		Konsens der Eigentümer/innen bei Investition not- wendig
Eigentümergeb. bei ≥ 3 Whg.	K: 10 %; L: 25 %		Dreiviertelmehrheit bei Investition notwendig
Privatpersonen	K: 80 %; L: 100 %		„Altersstruktur“ der Privatpersonen
Übrige Eigentümerstrukturen	K: 0 %; L: 0 %	K: 100 %; L: 100 %	Übrige Eigentümerstruktur impliziert Vermietung
3. Baujahr			
Vor 1979	K: 90 %; L: 100 %		Kurzfristig: Abschlag wg. fehlender Informationen zum Zustand des Daches
1979 - 1986	K: 0 %; L: 100 %		Kurzfristig: Dachsanierung in den nächsten 10 - 20 Jahren
Ab 1987	K: 100 %; L: 100 %		Keine Beschränkung
4. Äußere Rahmenbedingungen			
1 - 2 Whg.	66 %	0 %	Pauschaler Abschlag für Rahmenbedingungen bzw. techn. Beschränkungen welche Eignung bzw. Wirtschaftlichkeit stark verringern; Abschlag nimmt bei Eigenverbrauch bei steigender Anzahl Woh- nungen zu und im Falle eines Mieterstrommodells ab
3 - 6 Whg.	60 %	50 %	
Ab 7 Whg.	50 %	70 %	
<u>Legende:</u> K: Kurzfristiges Potenzial bis 2030; L: Langfristiges Potenzial bis 2050			

Basierend auf den als geeignet identifizierten Gebäuden und den entsprechenden Dachflächen wird die maximale Stromproduktion der PV-Dachanlagen abgeschätzt. Dafür wird eine maximale Ausnutzung der Dachfläche für die Berechnung der Leistung der PV-Anlagen angenommen. Aus der spezifischen Leistung einer Prosumer-Anlage resultieren Eigenverbrauchsquoten bzw. Anteile des lokalen Verbrauchs von Mieterstrom. Die maximale Ausnutzung der Dachfläche ist allerdings derzeit nicht gängige Praxis, da durch die Förderbedingungen Prosumer motiviert sind, kleinere Anlage zu installieren, die zu einer höheren Eigenverbrauchsquote führen. Damit können höhere Renditen erwirtschaftet werden, als mit größeren Anlagen bei kleinerer Eigenverbrauchsquote. Die Berechnungen ermitteln jedoch das Potenzial, das möglich wäre, so dass hier größere Anlagen

angenommen wurden. Anhand der Eigenverbrauchsquoten wird der Eigenverbrauch bzw. der lokale Verbrauch bei Mieterstrom ermittelt.

Zur Abschätzung des Potenzials von PV-Kleinstanlagen werden ebenfalls die Ergebnisse aus dem Zensus 2011 ausgewertet. Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass aufgrund der noch bestehenden Unsicherheiten bzgl. der Rahmenbedingungen für PV-Kleinstanlagen sowie einer höheren Rendite von PV-Dachanlagen bevorzugt in Letztere investiert wird. Folglich werden nur Gebäude für den Einsatz von PV-Kleinstanlagen einbezogen, welche für die Eignung zur Installation einer PV-Dachanlage aufgrund der Eigentümerstruktur, des Baujahrs oder äußerer Rahmenbedingungen ausgeschlossen wurden. Dabei ist es auch hier notwendig eine Annahme bzgl. der äußeren Rahmenbedingungen zu treffen. Basierend auf der Statistik, dass rund 80 % der Menschen einen Balkon oder eine Terrasse besitzen (Statista 2017), wird davon ausgegangen, dass entsprechend der gleiche Anteil an Wohnungen für PV-Kleinstanlagen geeignet ist. Darüber hinaus treffen ähnliche Restriktionen wie bei PV-Dachanlagen auch auf die Installation von PV-Anlagen auf Balkonen und Terrassen zu. Neben Nutzungskonflikten, Denkmalschutz, Beschattung und Ähnlichem spielt zudem insbesondere die Ausrichtung des Balkons in Richtung Süden eine Rolle. Diese Faktoren berücksichtigend, wird davon ausgegangen, dass ausgehend von den Gebäuden mit Balkon oder Terrasse pauschal 75 % der Gebäude nicht geeignet sind für den Betrieb einer PV-Kleinstanlage.

Mit Blick auf die Speichertechnologie wird angenommen, dass jede PV-Anlage potenziell auch mit einem Speicher komplementiert werden kann. Für die Berechnung der Speichergröße wird die von Moshövel et al. angewandte Formel: Speichergröße (kWh) = Stromertrag (kWh) * 0,5/365 angewandt (Moshövel et al. 2015).

4.2 Blockheizkraftwerke

Analog zu der Vorgehensweise bei der PV-Technologie soll die Potenzialabschätzung von BHKW ebenfalls anhand des Gebäudebestands des Zensus 2011 erfolgen. Anschließend werden die Ergebnisse durch bereits erfolgte Potenzialabschätzungen plausibilisiert.

Wie bei der PV-Technologie sind auch die Kriterien Gebäudenutzung, die Anzahl der Wohnungen in einem Gebäude und die Eigentümerstruktur relevante Kriterien, welche Auswirkungen auf die Eignung des Gebäudes zur Installation eines BHKW haben. Während das Baujahr und damit der Dachzustand im Falle eines BHKW keine Rolle spielt, wird dagegen die installierte Heizungsart als weiteres Kriterium aufgenommen. Im Folgenden werden die genannten Kriterien näher ausgeführt.

Wie auch bei den Gebäudekriterien für die Eignung zur Installation einer PV-Dachanlage kommt ein Gebäude für den Eigenverbrauch nur in Frage, wenn es von der Eigentümerin bzw. dem Eigentümer bewohnt wird, und für die Vermarktung durch ein Mieterstrommodell, wenn die Wohnung zu Wohnzwecken vermietet wird.

Für das Kriterium der Eigentümerstruktur gelten ähnliche Annahmen, wie auch für die PV-Dachanlage. Es ist davon auszugehen, dass mit steigender Anzahl an Eigentümerinnen und Eigentümern die Konsensbildung erschwert wird und eine Investition in ein BHKW nicht erfolgt. Während die Installation einer PV-Dachanlage nicht zwingend notwendig ist, so ist in der Regel eine Investition in eine neue Heizanlage nach einem gewissen Modernisierungszyklus unumgänglich. Aus diesem Grund wurden etwas höhere Potenziale sowohl bei kurzfristigem als auch langfristigem Potenzial angesetzt.

Eine weitere Einschränkung besteht in der installierten Heizungsart. Bei Bestehen einer Fernheizung, auch Fernwärme genannt, wird davon ausgegangen, dass keine Investition in ein BHKW stattfindet. Im Falle von Etagenheizung und Einzel-/Mehrraumöfen wird angenommen, dass anfangs kein bzw. nur geringes Potenzial zu einer Umrüstung besteht, langfristig aber ein BHKW durchaus installiert werden könnte. Bei durch Blockheizungen beheizten Gebäuden wird angenommen, dass diese Technologie auch zukünftig zum Einsatz kommt. Zudem bieten Zentralheizungen sowohl kurzfristig als auch langfristig ein hohes Potenzial, durch ein BHKW ergänzt zu werden, da ein Großteil der benötigten Infrastruktur bereits vorhanden ist. Bei Gebäuden, in denen bislang keine Heizung installiert wurde, wird davon ausgegangen, dass hier auch zukünftig kein Einsatzbereich für BHKW vorhanden ist.

Im Falle der äußeren Rahmenbedingungen ist davon auszugehen, dass räumliche Limitationen, technische Beschränkungen oder Ähnliches zu einer Beschränkung des möglichen Potenzials führen. Im Gegensatz zur PV-Technologie ist davon auszugehen, dass bei steigender Wohnungsanzahl eine Installation eines BHKW wahrscheinlicher wird. Durch einen steigenden Wärmebedarf bei einer steigenden Anzahl an Wohnungen in dem Gebäude ist eine gleichmäßige Auslastung des BHKW eher möglich und damit auch ein Betrieb eines BHKW aus ökonomischer Sicht sinnvoll. Im Falle eines Mieterstrommodells wird angenommen, dass die Vermarktung des erzeugten Stroms bei der Installation eines BHKW über ein Mieterstrommodell wie auch bei der PV-Erzeugung aus organisatorischer Sicht nicht wirtschaftlich ist hinsichtlich eines Ein- und Zweifamilienhauses. Daher wird sowohl kurz- als auch langfristig kein Potenzial für Prosuming in diesen Fällen erwartet.

Tab. 4.2: Kriterien der Gebäudeeignung für BHKW

Quelle: (Prognos und KBH&W 2017) und eigene Annahmen

	Eigen- nutzung	Mieter- strom	Begründung
1. Gebäudezweck			
Wohnung bewohnt von Eigentümer/in	100 %	0 %	
Wohnung zu Wohnzwecken vermietet	0 %	100 %	
Ferien- und Freizeitwhg.; leerstehend, Diplomaten-/Streitkräftewhg.	0 %	0 %	Kein Bedarf, keine Wirtschaftlichkeit wg. zu geringem Eigenverbrauch
2. Eigentümerstruktur			
Eigentümergeb. bei 2 Whg.	K: 60 %; L: 85 %		Konsens der Eigentümer/innen bei Investition notwendig
Eigentümergeb. bei ≥ 3 Whg.	K: 20 %; L: 35 %		Dreiviertelmehrheit bei Investition notwendig
Privatpersonen	K: 90 %; L: 100 %		„Altersstruktur“ der Privatpersonen
Übrige Eigentümerstrukturen	K: 0 %; L: 0 %	K: 100 %; L: 100 %	Übrige Eigentümerstruktur impliziert Vermietung
3. Heizungsart			
Fernheizung	K: 0 %; L: 0 %		
Etagenheizung	K: 10 %; L: 50 %		Infrastruktur z. T. vorhanden, aber kurzfristige Umrüstung trotzdem unwahrscheinlich. Langfristig durchaus möglich
Blockheizung	K: 100 %; L: 100 %		Bereits durch Blockheizungen beheizte Wohnungen könnten in Zukunft durch BHKW beheizt werden.
Zentralheizung	K: 80 %; L: 100 %		Infrastruktur für BHKW-Einbau ist vorhanden
Einzel-/Mehrraumöfen (auch Nachtspeicherheizung)	K: 0 %; L: 50 %		Keine Infrastruktur vorhanden, daher kurzfristig wohl kaum Umrüstung, höchstens langfristig
Keine Heizung im Gebäude oder in den Wohnungen	K: 0 %; L: 0 %		U. U. kein Heizungsbedarf
4. Äußere Rahmenbedingungen			
1 - 2 Whg.	50 %	0 %	Pauschaler Abschlag für Rahmenbedingungen bzw. technische Beschränkungen welche Eignung bzw. Wirtschaftlichkeit stark verringern; sinkend bei steigender Anzahl Wohnungen da ein höherer Gesamtwärmebedarf eine gleichmäßige Auslastung sicherstellt
3 - 6 Whg.	60 %	60 %	
Ab 7 Whg.	66 %	80 %	
<u>Legende:</u> K: Kurzfristiges Potenzial bis 2030; L: Langfristiges Potenzial bis 2050			

4.3 Ermittlung der Potenzialschnittmenge für PV und BHKW

Abschließend soll erwähnt werden, dass aus technischer Sicht ein Betrieb von PV-Dachanlagen in Kombination mit einem BHKW möglich und auch sinnvoll ist. In der Praxis ist es dennoch höchst unwahrscheinlich, dass eine Investition in beide Technologien parallel stattfindet. Aus diesem Grund soll neben dem technischen Potenzial, welches getrennt für jede Technologie ermittelt wird, auch ein gemeinsames Potenzial ausgegeben werden, welches einen möglichen Investitionskonflikt einbezieht. Dabei wird kurzfristig davon ausgegangen, dass nur in eine einzige Technologie investiert wird. Damit die Potenziale nicht doppelt gezählt werden, wird aufgrund des Investitionsverhaltens der Vergangenheit, des geringeren Aufwands bei der Installation und der EEG-Vergütung davon ausgegangen, dass ein Großteil der Eigentümerinnen und Eigentümer vornehmlich PV-Dachanlagen installieren wird. Aus diesem Grund wird bei Gebäuden, die nicht für PV-Dachanlagen geeignet sind, überprüft, ob eine Installation eines BHKWs möglich ist. Dies bedeutet konkret, dass alle Gebäude welche aufgrund vom Dachzustand und äußeren Rahmenbedingungen, wie Denkmalschutz, Verschattung oder baulichen Einschränkungen nicht in Betracht gezogen wurden, als potenzielle Einsatzorte für BHKW angesehen werden. Ausgehend von diesen Gebäuden werden, wie bereits beschrieben, die Kriterien für die Eignung zur Installation eines BHKW angewandt.

5 Technische Potenziale für Prosumer-Ausbau in NRW bis 2030

Nachdem im vorangegangenen Kapitel die Methodik zur Potenzialanalyse beschrieben wurde, werden in diesem Kapitel die Ergebnisse der Potenzialanalyse vorgestellt. Die Analyse erfolgt separat für die einzelnen Technologien und berücksichtigt die Unterscheidung zwischen dem Eigenverbrauch des Stroms durch die Eigentümerin bzw. den Eigentümer der Prosumer-Anlage und dem Mieterstrommodell.

5.1 Photovoltaik

Ausgehend vom derzeitigen Wohnungsgebäudebestand in NRW werden anhand der vier definierten Kriterien (Gebäudezweck, Eigentümerstruktur, Baujahr und äußere Rahmenbedingungen) Gebäude identifiziert, welche für Prosumer geeignet sind.

In einem ersten Schritt soll das PV-Dachpotenzial bis 2030 ermittelt werden, welches für den Eigenverbrauch oder die Vermarktung in einem Mieterstrommodell in Frage kommt. In Abb. 5.1 erfolgt zunächst aufgrund einer besseren Datenverfügbarkeit eine Abschätzung der für geeignet erachteten Wohnungen. Anschließend erfolgt eine Umrechnung auf die entsprechende Gebäudeanzahl.

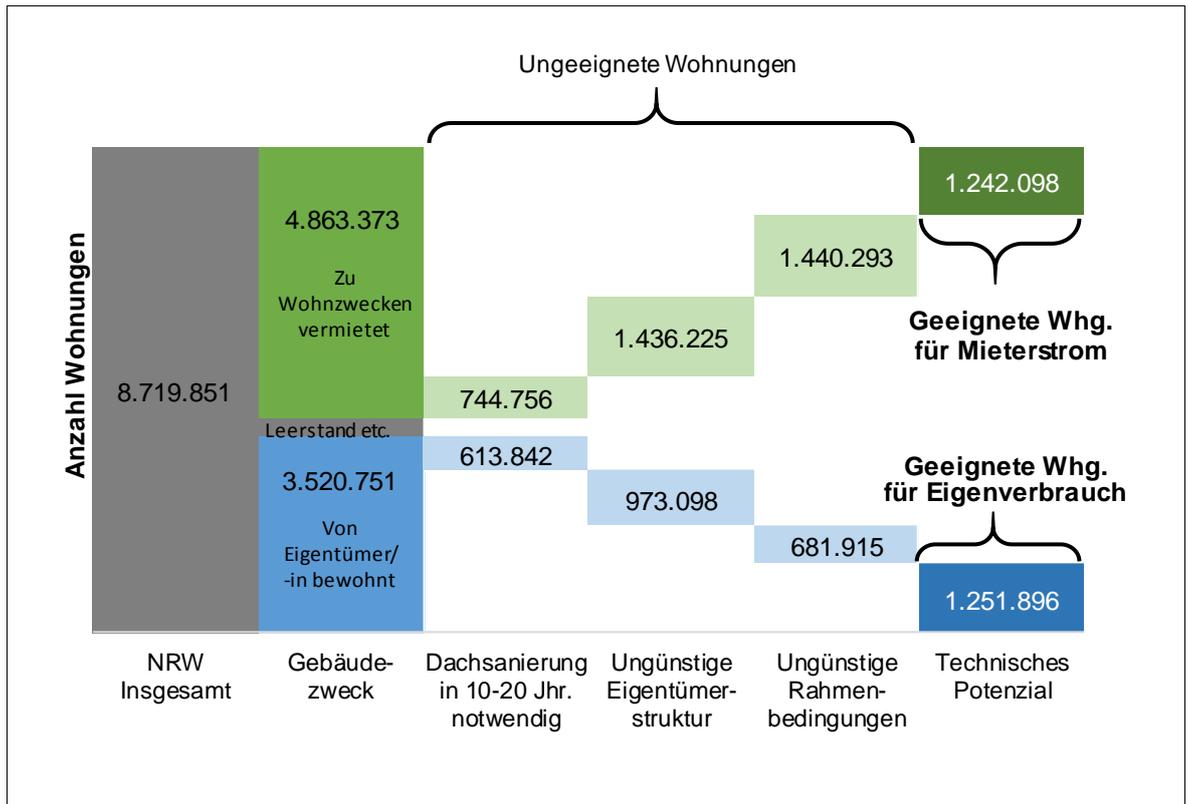


Abb. 5.1: Geeignete Wohnungen zur Errichtung einer PV-Prosumer-Dachanlage bis 2030 in NRW

Quelle: (StaBu 2011) sowie eigene Berechnungen

Anhand der Grafik ist deutlich zu erkennen, dass nur ein bestimmter Anteil der Wohnungen für den Betrieb einer PV-Prosumer-Anlage in Frage kommt. Von den rund 4,9 Mio. zu Wohnzwecken vermieteten Wohnungen kommen aufgrund der entwickelten Kriterien, wie anstehende Dachsanierung, ungünstige Eigentümerstruktur und andere ungünstige Rahmenbedingungen, nur 1,25 Mio. Wohnungen für die Errichtung einer PV-Anlage in Frage. Im Falle einer Nutzung der Wohnung durch den die Eigentümerin bzw. den Eigentümer kommen von den 3,5 Mio. Wohnungen insgesamt 1,25 Mio. Wohnungen für die Errichtung einer PV-Anlage in Frage.

Im Vergleich zur Betrachtung bis 2030 können langfristig noch deutlich mehr Potenziale erschlossen werden. Eine fehlende Einschränkung aufgrund des Baujahres erhöht das Potenzial für Stromerzeugung zum Eigenverbrauch um 613.842 Wohnungen und für das Mieterstrommodell um 744.756 Wohnungen. Des Weiteren erhöht sich auch das Potenzial durch die langfristig bestehende Möglichkeit des Abbaus von Einschränkungen durch die Eigentümerstruktur beim Eigenverbrauch um 445.054 Wohnungen und beim Mieterstrommodell um 170.974 Wohnungen. Andererseits wird ein Teil dieses zusätzlichen Potenzials durch die pauschale Annahme, dass nur ein bestimmter Anteil der Gebäude geeignet ist, wieder eliminiert (Eigenverbrauch: -388.744; Mieterstrommodell: -516.625). Kumuliert ergibt sich ein langfristiges Potenzial bis 2050 von 1.922.048 Wohnungen beim Eigenverbrauch durch die Eigentümerinnen und Eigentümer sowie 1.759.192 Wohnungen bei der Vermarktung über ein Mieterstrommodell.

Von der im Zensus 2011 erfassten Anzahl an Wohnungen und Gebäuden nach Größenklassen lässt sich die mittlere Anzahl der Wohnungen je Gebäude und Größenklasse abschätzen. Die in

Tab. 5.1 dargestellte mittlere Wohnungsanzahl wird anschließend angewandt, um die Anzahl der Gebäude zu bestimmen.

Tab. 5.1: Mittlere Wohnungsanzahl je Gebäude nach Größenklassen in NRW

Quelle: (StaBu 2011)

	Wohnungen	Gebäude	Mittlere Wohnungsanzahl je Gebäude
1 Wohnung	2.364.319	2.365.413 ²	1,0
2 Wohnungen	1.316.250	667.005	2,0
3 - 6 Wohnungen	2.618.431	622.897	4,2
7 - 12 Wohnungen	1.619.157	190.552	8,5
> 12 Wohnungen	801.694	36.001	22,3
Insgesamt	8.719.851	3.881.868	2,2

In Tab. 5.2 werden die Ergebnisse der Potenzialanalyse zusammengefasst. Es wird das Gebäudepotenzial für PV-Dachanlagen bis 2030 sowie das Gebäudepotenzial auf längere Sicht dargestellt.

Tab. 5.2: Gebäudepotenzial für PV-Dachanlagen bis 2030 und bis 2050

Quelle: Eigene Berechnungen

	Potenzial bis 2030		Potenzial bis 2050	
	Eigenverbrauch	Mieterstrommodell	Eigenverbrauch	Mieterstrommodell
1 Wohnung	847.373	0	1.273.487	0
2 Wohnungen	130.409	0	205.431	0
3 - 6 Wohnungen	24.658	132.393	39.779	186.664
7 - 12 Wohnungen	3.658	57.074	6.278	79.761
> 12 Wohnungen	576	9.008	1.042	13.327
Insgesamt	1.006.674	198.475	1.526.017	279.753

Während die Anzahl der Gebäude die Anzahl der möglichen PV-Dachanlagen darstellt, muss die hiermit assoziierte installierte Leistung erst noch ermittelt werden. Wie bereits in Kapitel 3.1 dargestellt, ist es möglich, basierend auf der Anzahl der Wohnungen im Gebäude eine Aussage über die

² Die absolute Zahl der Wohnungen und der Gebäude stammen aus (StaBu 2011). Der Grund für die fehlende Übereinstimmung bei den Einfamilienhäusern und deren Anzahl der Wohnungen ist nicht ersichtlich.

Größe der Dachfläche zu treffen. Für die weiterführende Analyse ist ebenfalls von Bedeutung, welcher Dachtyp bei den verschiedenen Gebäuden vorkommt. Es wird angenommen, dass bei Einfamilienhäusern zu 95 % Schrägdächer und zu 5 % Flachdächer, bei Zweifamilienhäusern zu 98 % Schrägdächer, bei Gebäuden mit 3 bis 6 Wohnungen zu 92 % Schrägdächer, bei Gebäuden mit 7 bis 12 Wohneinheiten zu 75 % Schrägdächer und bei Mehrfamilienhäusern mit mehr als 12 Wohnungen zu 50 % Schräg- bzw. Flachdächer vorhanden sind. Für die weiterführende Ableitung der tatsächlich nutzbaren Dachflächenpotenziale wird im Gegensatz zu Kaltschmitt und Wiese (1993) unter der Annahme einer nutzbaren Ausrichtung von Ost nach West (180°) und eines Neigungswinkels von 35° für Schrägdächer sowie der Berücksichtigung von Dachaufbauten die Grundfläche auf dem Schrägdach zunächst um die Hälfte verringert. Bei der verbleibenden Fläche wird nochmals von einer durchschnittlichen Verringerung der geeigneten Dachfläche um 10 %, aufgrund von Verschattungen und um weitere 5 % aus denkmalschutztechnischen Gründen ausgegangen. Zuletzt wird angenommen, dass eine weitere Minderung des Dachflächenpotenzials bei Schrägdächern durch sonstige Nutzung um 25 % zu beachten ist. Bei Flachdächern wird angenommen, dass durch Aufständigung und andere Nutzungskonkurrenz ca. 33 % der Grundfläche für PV-Module geeignet sind (Quaschnig 2011; Corradini et al. 2012; Kaltschmitt und Wiese 1993). Ausgehend von der nutzbaren Dachfläche kann die mögliche Stromerzeugung errechnet werden. Analog zum Vorgehen in Kapitel 3.1 wird eine mittlere Flächenleistung von rund 143 W/m^2 (Corradini et al. 2012) und eine jährliche produzierte Strommenge von 830 kWh/kW_p angenommen. Tab. 5.3 fasst die Ergebnisse der berechneten Stromproduktion zusammen.

Tab. 5.3: Stromproduktion von PV-Dachanlagen

Quelle: Eigene Berechnungen

	Ein- heit	EFH	ZFH	MFH (3 - 6 WE)	MFH (7 - 12 WE)	MFH (> 12 WE)	Summe
Gebäude Gesamt		847.373	130.409	157.051	60.732	9.584	1.205.150
Gebäude EIG		847.373	130.409	24.658	3.658	576	1.006.674
Gebäude MIET		0	0	132.393	57.074	9.008	198.475
Dachtyp							
Anteil SD	%	95 %	98 %	92 %	75 %	50 %	
Anteil FD	%	5 %	2 %	8 %	25 %	50 %	
Ø DF pro Ge- bäude	m²	128	154	206	256	239	
SD	m²	129	154	210	272	272	
FD	m²	112	134	158	206	206	
Ø Nutzbare DF pro Gebäude	m²	41	49	66	82	78	
SD	m²	41	49	67	87	87	
FD	m²	37	45	53	69	69	
Ø PV-Leistung pro Gebäude	kWp	5,9	7,0	9,4	11,8	11,1	
SD	kWp	5,9	7,0	9,6	12,4	12,4	
FD	kWp	5,3	6,4	7,5	9,8	9,8	
PV-Leistung Ge- samt	MWp	4.960	914	1.478	714	106	8.171
EIG	MWp	4.960	914	232	43	6	6.155
MIET	MWp	0	0	1.246	671	100	2.017
Ø Stromerzeu- gung pro Ge- bäude	kWh	4.858	5.816	7.809	9.755	9.220	
SD	kWh	4.880	5.826	7.945	10.290	10.290	
FD	kWh	4.431	5.301	6.251	8.150	8.150	
Stromerzeugung Gesamt	GWh	4.116	758	1.226	592	88	6.782
EIG	GWh	4.116	758	193	36	5	5.108
MIET	GWh	0	0	1.034	557	83	1.674
<u>Legende:</u> DF: Dachfläche; EFH: Einfamilienhaus; EIG: Eigenverbrauch; FD: Flachdach; MFH: Mehrfamilienhaus; MIET: Mieterstrommodell; SD: Schrägdach; WE: Wohneinheiten; ZFH: Zweifamilienhaus							

Aus dem Gebäudepotenzial bis 2030 resultiert eine installierte Gesamtleistung von 8.171 MW_p, welche die Erzeugung von 6.782 GWh ermöglicht. Hiervon entfallen mit 5.108 GWh insgesamt 75 % der erzeugten Strommenge auf Gebäude, welche durch die Eigentümerinnen und Eigentümer genutzt werden und mit 1.674 GWh ein Anteil von 25 % auf Gebäude, welche zu Wohnzwecken vermietet werden. Wie zuvor wird ein Eigenverbrauch bei Eigentümerinnen und Eigentümern in Höhe von 15 % angenommen. Ferner ist davon auszugehen, dass der Anteil des lokal verbrauchten Stroms durch Mieterinnen und Mietern im Rahmen eines Mieterstrommodells nochmals über der Eigenverbrauchsquote liegt (Moshövel et al. 2015). Der Anteil des lokal verbrauchten Stroms durch Mieterinnen und Mieter wird in dieser Studie auf durchschnittlich 20 % festgesetzt.³ Die Höhe des Eigenverbrauchs bei Eigentümerinnen und Eigentümern beträgt folglich 766 GWh und der lokal verbrauchte Strom von Mieterinnen und Mietern 335 GWh.

Bei einer Betrachtung des längerfristigen Potenzials bis 2050 wird entsprechend das höhere Gebäudepotenzial als Grundlage der Berechnung angenommen. Aus dem zuvor ermittelten langfristigen Gebäudepotenzial ergibt sich eine PV-Gesamtleistung in Höhe von 12.194 MW_p, welche sich aus 9.353 MW_p aus dem Eigenverbrauch und 2.842 MW_p aus dem Mieterstrommodell zusammensetzt. Die mit dieser installierten Leistung erzeugte Strommenge beträgt rund 10.121 GWh (EIG: 7.763 GWh, MIET: 2.359 GWh). Wie zuvor wird eine Eigenverbrauchsquote von 15 % und ein Anteil lokal verbrauchten Stroms durch Mieterinnen und Mieter in Höhe von 20 % angenommen. Die Strommenge, welche durch die Eigentümerinnen und Eigentümer bzw. durch Mieterinnen und Mieter verbraucht wird, beträgt 1.636 GWh. Das längerfristige Potenzial liegt damit in Leistung, Stromerzeugung und Eigenverbrauch nochmals rund 50 % über dem kurzfristigen Potenzial.

5.1.1 Photovoltaik und Speicher

Eine Installation eines stationären Batteriespeichers ist aus technischer Sicht prinzipiell bei jeder PV-Anlage möglich. Zur Abschätzung der Dimensionierung des Speichers wird, wie in der Methodik zur Potenzialanalyse beschrieben, auf die von Moshövel et al. ermittelten Formel zurückgegriffen (2015).

³ Angenommene Anteile von Eigenverbrauch bzw. lokal verbrauchten Stroms durch Mieterinnen und Mieter setzen eine Maximierung des Dachflächenpotenzials voraus. Eine weitere Steigerung der Eigenverbrauchs- bzw. lokal verbrauchten Anteile ist durch eine kleinere Dimensionierung der PV-Anlagen möglich. Dies kann zu einer Maximierung der Wirtschaftlichkeit führen. Hierbei werden jedoch Dachflächenpotenziale nicht ausgenutzt.

Tab. 5.4: Speicherkapazität in verschiedenen Gebäudetypen

Quelle: Potenzielle Speicherkapazität wurde basierend auf der von Moshövel et al. ermittelten Formel zur überschlägigen Abschätzung berechnet (2015)

	Einheit	EFH	ZFH	MFH (3 - 6 WE)	MFH (7 - 12 WE)	MFH (> 12 WE)	Summe
Gebäude Gesamt		847.373	130.409	157.051	60.732	9.584	1.205.150
Gebäude EIG		847.373	130.409	24.658	3.658	576	1.006.674
Gebäude MIET		0	0	132.393	57.074	9.008	198.475
Dachtyp							
Anteil SD	%	95 %	98 %	92 %	75 %	50 %	
Anteil FD	%	5 %	2 %	8 %	25 %	50 %	
Ø Stromerzeugung pro Gebäude	kWh	4.858	5.816	7.809	9.755	9.220	
SD	kWh	4.880	5.826	7.945	10.290	10.290	
FD	kWh	4.431	5.301	6.251	8.150	8.150	
Ø Speichergröße	kWh	7	8	11	13	13	
SD	kWh	6,69	7,98	10,88	14,10	14,10	
FD	kWh	6,07	7,26	8,56	11,16	11,16	
Speicherkapazität Gesamt	MWh	5.639	1.039	1.680	812	121	9.291
EIG	MWh	5639	1039	264	49	7	6.998
MIET	MWh	0	0	1416	763	114	2.293
Legende: DF: Dachfläche; EFH: Einfamilienhaus; EIG: Eigenverbrauch; FD: Flachdach; MFH: Mehrfamilienhaus; MIET: Mieterstrommodell; SD: Schrägdach; WE: Wohneinheiten; ZFH: Zweifamilienhaus							

Insgesamt kann bei einer vollständigen Ausschöpfung des technischen Potenzials eine Speicherkapazität von 9.291 MWh erschlossen werden. Diese zusätzliche Speicherkapazität hat einen positiven Einfluss auf die Eigenverbrauchsquote. Bei einem durchschnittlichen deutschen Haushalt kann die Installation eines Speichers zu einer Erhöhung der Eigenverbrauchsquote bei Eigentümerinnen und Eigentümern von 15 % auf 26 % führen und bei lokal verbrauchten Stroms von 20 % auf 31 % (Moshövel et al. 2015). Entsprechend erhöht sich der im vorangegangenen Kapitel berechnete Eigenverbrauch durch Eigentümerinnen und Eigentümern von 766 GWh auf 1328 GWh und der Anteil lokal verbrauchten Stroms von Mieterinnen und Mietern von 335 GWh auf 519 GWh. Mit Blick auf das längerfristige Potenzial ist eine Gesamtspeicherkapazität von 13.865 MWh möglich. Der mögliche Eigenverbrauch bzw. lokale Verbrauch kann durch die Erschließung des Speicherpotenzials von 1.636 GWh auf 2.750 GWh erhöht werden.

5.1.2 PV-Kleinstanlagen/Guerilla-Photovoltaik

Wie in Kapitel 4.1 beschrieben, erfolgt die Abschätzung des PV-Kleinstanlagen-Potenzials anhand des im Zensus 2011 ermittelten Wohnungsbestands. Ausgehend von den Wohnungen, welche als ungeeignet für die Installation einer PV-Dachanlage betrachtet werden, wird basierend auf festgelegten Kriterien, die in Kapitel 4.1 erläutert wurden, ein Wohngebäudepotenzial für die Errichtung von PV-Kleinstanlagen ermittelt. Tab. 5.5 stellt die Ergebnisse der Potenzialanalyse dar.

Tab. 5.5: Wohnungspotenzial für PV-Kleinstanlagen

Quelle: Eigene Berechnungen

	EFH	ZFH	MFH (3 - 6 WE)	MFH (7 - 12 WE)	MFH (> 12 WE)	Summe
Wohnungen ungeeignet für PV-Dachaufbauten	1.517.337	1.058.904	1.958.246	1.103.104	588.265	6.225.857
EIG	1.135.706	419.078	378.910	212.197	122.963	2.268.855
MIET	339.501	573.527	1.446.998	829.530	431.720	3.621.275
Leerstand etc.	42.130	66.299	132.338	61.377	33.583	335.727
Wohnungen mit Balkon/Terrasse	1.180.166	794.085	1.460.726	833.381	443.746	4.712.104
EIG	908.565	335.263	303.128	169.757	98.370	1.815.083
MIET	271.601	458.822	1.157.598	663.624	345.376	2.897.021
Potenzial Wohnungen für PV-Kleinstanlagen	295.041	198.521	365.182	208.345	110.936	1.178.026
EIG	227.141	83.816	75.782	42.439	24.593	453.771
MIET	67.900	114.705	289.400	165.906	86.344	724.255
<u>Legende:</u> EFH: Einfamilienhaus; EIG: Eigenverbrauch; MFH: Mehrfamilienhaus; MIET: Mieterstrommodell; WE: Wohneinheiten; ZFH: Zweifamilienhaus						

Die Ergebnisse der Potenzialanalyse zeigen, dass rund 1,2 Mio. Wohnungen in NRW für die Installation einer PV-Kleinstanlage in Frage kommen. Von diesen Wohnungen werden rund 454.800 von Eigentümerinnen und Eigentümern selber bewohnt und ca. 724.300 von Mieterinnen und Mietern. Bei einer durchschnittlichen Nennleistung von rund 300 W_p und der üblichen Erzeugung von 830 kWh pro kW_p in NRW ergeben sich eine potenzielle Gesamtleistung von 353 MW_p und eine Stromerzeugung von 293 GWh. Die Eigenverbrauchsquote liegt laut Heißwolf et al. (2017) bei PV-Kleinstanlagen bei rund 90 %. Entsprechend beträgt der Eigenverbrauch rund 263,7 GWh.

Bei der Betrachtung des längerfristigen Potenzials sinkt das Potenzial für PV-Kleinstanlagen, da eine höhere Anzahl an Wohnungen als geeignet für PV-Dachaufbauten angesehen wird und daher

eine Installation der PV-Dachanlage gegenüber der PV-Kleinanlage bevorzugt wird. Das Wohnungspotenzial sinkt auf 941.000 Wohnungen, die installierte Leistung sinkt auf 282 MW_p, die erzeugte Strommenge auf 234 GWh und der Eigenverbrauch auf 210,6 GWh.

Dieses Potenzial kann größer ausfallen, wenn die Betreiberinnen und Betreiber mehrere Module installieren und damit eine höhere Leistung als die angenommenen 300 W_p installieren würden. Ebenso kann es für Mieterinnen und Mietern, die Mieterstrom beziehen, attraktiv sein, zusätzlich eine PV-Kleinanlage zu betreiben. Entsprechend würde sich das Potenzial durch die zwei beschriebenen Punkte vergrößern.

5.2 BHKW

Nachdem nun das Potenzial von PV-Anlagen bestimmt wurde, wird im Folgenden das Potenzial von BHKW bestimmt. Hierzu werden, wie in der Methodik beschrieben, ausgehend vom derzeitigen Wohnungsbestand in NRW anhand der Kriterien Gebäudezweck, Heizungstyp, Eigentümerstruktur und äußere Rahmenbedingungen die potenziell geeigneten Gebäude bestimmt. Analog zum Vorgehen im vorherigen Abschnitt wird in einem ersten Schritt aufgrund der besseren Datenverfügbarkeit eine Abschätzung geeigneter Wohnungen getroffen. Bei der weiteren Analyse soll zwischen Ein- und Zweifamilienhäusern sowie Mehrfamilienhäusern und Quartieren unterschieden werden. Abb. 5.2 stellt die Anwendung der Kriterien zur Eignung der Wohnungen für die Errichtung eines BHKW grafisch dar. Hierbei wird deutlich, dass der installierte Heizungstyp den größten Einfluss auf das Potenzial hat. Bei Wohnungen, die zu Wohnzwecken vermietet sind, reduziert sich das Potenzial durch dieses Kriterium um 2,2 Mio. Wohnungen und bei Wohnungen, die von Eigentümerinnen und Eigentümern bewohnt sind, um 1,2 Mio. Wohnungen. Nach Berücksichtigung aller Kriterien ergibt sich ein Wohnungspotenzial für die Installation eines BHKW von rund 634.500 Wohnungen für ein Mieterstrommodell und von rund 923.500 Wohnungen für den Eigenverbrauch.

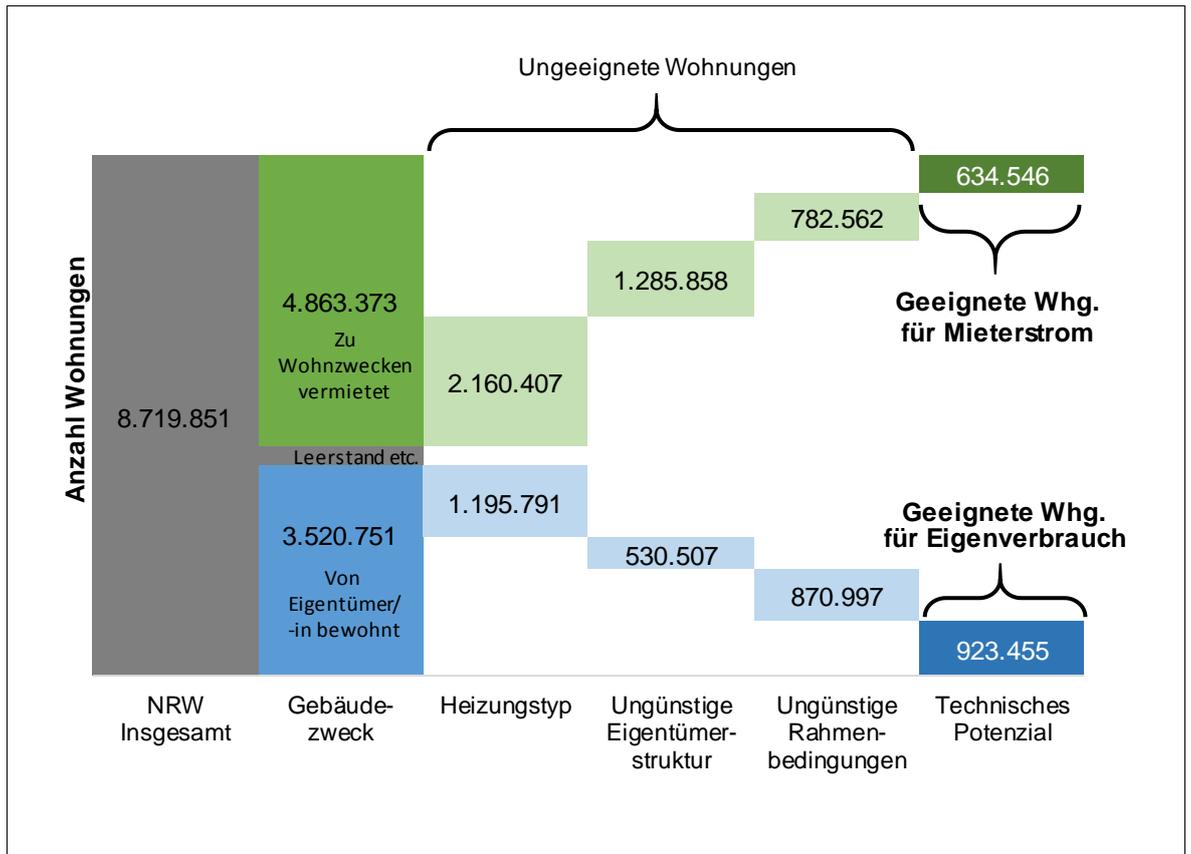


Abb. 5.2: Geeignete Wohnungen zur Errichtung eines BHKW bis 2030 in NRW

Quelle: (StaBu 2011) sowie eigene Berechnungen

Für das längerfristige Wohnungsgebäudepotenzial können 1.096.128 Wohnungen als geeignet für Mieterstrom und 1.387.800 Wohnungen als geeignet für den Eigenverbrauch identifiziert werden. Insbesondere ergeben sich höhere Potenziale durch eine langfristig gesehene Möglichkeit der Umrüstung der Heizungsanlage. Abb. 5.3 stellt eine genaue Aufschlüsselung der technischen Potenziale dar.

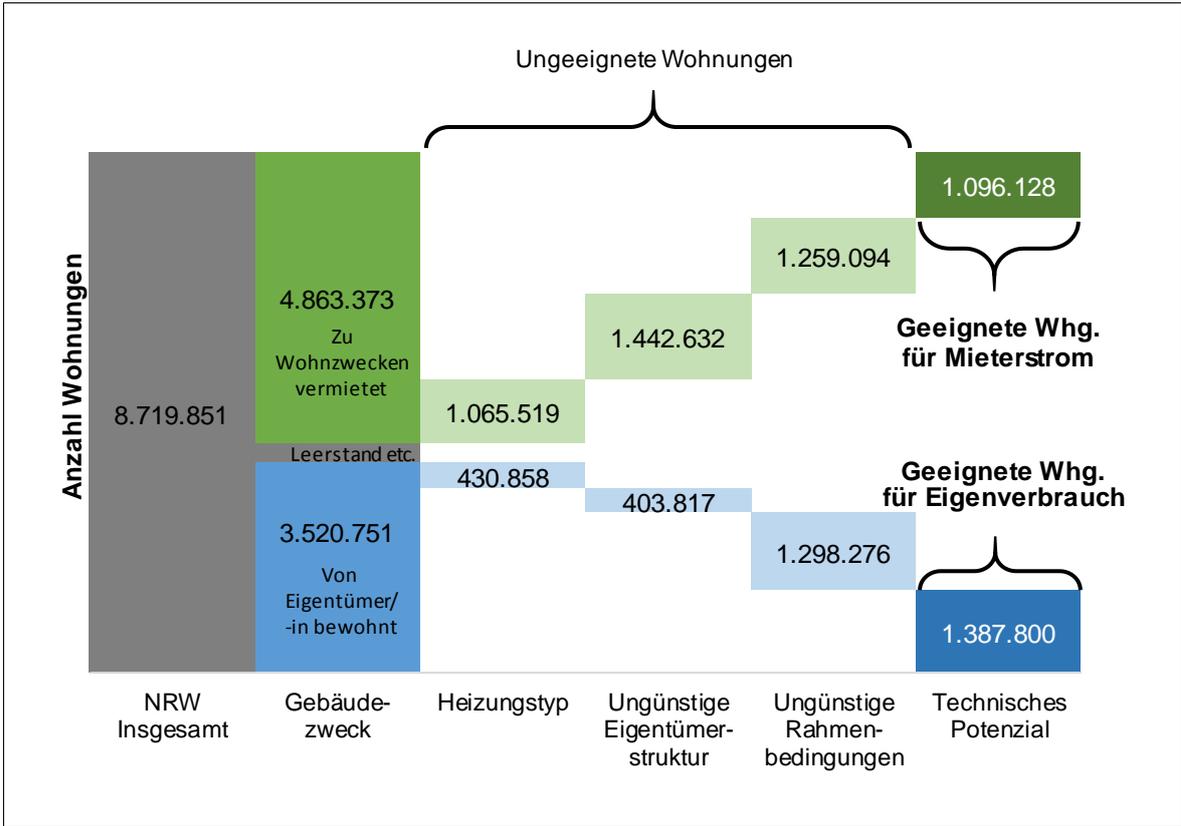


Abb. 5.3: Geeignete Wohnungen zur Errichtung eines BHKW bis 2050 in NRW

Quelle: (StaBu 2011) sowie eigene Berechnungen

Im Folgenden sollen die sich aus dem Wohnungspotenzial ergebenden Gebäudepotenziale, die zu installierende Leistung und der mögliche Eigenverbrauch gesondert nach Ein- und Zweifamilienhäuser sowie nach Mehrfamilienhäusern und Quartieren dargestellt werden.

5.2.1 In Ein- und Zweifamilienhäusern

Wie bereits beschrieben ist davon auszugehen, dass bei Ein- und Zweifamilienhäusern der Betrieb eines BHKW mit einer Bereitstellung des Stroms innerhalb eines Mieterstrommodells ein vernachlässigbares Potenzial aufweist. Sofern die Vermieterin oder der Vermieter ein BHKW errichtet, ist davon auszugehen, dass der produzierte Strom zu 100 % ins Netz eingespeist wird. Aus diesem Grund beschränkt sich die weitere Analyse bei Ein- und Zweifamilienhäusern auf die Betrachtung des Eigenverbrauchs. Analog zum Vorgehen bei der Bestimmung der PV-Dachaufbaupotenziale erfolgen in einem ersten Schritt die differenzierte Betrachtung des im vorherigen Abschnitt in der Gesamtheit betrachteten Gebäudepotenzials sowie die Umwandlung des Wohnungspotenzials in ein Gebäudepotenzial.

Tab. 5.6: Gebäudepotenzial für BHKW in Ein- und Zweifamilienhäusern

Quelle: Eigene Berechnungen

	Potenzial bis 2030	Potenzial bis 2050
1 Wohnung	607.078	877.015
2 Wohnungen	92.317	142.871
Insgesamt	699.396	1.019.886

Für das in Tab. 5.6 errechnete Gebäudepotenzial soll nun die zu erwartende elektrische Leistung der zu installierenden BHKW ermittelt werden. Wie bereits in Kapitel 3.2 dargestellt, beträgt die elektrische Leistung von sogenannten Nano-BHKW, die in Ein- und Zweifamilienhäusern installiert werden, rund 1 kW_{el} (BMU 2009). Bei einer üblichen Auslastung von jährlich 4.000 Stunden ergibt sich ein Potenzial bis 2030 in der Stromerzeugung von rund 2.800 GWh. Langfristig ist sogar eine Steigerung auf rund 4.080 GWh möglich. An dieser Stelle sei nochmals erwähnt, dass es sich hierbei um ein technisches Potenzial handelt, welches z. B. auf der Annahme beruht, dass eine Umstellung von einer Zentralheizung auf ein BHKW in allen 6,2 Mio. Wohnungen technisch möglich ist.

5.2.2 In Mehrfamilienhäusern und Quartieren

In Mehrfamilienhäusern und Quartieren ist im Gegensatz zu Ein- und Zweifamilienhäusern eine Vermarktung des durch ein BHKW produzierten Stroms in Form eines Mieterstrommodells möglich. Daher soll im Folgenden nicht nur auf den Eigenverbrauch durch die Eigentümerin oder den Eigentümer eingegangen werden, sondern auch auf das Potenzial bei einem Mieterstrommodell. Hierbei erfolgen in Tab. 5.7 zuerst die Differenzierung nach Gebäudegrößen und die Umwandlung in ein Gebäudepotenzial an Stelle eines Wohnungspotenzials.

Tab. 5.7: Gebäudepotenzial für BHKW in Mehrfamilienhäusern und Quartieren in NRW

Quelle: Eigene Berechnungen

	Potenzial bis 2030		Längerfristiges Potenzial	
	Eigenverbrauch	Mieterstrommodell	Eigenverbrauch	Mieterstrommodell
3 - 6 Wohnungen	20.011	78.578	33.960	134.960
7 - 12 Wohnungen	4.157	25.731	7.092	45.005
>12 Wohnungen	675	3.843	1.178	6.574
Insgesamt	24.843	108.153	42.230	186.538

Ausgehend von den als geeignet identifizierten Gebäuden und den zugehörigen Größenklassen, wird die bei einer Erschließung des Potenzials resultierende installierte Leistung bestimmt. Laut BMU (2009) besteht eine Spanne von 5 bis 30 kW elektrischer Leistung bei BHKW, die in Mehrfa-

milienhäusern installiert werden. Um diese Spanne in der Potenzialanalyse abzubilden, wird angenommen, dass in Gebäuden mit 3 bis 6 Wohnungen ein BHKW mit 5 kW_{el} Leistung, in Gebäuden mit 7 bis 12 Wohnungen ein BHKW mit 15 kW_{el} Leistung und in Wohnungen mit mehr als 12 Wohnungen ein BHKW mit 25 kW_{el} installiert wird. Die aus diesen Annahmen resultierende installierte Leistung und die damit verbundene Stromerzeugung ist in Tab. 5.8 für das kurzfristige Potenzial dargestellt.

Tab. 5.8: Stromproduktion von BHKW in Mehrfamilienhäusern und Quartieren in NRW

Quelle: Eigene Berechnungen

	Einheit	MFH (3 - 6 WE)	MFH (7 - 12 WE)	MFH (> 12 WE)	Summe
Gebäude Gesamt		98.589	29.889	4.519	132.996
Gebäude EIG		20.011	4.157	675	24.843
Gebäude MIET		78.578	25.731	3.843	108.153
Ø Elektrische Leistung je Gebäude	kW _{el}	5	15	25	
Ø Produzierter Strom je Gebäude	MWh	20	60	100	
Elektrische Leistung Gesamt	MW	493	448	113	1.054
EIG	MW	100	62	17	179
MIET	MW	393	386	96	875
Produzierter Strom Gesamt	GWh	1.972	1.793	452	4.217
EIG	GWh	400	249	68	717
MIET	GWh	1.572	1.544	384	3.500
<u>Legende:</u> EIG: Eigenverbrauch; MFH: Mehrfamilienhaus; MIET: Mieterstrommodell; WE: Wohneinheiten					

Insgesamt besteht bis 2030 ein technisches Potenzial einer Stromproduktion in Höhe von 4.212 GWh durch BHKW in Mehrfamilienhäusern und Quartieren. Hierbei tragen insbesondere BHKW in Gebäuden mit 3 bis 6 Wohnungen und 7 bis 12 Wohnungen, welche zu Wohnzwecken vermietet werden, bei. Bei der Betrachtung des darüber hinaus bestehenden Potenzials ergibt sich eine mögliche Stromproduktion von 7.279 GWh bei einer installierten Leistung von 1.820 MW. Dies entspricht nochmals einer Steigerung von ca. 70 %. Bei Eigenverbrauchsquoten von rund 40 % bei Eigentümerinnen und Eigentümern und 45 % lokal verbrauchten Stroms bei Mieterinnen und Mietern ergibt sich ein direkt von den Betreibern konsumierter Strom von 1.862 GWh bis 2030 und von 3.215 GWh als längerfristiges Potenzial bis 2050.

5.3 Mieterstrom

Aufgrund der bislang eher geringen Bedeutung von Mieterstrom soll an dieser Stelle nochmals gesondert auf das bestehende Potenzial für Mieterstrom eingegangen werden, dass in den vorherigen Kapiteln aufgeteilt nach Technologien dargestellt wurde. Sowohl bei den PV-Aufdachanlagen mit und ohne Speicher als auch bei den BHKW zeigte sich ein enormes Potenzial für Mieterstrommodelle. Untersucht man die Prosumer-Potenziale nach Wohnungen, so verdoppelt sich das Prosumer-Potenzial durch Einbeziehung von Mieterstrom. Dabei verteilt sich dieses Potenzial etwa zur Hälfte auf die PV-Aufdachanlagen und jeweils zu einem Viertel auf PV-Kleinstanlagen und BHKW. Dargestellt wird die Auswertung des Verhältnisses von Mieterstrom und direktem Eigenverbrauch durch den Eigentümer in Abb. 5.4.

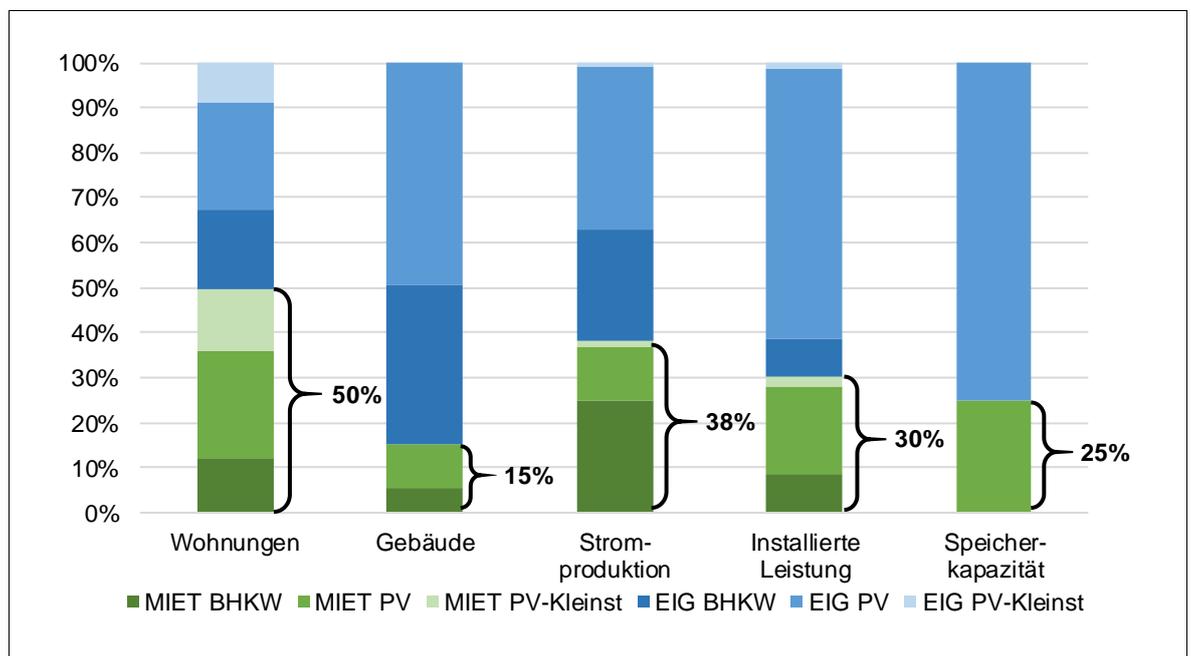


Abb. 5.4: Verhältnis von Mieterstrom und direktem Eigenverbrauch im Eigentum für Wohnungen, Gebäude, Stromproduktion, installierte Leistung und Speicherkapazitäten

Quelle: Eigene Darstellung

Betrachtet man die potenzielle Anzahl der Prosumer-Anlagen nach Gebäuden, so ist der Anteil von Mieterstrommodellen mit 15 % deutlich niedriger im Vergleich zu 50 % der Wohnungen, da Gebäude mit Ein- und Zweifamilienhäuser nicht für ein Mieterstrommodell in Frage kommen, aber einen Großteil der absoluten Gebäudeanzahl ausmachen. Durch die dort deutlich größeren Erzeugungsanlagen, steigt der Anteil des Mieterstroms bei der Stromproduktion jedoch wieder auf 38 % und bei der installierten Leistung auf 30 %, wobei hier die PV-Kleinstanlagen kaum eine Rolle spielen.

5.4 Ermittlung der Potenzialschnittmenge und Zusammenfassung

Wie bereits in der Methodik zur Potenzialanalyse dargestellt, besteht eine Schnittmenge an Gebäuden, die sowohl für die Installation einer PV-Dachanlage als auch für die Installation eines BHKWs geeignet ist. Bei der Bestimmung des kurzfristigen Potenzials wird wie beschrieben davon ausgegangen, dass vornehmlich in PV-Dachanlagen investiert wird. Aus diesem Grund soll bestimmt werden, welcher Anteil der Gebäude, die nicht für PV-Dachanlagen in Frage kommen, für die Installation eines BHKW geeignet ist. Tab. 5.9 fasst die Ergebnisse der Schnittmengenberechnung zusammen.

Tab. 5.9: Berechnung Potenzialschnittmenge für BHKW und PV-Anlagen bis 2030

Quelle: Eigene Berechnungen

	Ein- heit	EFH	ZFH	MFH (3 - 6 WE)	MFH (7 - 12 WE)	MFH (> 12 WE)	Summe
Whg. ungeeignet für PV		493.018	146.319	97.769	58.815	28.802	2.276.172
EIG		493.018	146.319	97.769	58.815	28.802	824.722
MIET		0	0	833.031	405.668	212.750	1.451.449
Gebäude unge- eignet für PV		493.246	74.146	23.258	6.922	1.293	854.330
EIG		493.246	74.146	23.258	6.922	1.293	598.865
MIET		0	0	198.169	47.741	9.554	255.464
Ø Eignung für BHKW je Gebäu- detyp und Nut- zungsart							
EIG	%	31 %	27 %	17 %	15 %	11 %	
MIET	%	0 %	0 %	16 %	17 %	14 %	
Gebäude geeig- net für BHKW & ungeeignet für PV		150.957	19.969	36.726	8.946	1.436	218.034
EIG		150.957	19.969	4.054	1.005	143	176.129
MIET		0	0	32.671	7.941	1.293	41.906
Elektrische Leis- tung Gesamt	MW	151	20	184	134	36	525
EIG	MW	151	20	20	15	4	210
MIET	MW	0	0	163	119	32	315
Produzierter Strom Gesamt	GWh	604	80	735	537	144	2.099
EIG	GWh	604	80	81	60	14	839
MIET	GWh	0	0	653	476	129	1.259
Legende: EFH: Einfamilienhaus; EIG: Eigenverbrauch; MFH: Mehrfamilienhaus; MIET: Mieterstrommodell; WE: Wohneinheiten; ZFH: Zweifamilienhaus							

Ausgehend von den Wohnungen, welche ungeeignet sind für eine PV-Anlage, jedoch potenziell für die Installation eines BHKW in Frage kommen, wurde basierend auf den Ergebnissen der Berechnung der kurzfristigen Potenziale aus dem vorangegangenen Abschnitt bestimmt, welcher Anteil dieser Gebäude geeignet ist für die Installation eines BHKW. Anschließend wurden für die identifizierten Gebäude die elektrische Leistung und die zu erwartende Strommenge errechnet. Es ist zu erwarten, dass 218.034 Gebäude für den Bau einer PV-Dachanlage ungeeignet sind, aber für die Installation eines BHKWs geeignet. Die installierte Leistung in diesen Gebäuden beträgt potenziell 525 MW und die produzierte Strommenge 2.099 GWh. Bei einer Eigenverbrauchsquote von 40 % und einem lokalen Verbrauch von 45 % bei Mieterinnen und Mietern beim BHKW ergibt sich entsprechend ein Eigenverbrauch bzw. lokaler Verbrauch in Höhe von 902 GWh. Zur besseren Veranschaulichung soll Abb. 5.5 nochmals die Ergebnisse der Potenzialschnittmenge zusammenfassen.

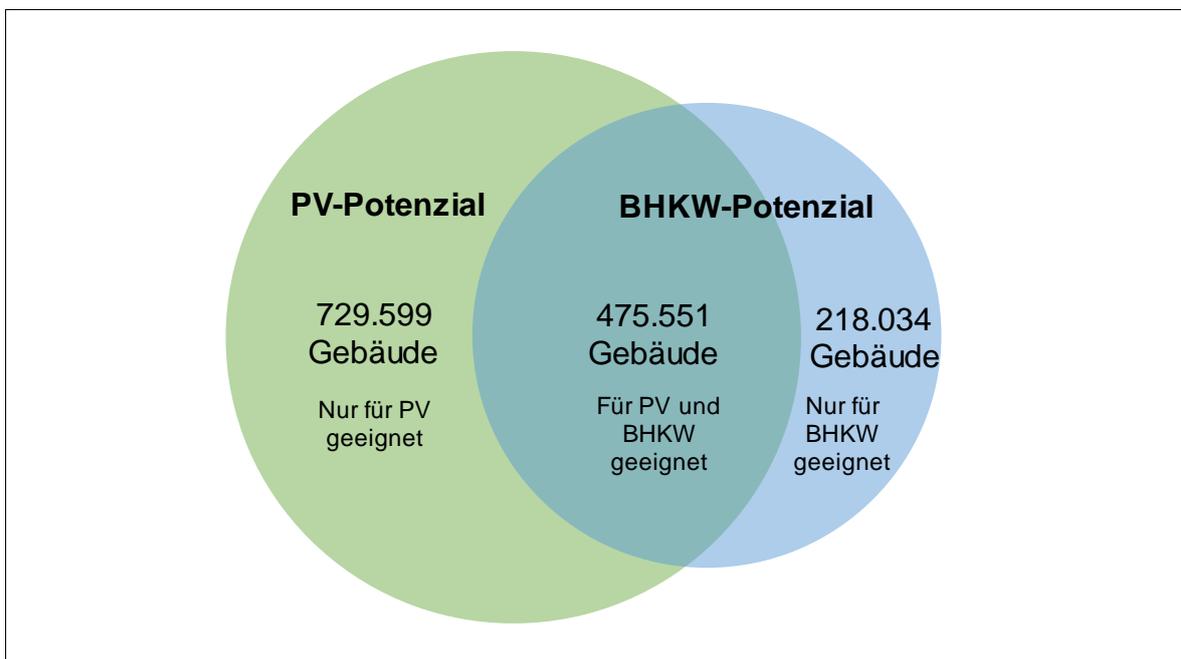


Abb. 5.5: Potenzialschnittmenge von BHKW und PV-Aufdachanlagen

Quelle: Eigene Darstellung

Insgesamt wurden rund 1,4 Mio. Gebäude identifiziert, welche kurzfristig bis 2030 für die Installation einer Prosumer-Anlage in Frage kommen. Von diesen 1,4 Mio. Gebäuden sind 475.551 Gebäude sowohl für die Installation einer PV-Dachanlage als auch eines BHKW geeignet. Weitere 218.034 Gebäude sind für die Installation eines BHKWs aber nicht für eine PV-Dachanlage geeignet und 729.599 Gebäude sind darüber hinaus ausschließlich für PV-Dachanlagen geeignet. Eine Berechnung einer Potenzialschnittmenge für das längerfristige Potenzial ist nicht notwendig, da davon ausgegangen wird, dass die Koexistenz von PV-Aufdachanlagen und BHKW auf lange Sicht technisch umsetzbar und sinnvoll ist.

Abschließend werden in der Tab. 5.10 die Ergebnisse der technischen Potenzialanalyse zusammengefasst. Diese berücksichtigt die getroffene Einschränkung durch eine Potenzialschnittmenge für das Potenzial bis 2030. Bis 2050 wird davon ausgegangen, dass keine Einschränkung bzgl. einer Potenzialschnittmenge besteht.

Tab. 5.10: Technisches Potenzial für Anzahl, Leistung, Stromproduktion, Eigenverbrauch und lokal verbrauchten Stroms der Prosumer-Anlagen

Quelle: Eigene Berechnungen

	Technologie	Anzahl	Installierte Leistung	Stromproduktion (GWh)	Eigen-/ lokaler Verbrauch (GWh)
Potenzial bis 2030	PV-Anlagen	1.205.150	8.171 MW _p	6.782	1.101
	Davon inkl. PV-Speicher	1.205.150	9.291 MWh	-	746
	PV-Kleinstanlagen	1.178.026	353 MW _p	293	264
	BHKW	218.034	525 MW _{el}	2.099	902
	Gesamt	2.601.210	-	9.174	3.013
Potenzial bis 2050	PV-Anlagen	1.805.770	12.194 MW _p	10.121	1.636
	Davon inkl. PV-Speicher	1.805.770	13.865 MWh	-	1.113
	PV-Kleinstanlagen	940.577	282 MW _p	234	211
	BHKW	1.105.785	2.840 MW _{el}	11.358	8.847
	Gesamt	3.852.132	-	21.713	7.807

Die Zusammenfassung verdeutlicht nochmal die kurzfristige Bedeutung von PV-Aufdachanlagen für das technische Potenzial der Prosumer-Anlagen. Der Großteil der installierten Leistung sowie der Stromproduktion erfolgt durch PV-Anlagen. Die Ausstattung mit einem Batteriespeicher kann zudem den Eigenverbrauch nochmals deutlich steigern. Das langfristige Potenzial bis 2050 wird darüber hinaus durch ein großes Potenzial von BHKW getrieben. Die verhältnismäßig hohe Eigenverbrauchsquote führt zudem zu einer deutlichen Steigerung des Eigenverbrauchs.

6 Sektorkopplung

Für eine Dekarbonisierung des Energiesystems müssen die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr nach bisheriger Einschätzung deutlich stärker gekoppelt werden. Gleichzeitig liegen in dieser Sektorkopplung auch weitere Potenziale für Prosumer. Wichtige Technologien für private Haushalte sind hier Elektromobilität und Wärmepumpen, daneben können auch weitere Power-to-Heat-Optionen sowie die Nutzung von Batteriespeichern im Niederspannungsnetz eine Rolle spielen.

Die Nutzung von **Elektromobilität** im Haushaltsbereich bspw. durch Elektroautos und in geringem Maße auch E-Bikes oder Pedelecs bietet für Prosumer neben der Primärnutzung als Verkehrsmittel auch die Möglichkeiten, den im Fahrzeug eingebauten Speicher mit dem selbstproduzierten Strom aufzuladen und so den Eigenverbrauch zu erhöhen. Eine Einordnung der Potenziale für Prosumer soll in diesem Abschnitt der Studie aufgezeigt werden.

Die **Wärmepumpen**-Technologie ist die derzeit bereits am Markt verfügbare Power-to-Heat-Technologie mit einem relevanten Potenzial für Haushalte (Gerhard et al. 2017). Aufgrund der vergleichbar hohen Bedeutung der Wärmepumpen werden die Auswirkung und Bedeutung für Prosumer in einem gesonderten Kapitel dargestellt. Daneben werden auch weitere **Power-to-Heat**-Optionen in dieser Studie geprüft. Hierbei gilt der Fokus für Prosumer dem elektrischen Heizstab. Allerdings werden auch Bestandstechnologien wie die Nachtspeicherheizung berücksichtigt.

Als Power-to-Power-Optionen werden auch **Batteriespeicher** als Element des Verteilnetzes gemäß den Technischen Anschlussbedingungen am Niederspannungsnetz berücksichtigt. Hierbei wird der Fokus im Rahmen dieses Kapitels auf die Option des Fremdzugriffs durch den Netzbetreiber und die dadurch auftretenden Vor- und Nachteile gelegt.

Weitere Power-to-X-Technologien, wie Power-to-Gas oder Power-to-Products, sind im Bereich privater Haushalte nicht verfügbar oder effizient einsetzbar und werden auch im Zeitraum bis 2030 als nicht relevant für Prosumer eingestuft.

6.1 Elektromobilität

Die Sektorkopplung zwischen dem Strom- und dem Verkehrssektor ist politisch vor allem im nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung (2009) verankert. Von den 1 Million geplanten E-Autos in Deutschland sollen auch 250.000 in NRW realisiert werden (Elektromobilität NRW 2014). Das Land NRW hat daher auch einen Masterplan Elektromobilität NRW im Jahr 2009 aufgesetzt und im Jahr 2014 aktualisiert (Elektromobilität NRW 2014). Dabei spielen im Bereich privater Haushalte nicht nur Elektroautos eine Rolle, sondern auch Hybrid-Systeme im PKW-Bereich sowie E-Bikes und Pedelecs. Dabei werden in dieser Studie mit E-Bikes die Krafträder mit elektrischem Antrieb mit über 25 km/h bezeichnet, die eine Betriebserlaubnis benötigen und kennzeichenpflichtig sind. Pedelecs hingegen sind Elektrofahrräder, die einen Motor mit einer maximalen Leistung von 250 W haben und bei denen der Motor eine maximale Geschwindigkeit von 25 km/h erreicht. Sie sind rechtlich dem Fahrrad gleichgestellt. Die Marktentwicklung dieser drei Fahrzeugtypen ist sehr unterschiedlich. Der Bestand in den drei Kategorien ist in Abb. 6.1 dargestellt.

Dabei ist jeweils der Bestand der gesamten Kategorie in Deutschland und NRW dargestellt. Im Fall der Fahrräder gibt es jedoch keine Daten zum Bestand auf Ebene der Bundesländer. Der Bestand an Elektrofahrzeugen ist insbesondere im Bereich der PKW noch so gering, dass nur eine logarithmische Achse eine gute Darstellung ermöglicht. Um die Verhältnisse aufzuzeigen, sind in der Grafik jeweils die Prozentzahlen im Vergleich zum Bestand der jeweiligen Kategorie (grauer Balken) angegeben. Die Ziele der Bundesregierung wurden ebenfalls mit dem jetzigen Bestand verglichen in der Annahme, dass der gesamte Bestand an PKWs auch bis 2020 in der Größenordnung bleibt. Ziele oder Prognosen für den Bestand an Elektroautos in 2030 gibt es weder für Deutschland noch für die Bundesländer.

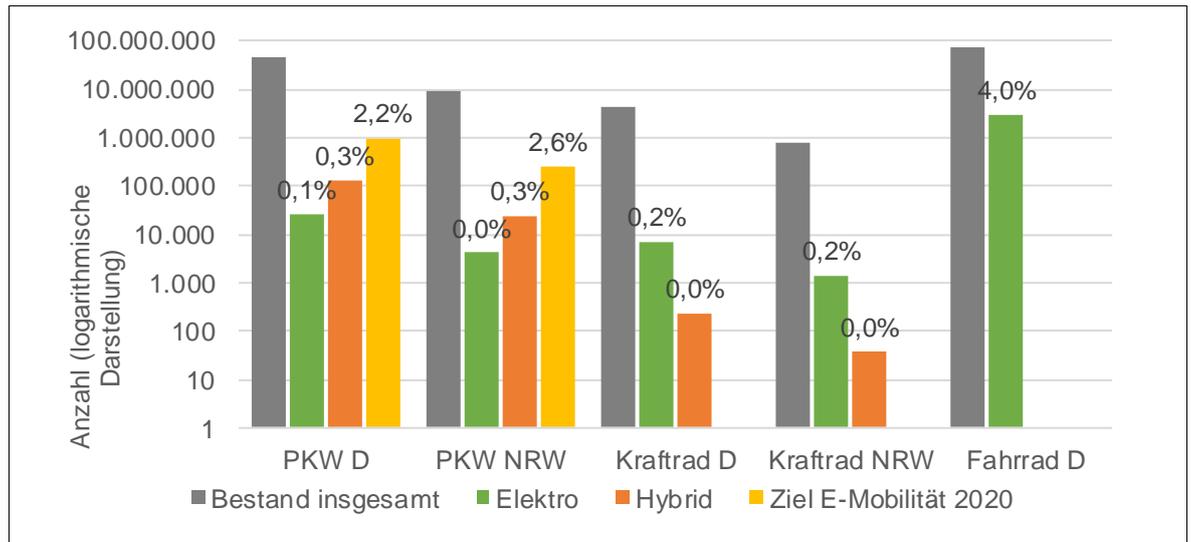


Abb. 6.1: Bestand an E-Mobilität in Deutschland und NRW in den Bereichen PKW, Kraftrad und Fahrrad im Jahr 2016

Quelle: Eigene Darstellung nach (Krafftahrt-Bundesamt 2016; ZIV 2017; BReg 2009; Elektromobilität NRW 2014)

Für den Bereich der E-Bikes und Pedelecs wurden bisher ebenfalls keine politischen Ziele gesetzt. Es ist aber anzunehmen, dass insbesondere der Anteil an Pedelecs in den nächsten Jahren noch deutlich steigt, da im Jahr 2016 der Anteil der Pedelecs an den verkauften Fahrrädern bereits 11 % betrug (ZIV 2017).

Neben der Anzahl der vorhandenen Elektrofahrzeuge ergibt sich die Bedeutung der Elektromobilität für Prosumer vor allem durch die zu erreichenden Eigenverbrauchsanteile oder Autarkiegrade. Das Potenzial für die Menge des selbstverbrauchten Stroms durch Elektroautos ergibt sich vorrangig aus der Nutzungsdauer und dem daraus resultierenden Stromverbrauch sowie der Akkuladzeit. Daneben spielen bspw. auch die Größe der Batterie, die Größe der PV-Anlage oder die Anschlussleistung der Ladesäule eine Rolle.

Eine Studie des DLR (Frenzel et al. 2015) gibt einen Einblick in das Nutzungsverhalten privater Haushalte mit Elektroautos. Dabei wird deutlich, dass 63 % täglich mit dem Elektroauto zur Arbeits- oder Ausbildungsstätte pendeln und zusätzlich rund ein Viertel der Besitzerinnen und Besitzer das Auto auch täglich zum Einkaufen oder für private Erledigungen nutzt, bei einer durchschnittlichen Tagesfahrleistung von 38 km. Zum Ladeverhalten macht die Studie auch Aussagen. So liegen die Restreichweiten vor dem Laden im Mittel bei 32 % der Ladekapazität. Dabei gaben 51 % der privaten Nutzerinnen und Nutzer an, ihr Elektroauto zwischen 18:00 Uhr und 22:00 Uhr zu laden, also in Zeiten, zu denen eine PV-Anlage kaum oder keinen Strom erzeugt. Lediglich 16 % gaben an, ihr Elektroauto zwischen 12:00 Uhr und 15:00 Uhr zu laden, also zum Tagesmaximum der PV-Erzeugung. Diese Angaben zeigen deutlich die Schwierigkeiten beim Eigenverbrauch des selbsterzeugten Stroms.

Aufgrund der beschriebenen Spannweite des Nutzungs- und Ladeverhaltens fällt eine Einschätzung der Auswirkungen auf die Eigenverbrauchsanteile und Autarkiegrade schwer. Für eine erste Einschätzung sollen hier die Ergebnisse einer Simulation der Forschungsstelle für Energiewirtschaft herangezogen werden (Samweber et al. 2014). Dort wurden zehn zufällig ausgewählte

Haushalte mit einer PV-Anlage und einem Elektroauto mit einer klassischen Ladestrategie simuliert. Die Ergebnisse sind in Tab. 6.1 aufgeführt. Dabei kann der Eigenverbrauchsanteil durch das Laden des Elektroautos im Schnitt um 4 % bis 5 % gesteigert werden und der Anteil der Ladeenergie des Elektroautos, der von der PV-Anlage direkt zur Verfügung gestellt wird, liegt je nach Größe der PV-Anlage zwischen 13 % und 19 %.

Tab. 6.1: Eigenverbrauchsanteile mit und ohne Elektroauto

Quelle: (Samweber et al. 2014). Durchschnittliche Werte für Haushalte mit jährlichem Strombedarf zwischen 3.320 kWh und 7.420 kWh, PV-Anlagen in Südausrichtung und einem Elektroauto mit 18,5 kWh nutzbarer Speicherkapazität

Größe der PV-Anlage	Eigenverbrauchsanteil		PV-Anteil an der Ladeenergie
	Ohne Elektroauto	Mit Elektroauto	
5 kW _p	30 %	35 %	13 %
7,5 kW _p	23 %	27 %	16 %
10 kW _p	18 %	22 %	19 %

Im Bereich des intelligenten Ladens von Elektroautos und in der Batterieentwicklung finden derzeit viele Forschungsaktivitäten statt, so dass sich die hier vorgestellten Zahlen in Zukunft noch weiterentwickeln werden. Es ist aber davon auszugehen, dass das größere Potenzial beim Laden von Elektroautos im netzgesteuerten Laden liegt und nicht in der Erhöhung des Eigenverbrauchs.

Der Eigenverbrauch durch Pedelecs bei privaten Haushalten ist vernachlässigbar. Pedelecs verbrauchen ca. 1 kWh auf 100 km (Wachotsch et al. 2014). Selbst bei einer durch das Pedelec erhöhten jährlichen Fahrstrecke von 2.500 km, wie es die Ergebnisse des Projekts Pedeleclection (Lienhop et al. 2015) nahe legen, beträgt der jährliche Stromverbrauch durch das Pedelec nur 25 kWh und hat damit kaum Einfluss auf den Stromverbrauch eines durchschnittlichen Haushalts von ca. 3.500 kWh. Gleichzeitig kann durch den Einsatz des Pedelecs der Eigenverbrauch einer PV-Anlage mit einer Leistung von 5 kW_p bei dieser Fahrleistung um maximal 0,5 % erhöht werden und somit ist auch hier kein Effekt für Prosumer zu erkennen.

Zusammenfassend bleibt festzuhalten, dass durch die große Bandbreite in der Leistung bei elektrischen Krafträdern keine allgemeine Aussage zum Eigenverbrauch möglich ist. Allerdings lassen sich die Bedeutung und der Eigenverbrauch durch Elektroautos und Pedelecs nach oben bzw. unten eingrenzen.

Mit dem Status Quo und dem Ausblick auf die Elektromobilität bis 2030 kann die Verstromung des Verkehrssektors zwar für einzelne Prosumer eine wichtige Rolle spielen, es lässt sich aber auch folgern, dass der Großteil der Prosumer nicht mit Elektroautos ausgestattet sein wird. Insbesondere beeinflusst die Nutzungs- bzw. Ladezeit der Fahrzeuge maßgeblich, inwieweit das Elektroauto zur Erhöhung des Eigenverbrauchs beiträgt.

6.2 Wärmepumpen als Heizungsstandard

Um die Bedeutung von Wärmepumpen für Prosumer in NRW einzuschätzen, wird zunächst auf Basis einer Studie im Auftrag der Agora Energiewende (Gerhard et al. 2017) die Anzahl der Wärmepumpen bis 2030 in NRW abgeschätzt. Dazu wurden in der Metastudie von Fraunhofer IWES/IBP (Gerhard et al. 2017) drei Arten von Szenarien hinsichtlich ihrer Aussage zur Entwicklung von Wärmepumpen ausgewertet: Studien oder Szenarien, die ein Klimaziel von 95 % Treibhausgasminderung bis 2050 erreichen wollen (Klimaziel -95%); Studien oder Szenarien, die ein Klimaziel von mindestens 80 % Treibhausgasminderung bis 2050 erreichen wollen (Klimaziel -80 %) und Trendszenarien (Trend). Dabei sind hier als Basis die Szenarien des Fraunhofer IWES (Sandau et al. 2015), vom Öko-Institut et al. (Repenning et al. 2015) und vom Fraunhofer ISE (Henning und Palzer 2015) für die verschiedenen Klimaziele verwendet worden. Für die Trendszenarien kamen Einschätzungen vom Bundesverband Wärmepumpe (2016) und die BMWi-Energiereferenzprognose, kurz ERP, (Schlesinger et al. 2014) zum Einsatz.

Für die Eingrenzung auf NRW wurden die Werte pauschal auf 21 % reduziert. Das begründet sich dadurch, dass der Anteil der Wärmepumpen im Vergleich zu Deutschland insgesamt sowohl im Jahr 2013 (EnergieAgentur.NRW 2017), als auch im Jahr 2015 bei ca. 21 % lag (EnergieAgentur.NRW 2016) und auch der Bundesverband Wärmepumpe in seinem Trendszenario im Jahr 2030 davon ausgeht, dass 20 % der Wärmepumpen in NRW eingebaut sind (vgl. BWP 2016). Mit dieser Einschränkung auf NRW sind die Szenarien der verschiedenen Studien in Abb. 6.2 dargestellt.

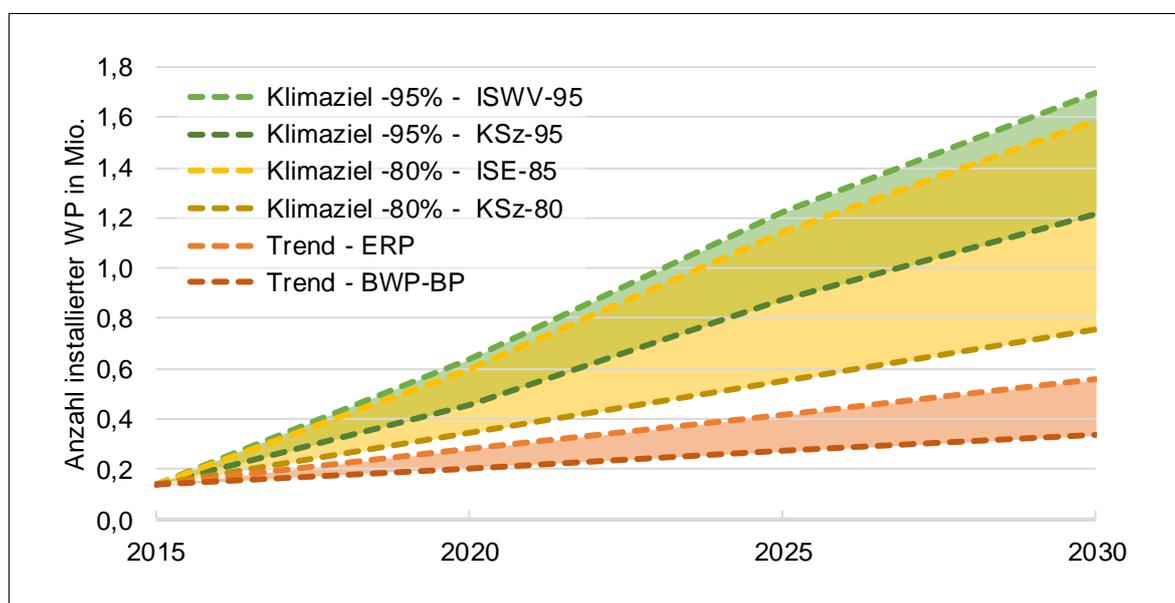


Abb. 6.2: Ausbau Wärmepumpen in Nordrhein-Westfalen in verschiedenen Szenarien
Quelle: Eigene Darstellung und Auswertung für Nordrhein-Westfalen nach (Gerhard et al. 2017)

Abb. 6.2 zeigt deutlich die Spannweite in den Szenarien auf. Geht man nur vom Trend aus, so ist im Jahr 2030 mit 340.000 bis 560.000 elektrischen Wärmepumpen zu rechnen. Zur Erreichung des Klimaziels von 95 % Reduzierung der Treibhausgasemissionen sind jedoch bis zu 1,7 Mio. Wärmepumpen in NRW notwendig. Dafür ist eine Ausstattung von über 60 % im Neubau und über 50 % im Bestand mit Wärmepumpen notwendig (Gerhard et al. 2017). Der Klimaschutzplan des Landes

NRW geht jedoch auch im Jahr 2030 nur von einem Anteil elektrischer Wärmepumpen an der Heizungsstruktur von ca. 10 % aus (EnergieAgentur.NRW 2016).

Neben der zukünftigen Bedeutung der Wärmepumpe insgesamt soll aber auch die Bedeutung für den einzelnen Prosumer abgeschätzt werden. Dazu hat das IÖW in dem abgeschlossenen Projekt Prosumer-Haushalte und im laufenden Projekt LowExTra Berechnungen durchgeführt, welche die Möglichkeiten des Eigenverbrauchs für Prosumer durch die Einbindung einer Wärmepumpe untersuchen. Die Ergebnisse sind für verschiedene Wärmeverbräuche im Haus in Tab. 6.2 dargestellt. Dabei wurden exemplarisch zwei Neubau-Typen mit Wärmeverbrauch von 60 und 90 kWh/m² aufgeführt sowie zwei Bestandsgebäude mit 230 bzw. 400 kWh/m². Die Leistung der PV-Anlage wurde bei den Bestandsgebäuden mit dem erhöhten Strombedarf auf 5 kW_p angehoben.

Tab. 6.2: Eigenverbrauchsanteile mit und ohne Wärmepumpe bei verschiedenen Wärmeverbräuchen

Quelle: Eigene Berechnungen. Durchschnittliche Werte für einen durchschnittlichen 3-Personen-Haushalt mit PV-Anlage in Südausrichtung und einer Wärmepumpe zur Deckung des gesamten Wärmebedarfs

	Stromverbrauch [kWh]	Strombezug [kWh]	Leistung PV-Anlage [kW _p]	Wärmeverbrauch [kWh/m ²]	Eigenverbrauchsanteil [%]	Autarkiegrad [%]
Ohne Wärmepumpe	4.060 kWh	3.150 kWh	3 kW _p	-	30 %	25 %
Mit Wärmepumpe	7.070 kWh	5.510 kWh	3 kW _p	60 kWh/m ²	49 %	22 %
	8.500 kWh	7.080 kWh	3 kW _p	90 kWh/m ²	44 %	17 %
	18.470 kWh	16.760 kWh	5 kW _p	230 kWh/m ²	32 %	9 %
	36.650 kWh	35.030 kWh	5 kW _p	400 kWh/m ²	30 %	4 %

Im Ergebnis zeigt sich, dass in allen Fällen ein direkter Verbrauch des erzeugten Stroms um die 1.500 kWh möglich ist. Dies hängt insbesondere mit dem Wärmebedarf in den kalten und dunklen Jahreszeiten und der höchsten PV-Erzeugung in den warmen und hellen Jahreszeiten zusammen. Dementsprechend ist beim Einsatz von Wärmepumpen im Winter auch weiterhin noch ein hoher Strombedarf aus dem Netz vorhanden. Durch den erhöhten Strombedarf bei schlecht gedämmten Bestandsbauten mit einer Wärmepumpe sinken die Eigenverbrauchsanteile und Autarkiegrade in diesem Fall wieder. Damit ergibt sich insbesondere für Prosumer im Neubau mit geringem Wärmebedarf ein Mehrwert durch den Einsatz einer Wärmepumpe. Hier lassen sich die Eigenverbrauchsanteile auf bis zu 50 % erhöhen ohne wesentlichen Rückgang im Autarkiegrad. Diese Werte lassen sich bspw. durch eine Kombination mit Wärme- oder Batteriespeicher noch erhöhen. Die ökonomische Bewertung der Wärmepumpe für Prosumer ist exemplarisch für einen Haushalt mit 90 kWh/m² in Kapitel 10.3.5 dargestellt. Für schlecht gedämmte Häuser, bspw. die hier dargestellten mit über 230 kWh/m², ist eine Wärmepumpe derzeit weder technisch noch ökonomisch sinnvoll. Insgesamt stellt die Wärmepumpe damit in vielen Fällen eine sinnvolle Ergänzung für Prosumer dar und es ist anzunehmen, dass diese Technologie sich entsprechend insbesondere bei Prosumern verbreiten wird.

6.3 Weitere Power-to-Heat-Technologien

Neben den Wärmepumpen sind auch vermehrt einfachere Technologien zur Wärmeerzeugung aus Strom im Einsatz. Hier soll daher vor allem noch die Bedeutung von elektrischen Heizstäben und Nachtspeicherheizungen diskutiert werden. Auch wenn das Verbot von Nachtspeicherheizungen doch nicht durchgesetzt wurde, ist davon auszugehen, dass Nachtspeicherheizungen aufgrund der Ineffizienz in Zukunft ausgetauscht werden. Der Bestand von ca. 400.000 Nachtspeicherheizungen in NRW im Jahr 2010 (Nymoer et al. 2014) wird daher zukünftig sinken und es ist davon auszugehen, dass diese Technologie im Jahr 2030 kaum noch vorhanden sein wird (vgl. EnergieAgentur.NRW 2016) und damit für Prosumer keine Rolle spielt. Zudem ist eine Kombination von Nachtspeicherheizungen mit der tagsüber und im Sommer erzeugten Solarenergie ohne entsprechenden Wärme- oder Batteriespeicher nur wenig zielführend.

Elektrische Heizstäbe hingegen sind eine einfache Möglichkeit, den selbsterzeugten Strom mit geringen Investitionskosten in Wärme umzuwandeln. Dabei ist der Heizstab jedoch immer als zusätzlicher Wärmeerzeuger in Kombination mit einer unabhängigen Wärmeversorgung zu sehen. In dieser Form lässt er sich jedoch gut nutzen, um in Abhängigkeit von der Erzeugungs-, Verbrauchs- und Preislage den Strom in Wärme umzuwandeln. Um eine Einordnung der Bedeutung zu erreichen, wurden durchschnittliche Haushalte mit PV-Anlage und Heizstab mit dem IÖW-Prosumer-Modell simuliert und ausgewertet. Die Ergebnisse sind in Tab. 6.3 dargestellt. Dabei wurde der Heizstab nur für überschüssigen PV-Strom eingesetzt, so lange der Wärmespeicher im Haus noch nicht gefüllt war.

Tab. 6.3: Eigenverbrauchsanteile mit und ohne Heizstab

Quelle: Eigene Berechnungen. Durchschnittliche Werte für einen durchschnittlichen 3-Personen-Haushalt mit PV-Anlage in Südausrichtung mit einer Leistung von 3 kW_p und einem elektrischen Heizstab mit einer Leistung von 3 kW

	Stromverbrauch [kWh]	Strombezug [kWh]	Eigenver- brauchsanteil [%]	Autarkiegrad [%]
Mit Heizstab	5.600 kWh	3.150 kWh	75 %	45 %
Ohne Heizstab	4.060 kWh	3.150 kWh	30 %	25 %

Die Ergebnisse zeigen, dass elektrische Heizstäbe eine niederschwellige Option sind, den Eigenverbrauch durch Sektorkopplung zu steigern. Insbesondere in Bestandsgebäuden mit bestehender Wärmeversorgung kann eine Steigerung des EE-Anteils im Wärmeverbrauch auch ohne komplette Heizungserneuerung erreicht werden. Eine Hürde kann jedoch bestehen, wenn kein Warmwasserspeicher installiert ist, an den der Heizstab gekoppelt werden kann.

6.4 Batteriespeicher am Niederspannungsnetz

PV-Anlagen werden zunehmend mit Batteriespeichern installiert (vgl. Kapitel 5.1.1), um einen höheren Eigenversorgungsgrad zu erreichen und die Erzeugungsspitzen in der Netzeinspeisung zu kappen. Dabei werden die Batteriespeicher meist im Haus direkt mit der PV-Anlage zusammen installiert. Im Sinne der Technischen Anschlussbedingungen (TAB) am Niederspannungsnetz

(BDEW 2011) zählen sie somit als gemeinsame Anlage. Es besteht jedoch auch die Möglichkeit für private Haushalte, den Batteriespeicher direkt an das Niederspannungsnetz anzuschließen, bspw., weil im Haus kein Platz vorhanden ist oder um den Batteriespeicher auch zur Erbringung von Netz- oder Systemdienstleistungen zur Verfügung zu stellen. In diesem Fall muss der Batteriespeicher ebenfalls die TAB erfüllen. Vom Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE) wurden hierzu zusätzliche Hinweise für den Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz (FNN 2016) erlassen. Derzeit sind die TAB in einer Überarbeitung, die auch die Integration der Hinweise beinhaltet. Der erste Entwurf der Technischen Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung) ist derzeit zur Kommentierung beim VDE verfügbar.

Zunächst werden einige Vorteile für das Gesamtsystem durch den direkten Anschluss des Batteriespeichers an das Niederspannungsnetz ersichtlich. So kann der Batteriespeicher in diesem Fall zusätzlich zum Primärnutzen des eigenen Lastausgleichs und der Eigenversorgung auch für die Sicherstellung der Netzqualität genutzt werden, für die Spannungshaltung oder für die Frequenzhaltung. Dabei ist in diesem Fall auch eine Ansteuerung durch den Netzbetreiber denkbar bzw. möglich.

Neben diesen positiven Effekten ist eine Anbindung des Batteriespeichers direkt an das Niederspannungsnetz für Prosumer jedoch auch mit einigen Schwierigkeiten bzw. zusätzlichen Auflagen verbunden. So müssen in diesem Fall getrennt von der PV-Anlage Informationen zur Fahrweise der Batterie an den Netzbetreiber übermittelt werden. Gleichzeitig kann dies auch zusätzliche Mess- und Zählereinrichtungen erfordern, die zusätzliche Kosten bei den Haushalten verursachen. Auch wirtschaftlich kann dieser Anschluss des Batteriespeichers für den Prosumer Konsequenzen haben, da hierdurch bspw. nicht mehr gewährleistet werden kann, dass nur Strom aus erneuerbaren Energien eingespeichert wird. Dementsprechend werden Vergütungen, Vergünstigungen oder ein Verkauf als EE-Strom in der Direktvermarktung schwierig oder unmöglich.

Insgesamt folgt daher die Einschätzung, dass ein Anschluss an das Niederspannungsnetz mit einem Fremdzugriff durch den Netzbetreiber bei den derzeitigen Rahmenbedingungen beim Prosumer zusätzliche Zählereinrichtungen und die Erfüllung von Nachweispflichten erfordert, die die Wirtschaftlichkeit in Frage stellen. Bei einem erhöhten Anteil an erneuerbaren Energien im Niederspannungsnetz kann ein Zugriff durch den Netzbetreiber jedoch sinnvoll sein. Daher ist zu erwarten, dass sich der regulatorische Rahmen in diesem Bereich anpassen wird. Jedoch ist die Bedeutung dieser Anschlussart bis 2030 als eher gering einzuschätzen.

7 Rechtliche Rahmenbedingungen

7.1 Eigenverbrauch

Der Eigenverbrauch ist aus EEG-Anlagen möglich oder aus KWK-Anlagen, die zur Strom- und Wärmeversorgung betrieben werden. Für Privatpersonen, die in dieser Studie betrachtet werden, sind es bei den EEG-Anlagen vor allem PV-Anlagen, die dafür in Frage kommen. Bei größeren Windkraftanlagen und Kleinwindanlagen, Bioenergieanlagen und Wasserkraftanlagen sind nur in Ausnahmefällen Bedingungen anzutreffen, die eine Eigenverbrauchsnutzung für Privatpersonen möglich machen.

BHKW eignen sich ebenso für den Eigenverbrauch und erzeugen zusätzlich Wärme. Es sind bereits verschiedene Modelle am Markt verfügbar, die als Antrieb Verbrennungsmotoren, aber auch Gasturbinen, Stirlingmotoren oder Brennstoffzellen verwenden. Auch der kombinierte Betrieb von BHKW und PV-Anlage ist möglich und konnte anhand einiger Praxisbeispiele erfolgreich demonstriert werden (Wolkowicz 2015). In diese Haustechnik sind zumeist auch Stromspeicher integriert.

7.1.1 Historie des Eigenverbrauchs nach EEG

Der Eigenverbrauch war bis zum 31.12.2008 nach dem EEG nicht vorgesehen, so dass bis dahin Betreiber den gesamten Strom eingespeist haben. Der unvergütete Eigenverbrauch war in dem Zeitraum noch nicht lukrativ. Ab dem 01.01.2009 wurde es erstmals für PV-Strom aus Anlagen mit einer Leistung bis zu 30 kW möglich, die Einspeisevergütung nicht nur dann zu erhalten, wenn der erzeugte Strom ins öffentliche Netz eingespeist wurde, sondern auch für den Fall, dass dieser selbst (oder in definierten Fällen von Dritten) verbraucht wurde. Diese so genannte Eigenverbrauchsvergütung wurde im Zeitraum vom 01.01.2009 bis zum 31.3.2012 nach § 33 Absatz 2 EEG 2009 gewährt.

Mit der Neuregelung der Einspeisevergütung zum 01.04.2012 veränderten sich die Rahmenbedingungen grundlegend. Die bis dahin gewährte zusätzliche Vergütung für selbst verbrauchten PV-Strom wurde abgeschafft. Dies war durch die in dem Zeitraum eingetretene *Netzparität* oder *grid parity* begründet. Seit diesem Zeitpunkt liegen für Haushaltskundinnen und -kunden die Stromgestehungskosten von PV-Strom unterhalb des Arbeitspreises für Strom. Außerdem entfiel nach § 37 Abs. 3 EEG 2012 für den eigenverbrauchten Strom die Verpflichtung zur Zahlung der EEG-Umlage, sofern der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet oder er im räumlichen Zusammenhang zu der Stromerzeugungsanlage verbraucht wurde. Die Abb. 7.1 zeigt die Entwicklung der Stromgestehungskosten seit 2010 (grün) sowie die Entwicklung des Arbeitspreises für Haushaltskundinnen und -kunden (grau). Der Schnittpunkt im Jahr 2011 ist der Zustand der Netzparität. Zusätzlich ist noch die Einspeisevergütung dargestellt (blau).

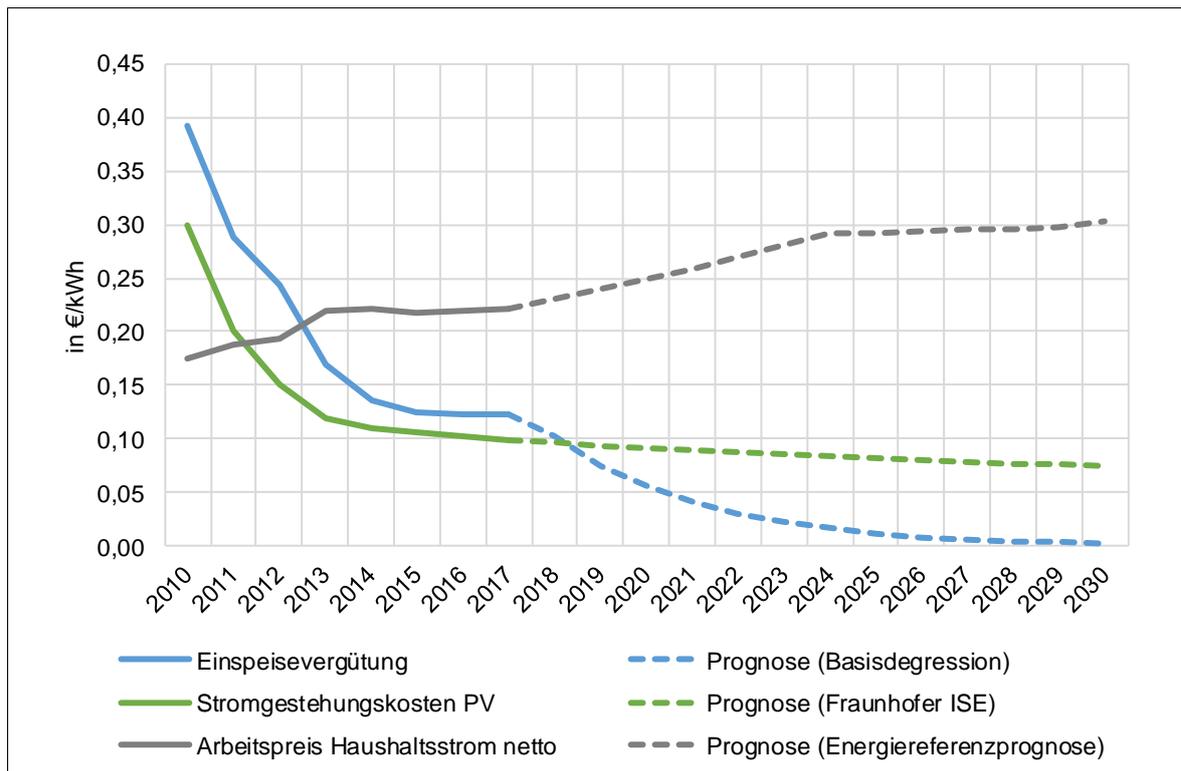


Abb. 7.1: Netzparität zu Haushaltsstrompreisen

Quelle: Stromgestehungskosten PV (Fraunhofer ISE 2013); Arbeitspreis Haushaltsstrom bis 2017 (BDEW 2017); Prognose Strompreise (Schlesinger et al. 2014)

Damit war es auch ohne zusätzliche Vergütung über das EEG lukrativer, den PV-Strom selbst zu verbrauchen, anstatt ihn einzuspeisen. Betreiber von größeren Anlagen mit einer Leistung von mehr als 10 kW_p mussten ab diesem Zeitpunkt sogar 10 % des erzeugten Stroms selbst verbrauchen oder anderweitig vermarkten (oder auf jegliche Einnahmen verzichten). Seitdem sind die Einspeisevergütungen weiter sukzessive gekürzt worden, so dass der Eigenverbrauch deutlich lukrativer wurde und damit einen großen Einfluss auf die Rendite einer PV-Anlage hat. Dies führte dazu, dass Betreiber motiviert wurden, eine möglichst hohe Eigenverbrauchsquote zu erzielen, die bspw. durch Lastverschiebung zeitvariabler Stromverbraucher (Waschmaschine, Spülmaschine etc.) gesteigert werden kann. Diese Rahmenbedingung hat aber auch dazu geführt, dass kleinere Anlage installiert wurden, weil damit eine größere Eigenverbrauchsquote erzielt werden kann, dadurch aber Flächenpotenziale oftmals nicht mehr ausgeschöpft werden.

Eine grundsätzliche Neuerung wurde mit dem EEG 2014 eingeführt, das die Entrichtung **einer anteiligen EEG-Umlage** für Betreiber größerer neu errichteter PV-Anlagen über 10 kW_p auf den selbst verbrauchten PV-Strom ab September 2014 vorsieht. Die verminderte EEG-Umlage betrug im Jahr 2014 und 2015 30 % der EEG-Umlage, ab 2016 35 % und ab 2017 40 % der EEG-Umlage. Betreiber kleinerer PV-Anlagen bis 10 kW mit einem Eigenverbrauch von höchstens 10 MWh sind von der Umlage nicht betroffen (Jung 2014). Im Vorblatt des Gesetzentwurfs des EEG 2014 wird dieser Schritt mit der Ungleichbehandlung zwischen Eigenversorgern und Stromkunden sowie mit dem steigenden Trend zur Eigenversorgung in bestimmten Bereichen, der vor allem durch deren Freistellung von den steigenden Umlagen und Netzentgelten angereizt wird, begründet. Gleichzeitig erhöhe sich die Finanzierungslast bei den übrigen Verbrauchern, was als nicht verursachergerecht eingestuft wird.

Zudem profitieren Eigenversorger, die sich mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgen, von der Lernkurve, die die dafür eingesetzten Technologien in den letzten Jahren dank der Förderung durch das EEG durchlaufen konnten. Auch deshalb sei es gerechtfertigt, auch sie an der Finanzierung der Förderkosten zu beteiligen, soweit sie selbst die Förderung durch das EEG in Anspruch nehmen.

7.1.2 Rahmenbedingungen für den Eigenverbrauch nach EEG

Die Fördersätze für Strom, der aus Prosumer-Anlagen eingespeist wird, veröffentlicht die Bundesnetzagentur jedes Quartal. In Tab. 7.1 sind die Vergütungssätze bei fester Einspeisevergütung nach EEG 2017 bis Juli 2017 dargestellt.

Tab. 7.1: Vergütungssätze bei fester Einspeisevergütung nach EEG 2017

Quelle: (BNetzA 2017b)

Inbetriebnahme	Wohngebäude, Lärmschutzwände und Gebäude nach § 48 Absatz 3 EEG			Sonstige Anlagen bis 100 kW _p
	bis 10 kW _p	bis 40 kW _p	bis 100 kW _p	
in ct/kWh				
ab 01.01.2017 *	12,30	11,96	10,69	8,51
ab 01.02.2017 **	12,30	11,96	10,69	8,51
ab 01.03.2017 **	12,30	11,96	10,69	8,51
ab 01.04.2017 **	12,30	11,96	10,69	8,51
ab 01.05.2017 *	12,27	11,93	10,66	8,49
ab 01.06.2017 **	12,24	11,90	10,63	8,47
ab 01.07.2017 **	12,20	11,87	10,61	8,44

*) Anzulegende Werte nach § 48 EEG 2017 abzüglich von 0,4 ct/kWh nach § 53 Abs. 2 EEG 2017
 **) Degressionsberechnung nach § 49 EEG 2017 (anzulegender Wert - 0,4 ct § 53 EEG 2017)

Nach EEG 2017 § 21 müssen Anlagenbetreiber, die die Einspeisevergütung in Anspruch nehmen, 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 und dürfen mit dieser Anlage nicht am Regelenergiemarkt teilnehmen. Damit sind Geschäftsmodelle, die auf einem Verkauf des Stroms an Dritte in nicht unmittelbarer Nähe beruhen, unter diesen Rahmenbedingungen ausgeschlossen.

Die EEG-Umlage ist für Anlagen kleiner 10 kW für eine Menge von maximal 10 MWh pro Jahr nach EEG 2017 § 61a nicht fällig. Es wird auch keine EEG-Umlage fällig, wenn die Stromerzeugungsanlage des Eigenversorgers weder unmittelbar noch mittelbar an ein Netz angeschlossen ist oder wenn sich der Eigenversorger selbst vollständig mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgt und für den Strom aus seiner Anlage, den er nicht selbst verbraucht, keine Zahlung in Anspruch nimmt. Für Anlagen größer 10 kW sind nach EEG 2017 § 61b bei Eigenversorgungen 40 % der EEG-Umlage zu zahlen.

Anlagenbetreiber und Betreiber von KWK-Anlagen müssen nach § 9 EEG 2017 ihre Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von mehr als 100 kW mit technischen Einrichtungen ausstatten, mit denen der Netzbetreiber jederzeit

1. die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann und
2. die Ist-Einspeisung abrufen kann.

Betreiber von Solaranlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 30 kW_p und höchstens 100 kW müssen eine der beiden Pflichten erfüllen.

Betreiber von Solaranlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 30 kW_p müssen entweder eine der beiden Pflichten erfüllen oder am Verknüpfungspunkt ihrer Anlage mit dem Netz die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 70 % Prozent der installierten Leistung begrenzen.

Für Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber kann der vergütete Eigenverbrauch nach § 33 Abs. 2 EEG 2009 bzw. § 33 Abs. 2 EEG 2012 in der bis zum 31.03.2012 geltenden Fassung und Volleinspeisung jahres-, monats-, tages-, stunden- und viertelstundenweise wechseln. Die Zeiträume des Eigenverbrauchs sind dem Netzbetreiber jedoch vorher anzuzeigen. Zwischen Anlagen- und Netzbetreiber ist hierfür eine angemessene Frist festzulegen. Diese Frist muss gewährleisten, dass die Information über die Zeiträume des Eigenverbrauchs dem Übertragungsnetzbetreiber spätestens im Zeitpunkt der Vortagesprognose nach § 1 Abs. 1 AusglMechAV, d. h. zwei Tage vor dem Tag der Erzeugung des Stroms, vorliegt. Dies gilt vorbehaltlich anderweitiger Vorgaben der Bundesnetzagentur.

Der Eigenverbrauch von Strom aus eigener Anlage ist derzeit nach § 27a EEG 2017 mit Anlagen, die über das EEG vergütet werden, nur möglich, sofern deren anzulegender Wert nicht durch Ausschreibungen ermittelt worden ist, d. h., wenn sie eine Einspeisevergütung erhalten. Dies trifft für alle PV-Anlagen bis 750 kW zu. Auch wenn durch diese Regelung Privatpersonen nicht betroffen sind, so hat diese Einschränkung doch Auswirkungen auf den Eigenverbrauch im Gewerbe oder der Industrie, der damit für Anlagen größer 750 kW unterbunden wurde.

7.1.3 Historie der Förderung von KWK-Anlagen

Mit der Öffnung des deutschen Strommarkts für den Wettbewerb und der damit einhergehenden Senkung der Großhandelsstrompreise geriet der wirtschaftliche Betrieb von KWK-Anlagen in Gefahr. Der KWK-Prozess und seine effizienztechnischen und damit umweltverträglichen Vorteile gegenüber der getrennten Strom- und Wärmeproduktion waren jedoch Ausgangspunkt für Bemühungen zur Förderung der KWK. Zum 13.05.2000 trat daher ein erstes Gesetz in Kraft, das „Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung“. § 1 dieses als **KWK-Vorschaltgesetz** bezeichneten Gesetzes benennt den „Schutz der Kraft-Wärme-Kopplung in der allgemeinen Versorgung im Interesse von Energieeinsparung und Klimaschutz“ als Zweck für die Einführung des ersten KWKG (BMU 2000; KWKG 2000). Das Gesetz war zeitlich auf spätestens den 31. Dezember 2004 begrenzt, sofern bis dahin keine längerfristige Sicherung der KWK gefunden werden konnte.

Schon bald wurde bemängelt, dass das KWK-Vorschaltgesetz aus dem Jahr 2000 lediglich bestehende Anlagen fördere, die Notwendigkeit eines weiteren Ausbaus von KWK-Anlagen jedoch außer Acht lasse. In § 7 (2) wurde ein neues **KWK-Ausbaugesetz** ohne genauen Termin angekün-

dig. Weitere Mängel, wie eine fehlende exakte Definition von Kraft-Wärme-Kopplung oder unzureichende technische Spezifikationen, führten im Folgenden zur Ausarbeitung des am 1. April 2002 in Kraft getretenen „Gesetzes für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung“ (KWKG 2002; Gailfuß 2013a). Schon im Namen des neuen KWKG-Gesetzes zeigte sich mit dem Einbezug eines KWKG-Ausbaus die Neuausrichtung der Förderung. Außerdem wurde nun neben der ausschließlichen Begünstigung von Anlagen bis 2 MW_{el}, auch die Markteinführung von Brennstoffzellen in das KWKG eingeschlossen (§ 1 (2) KWKG 2002). Um doppelte Vergütungen zu vermeiden, wurde Strom aus KWKG-Anlagen unter Nutzung regenerativer Brennstoffe, welcher bereits nach dem EEG vergütet wird, aus dem KWKG-Gesetz ausgeschlossen (§ 2 KWKG 2002). Sogenannte zuschlagsberechtigte Anlagen erhalten nach § 4 KWKG 2002 eine aus zwei Komponenten bestehende Vergütung nach dem folgenden Schema: neben einer vorgeschriebenen Zuschlagszahlung erhalten KWKG-Anlagenbetreiberinnen und KWKG-Anlagenbetreiber entweder eine mit dem zuständigen Netzbetreiber vereinbarte Einspeisevergütung oder den als „üblich“ bezeichneten (Börsen-) Strompreis plus eine Kompensationszahlung für vermiedene Netznutzungsentgelte.

Neue kleine KWKG-Anlagen wurden weiterhin durch eine obere Leistungsgrenze von maximal 2 MW_{el} definiert. Brennstoffzellen und sogenannte Mini-KWKG-Anlagen (bis 50 kW_{el}) erhielten keine degressiven Zuschlagszahlungen, da hier eine verbesserte Marktdurchdringung und in Folge dessen eine erhöhte Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen angestrebt wurde. Nachdem der Inbetriebnahmezeitraum für neue kleine KWKG-Anlagen bis 50 kW_{el} zunächst bis Ende 2005 festgelegt wurde, wurde dieser im Jahr 2004 verlängert. Trotzdem wurde auch darüber hinaus auf ungerechte Vergütungssätze durch die Festlegung der Inbetriebnahmezeiten hingewiesen (KWKG 2002; ASUE 2002; Gailfuß 2013b).

Die **Novelle des KWKG-Gesetzes** zum 01.01.2009 sah eine Ausweitung der Förderung auch auf Anlagen mit einer Leistung größer als 2 MW_{el} vor, sofern sie neu (Dauerbetrieb ab 1.1. 2009) und hocheffizient sind (§ 5 (3) KWKG 2009). Der Nachweis der Hocheffizienz sowohl für diese als auch für weitere neue KWKG-Anlagen kleinerer Leistungsgrößen (ebenfalls Dauerbetrieb ab 1.1. 2009) muss nach § 6 KWKG 2009 vom Anlagenbetreiber erbracht werden. Eine weitere wichtige Erweiterung bestand in der nun gewährten Vergütung selbst verbrauchten Stroms aus der eigenen KWKG-Anlage durch Ausweitung der Vergütung vom eingespeisten auf den insgesamt erzeugten Strom. Während für bestehende und bis zum 31.12.2008 gebaute KWKG-Anlagen die Zuschlagszahlungen nach dem KWKG 2002 gleich bleiben (§ 7 (1 bis 5) KWKG 2009), erhalten Neuanlagen und Brennstoffzellen (Inbetriebnahme ab dem 01.01.2009 bis 31.12.2020) hingegen nach den Absätzen 6 bis 8 des § 7 KWKG 2009 einen festen, nicht-degressiven Zuschlag, wobei für Anlagen größer als 50 kW die Dauer dieser Zahlungen von den Vollbenutzungsstunden abhängig ist (KWKG 2009; ASUE 2009).

Allgemein wurde weiterhin in der novellierten Fassung des KWKG das Ziel einer zu einem Anteil von 25 % aus KWKG-Strom bestehenden Stromversorgung festgesetzt. Außerdem wurden der Wärmenetzausbau und -neubau als förderfähig definiert. Schließlich schrieb § 12 KWKG 2009 die Erstellung eines Zwischenberichts zur Entwicklung, vor allem hinsichtlich der Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele, vor (KWKG 2009; ASUE 2009).

Dieser Zwischenbericht wurde am 24.11.2011 vom BMWi und BMU gemeinsam vorgelegt. Im Voraus wurde diesbezüglich eine Studie durch die Prognos AG und die Berliner Energieagentur angefertigt. Die Autoren kamen zu den Ergebnissen, dass im Zeitraum von 2002 bis 2010 der Anteil der KWKG an der Nettostromerzeugung von 13,9 % auf 15,4 % gestiegen war und bei gleichbleibender

Förderung dieser Anteil bis 2020 nur auf 20 % steigen wird, das gesetzte Ziel von 25 % also verfehlt werden könnte (Wünsch et al. 2011). Infolge dessen trat am 19.07.2012 eine **weitere KWK-Novellierung** in Kraft, um die Förderung nochmals zu verbessern und das 25 %-Ziel zu erreichen. Während die grundsätzliche Fördersystematik gleich blieb, änderten sich die folgenden Punkte (KWKG 2012):

Neben der Definition von KWK in § 3 KWKG 2012 wurden nun zusätzlich Anlagen zur Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (KWKK) in das Gesetz mit einbezogen. Außerdem waren von nun an Wärme- und Kältespeicher zuschlagsberechtigt, deren Bau ab dem 19.07.2012 begonnen wird und welche spätestens zum 31.12.2020 in Betrieb genommen wurden bzw. werden. Weiterhin muss diesbezüglich die hier verwendete Wärme überwiegend aus einer KWK-Anlage kommen, bestimmte Grenzwerte für den Wärmeverlust müssen eingehalten werden und die Speicher müssen mit entsprechender IKT zur Kommunikation mit dem Strommarkt ausgerüstet sein (§ 5b KWKG 2012). Auch die Zuschläge für KWK-Anlagen ab Inbetriebnahme zum 19.07.2012 wurden jeweils um 0,3 ct/kWh erhöht, zusätzlich wurde eine neue Leistungsgröße von 50 bis 250 kW_{el} eingeführt. Zuschlagsberechtigt sind dabei nur Anlagen, welche hocheffizient im Sinne von § 3 (11) KWKG 2012 sind. Neu ist neben der Anhebung der Zahlungen auch die eingeführte Option zur pauschalisierten Vorabzahlung der Zuschläge für KWK-Anlagen bis 2 kW_{el} und für Brennstoffzellen. Außerdem werden nun die Zuschlagszahlungen für Anlagen der Kategorien modernisierte oder nachgerüstete KWK-Anlagen in Abhängigkeit der Modernisierungs- bzw. Nachrüst-kosten gestellt (KWKG 2012; ASUE 2012).

Die neueste **Novellierung des KWKG** trat zum 01.01.2016 in Kraft, zum 01.01.2017 wurde hierzu ein Änderungsgesetz verabschiedet. Hierbei wurde bei den Zuschlägen für KWK-Anlagen erstmal zwischen Strom, der ins öffentliche Netz eingespeist wird, und Strom, der selbst verbraucht wird, unterschieden. Insbesondere wird der selbstverbrauchte Strom nach § 6 Abs. 3 nur noch vergütet, wenn die Anlage nicht größer ist als 100 kW_{el}, die Anlage sich in einem geschlossenen Verteilnetz befindet und die volle EEG-Umlage gezahlt wird oder der Betreiber ein Unternehmen ist, das auch nach EEG entlastet wird. Zusätzlich gelten noch einige Bonusregelungen bei Tätigkeit im Emissionshandel oder Ersatz von Kohle-KWK-Anlagen. Mit dem KWKG 2016 nahm der Gesetzgeber vom 25 %-Ziel Abschied. Es folgten nun Mengenvorgaben: 110 TWh sollen bis 2020 und 120 TWh bis 2025 erreicht werden.

7.1.4 Rahmenbedingungen für den Eigenverbrauch aus KWK-Anlagen

Mit dem aktuellen KWKG basiert die Bewertung von Strom aus KWK-Anlagen auf drei Komponenten. Der Vergütung mittels des KWK-Zuschlags durch das KWKG, dem „üblichen Preis“ für den Strom und der Vergütung der vermiedenen Netzkosten. Dabei greifen bei eingespeistem Strom alle drei Komponenten, während beim selbstverbrauchten Strom nur der KWK-Zuschlag gezahlt wird. Die aktuellen Vergütungssätze des KWK-Stroms durch das KWKG sind in Tab. 7.2 dargestellt. Anlagen mit einer elektrischen Leistung kleiner als 2 kW können sich auch den Betrag für die vollen 60.000 Vollbenutzungsstunden pauschal vorab auszahlen lassen.

Tab. 7.2: Vergütungssätze für Strom aus KWK-Anlagen nach KWKG 2017

Quelle: (KWKG 2017)

Leistungsklasse	Zuschlag für eingespeisten KWK-Strom	Zuschlag für selbstverbrauchten KWK-Strom	Dauer der Zahlungen in Vollbenutzungsstunden
Bis zu 50 kW _{el}	8 ct/kWh	4 ct/kWh	60.000
50 bis 100 kW _{el}	6 ct/kWh	3 ct/kWh	30.000
100 bis 250 kW _{el}	5 ct/kWh	0 ct/kWh	
250 bis 2.000 kW _{el}	4,4 ct/kWh		
Über 2.000 kW _{el}	3,1 ct/kWh		

Der „übliche Preis“, der für den eingespeisten Strom gezahlt wird, wird durch den durchschnittlichen Preis des Baseload-Stroms an der Strombörse EEX im jeweils vorangegangenen Quartal festgelegt. In den vergangenen fünf Jahren lag dieser zwischen 3 und 5,5 ct/kWh. Daneben werden gemäß der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) auch die vermiedenen vorgelagerten Netzkosten vergütet. Diese variieren je nach Netzgebiet um die 0,5 ct/kWh.

In der Gesamtrechnung werden einem KWK-Betreiber für eine KWK-Anlage mit einer Leistung kleiner als 10 kW_{el} somit für den eingespeisten Strom ca. 12,5 ct/kWh (bei vermiedenen Netzkosten von 0,5 ct/kWh und einem „üblichen Preis“ von 4 ct/kWh) gutgeschrieben. Bei selbstverbrauchtem Strom sind es dagegen nur 4 ct/kWh. Bei eingesparten Stromkosten von derzeit 29,16 ct/kWh (BDEW 2017) ergibt sich hier jedoch ein Vorteil von 33,16 ct/kWh, und der Eigenverbrauch ist bei kleinen KWK-Anlagen damit deutlich attraktiver als die Einspeisung ins öffentliche Netz.

Auch beim Eigenverbrauch aus KWK-Anlagen wird eine anteilige EEG-Umlage auf den selbstverbrauchten Strom fällig (§ 61a EEG). Ein jährlicher Eigenverbrauch bis 10 MWh ist von der Umlage befreit, wenn die elektrische Leistung 10 kW_{el} nicht übersteigt. Bei größeren Anlagen wird schon die erste Kilowattstunde mit der Umlage belastet, bei kleineren erst die 10.001 kWh. Nach § 61b des EEG wird diese auf 40 % der EEG-Umlage reduziert, wenn es sich um hocheffiziente KWK-Anlagen handelt. Es ist davon auszugehen, dass insbesondere neu installierte KWK-Anlagen diese Auflage erfüllen. Wie auch bei den PV-Anlagen fallen EZFH meist unter die Bagatellgrenze, bei Mieterstrommodellen kann die anteilige EEG-Umlage in Zukunft jedoch schon die Wirtschaftlichkeit gefährden.

7.1.5 Rahmenbedingungen für Speicher

Die Installation von Speichern wird durch das **KfW-Programm Erneuerbare Energien „Speicher“** gefördert, in dem für stationäre Batteriespeichersysteme in Verbindung mit einer PV-Anlage, die an das elektrische Netz angeschlossen ist, zinsgünstige Darlehen der KfW und Tilgungszuschüsse, die vom BMWi finanziert werden, gewährt werden. Die genauen Förderkonditionen sind in dem Merkblatt „Erneuerbare Energien“ zusammengestellt (KfW 2017).

Grundsätzlich werden nur Speicher für **PV-Anlagen bis 30 kWp** gefördert. Es können aber sowohl Speicher für eine neuerrichtete PV-Anlage als auch Speicher, die nachträglich zu einer nach dem 31.12.2012 in Betrieb genommenen PV-Anlage installiert werden, gefördert werden.

Fördervoraussetzung ist, dass die **maximale Leistungsabgabe** der PV-Anlage am Netzanschlusspunkt 50 % der installierten Leistung der Photovoltaikanlage beträgt. Die Verpflichtung zur Leistungsbegrenzung besteht dauerhaft für die gesamte Lebensdauer der PV-Anlage, mindestens aber 20 Jahre, und erstreckt sich damit auch auf einen eventuellen Weiterbetrieb der Photovoltaikanlage nach Außerbetriebnahme des Speichersystems. Damit soll eine bessere Integration von kleinen bis mittelgroßen PV-Anlagen in das Stromnetz erreicht werden.

Die Wechselrichter der im Rahmen dieser Richtlinien geförderten Systeme verfügen:

1. über eine geeignete elektronische und offen gelegte Schnittstelle zur Fernparametrierung, durch die eine Neueinstellung der Kennlinien für die Wirk- und Blindleistung in Abhängigkeit von den Netzparametern Spannung und Frequenz bei Bedarf möglich ist.
2. über eine geeignete und offen gelegte Schnittstelle zur Fernsteuerung. Ein Eingriff in das System des Anlagenbetreibers über diese Schnittstellen bedarf grundsätzlich seiner Zustimmung.

Diese Voraussetzungen sollen der besseren Integration von kleinen bis mittelgroßen Photovoltaikanlagen in das Stromnetz dienen. Außerdem muss für die Batterien des Batteriespeichersystems eine **Zeitwertersatzgarantie** für einen Zeitraum von 10 Jahren vorliegen.

Theoretisch ist nach EEG für eine eingespeicherte Kilowattstunde auch die **EEG-Umlage** für den Letztverbrauch oder Eigenverbrauch fällig, da das EEG eingespeicherten Strom als Verbrauch und ausgespeicherten Strom als Erzeugung bewertet. Mit dem § 61k im EEG wurde hier jedoch Abhilfe geschaffen. Danach entfällt nach Abs. 1 unabhängig von der Größe auf Speicherverluste keine EEG-Umlage und die EEG-Umlage muss nicht erneut gezahlt werden, wenn diese bereits bei der Einspeicherung entrichtet wurde. Allerdings hat der Betreiber des Speichers nach Abs. 1b für entsprechende Messeinrichtungen zu sorgen und die dazugehörigen Mitteilungspflichten zu erfüllen.

Das Land NRW hat die **Förderlücke** für stationäre Batteriespeicher in Verbindung mit einer PV-Anlage größer 30 kWp geschlossen (es werden gleichwohl auch Speicher für Anlagen bis 30 kW_p gefördert). Die Förderkonditionen orientieren sich an der Kondition des KfW-Programms „Speicher“. Es können jedoch nur Speicher für Neuanlagen gefördert werden. Weiterhin werden die Ausgaben für entsprechende Mess- und Steuerungseinrichtungen sowie Informations- und Kommunikationsmaßnahmen zum Betreiben des geförderten Stromspeichers gefördert.

Fördervoraussetzung ist, dass die Leistungsabgabe der Photovoltaikanlage am Netzanschlusspunkt für die Lebensdauer des Photovoltaiksystems für 15-Minuten-Werte bei Standard-Testbedingungen auf 50 % der installierten Leistung der PV-Anlage reduziert wird. Diese Verpflichtung bleibt auch nach Außerbetriebnahme des Speichersystems bestehen. Es werden 50 % der Ausgaben bezuschusst, wobei die Obergrenze der Förderung pro Speicher bei 75.000 Euro liegt. Außerdem muss für die Batteriespeicher eine Zeitwertersatzgarantie des Herstellers für zehn Jahre vorliegen (EnBauSa 2016). Diese Fördervoraussetzungen orientieren sich an den Vorgaben des KfW-Förderprogramms.

7.2 Mieterstrom

Der Begriff Mieterstrommodell wird in § 95 Nr. 2 EEG 2017 verwendet und bezeichnet (PV-)Anlagen, die auf, an oder in einem Wohngebäude installiert sind und deren Strom zur Nutzung innerhalb des Gebäudes, auf, an oder in dem die Anlagen installiert sind, an einen Dritten geliefert wird; dabei kann zwischen verschiedenen Anlagengrößen oder Nutzergruppen unterschieden werden.

Das EEG 2017 macht bezüglich der Technologieauswahl eine Einschränkung auf PV-Anlagen, es eignen sich grundsätzlich auch andere Technologien wie KWK-Anlagen, die nicht Fördergegenstand des EEG sind, aber nach dem KWKG eine Vergütung erhalten. Auch eine Kombination aus bspw. PV- und KWK-Anlagen ist möglich. PV- und KWK-Anlagen sowie die Kombination dieser beiden sind derzeit die am weitesten verbreiteten Technologien für Mieterstrommodelle.

Diese Ausgestaltung von Mieterstrommodellen ist durch den derzeitigen gesetzlichen Rahmen vorgegeben. Grundsätzlich ist auch eine weiter gefasste Definition von Mieterstrommodellen denkbar, bei denen die Anlagen und die Verbraucherinnen und Verbraucher nicht in einem Gebäude lokalisiert sind. Diese sind unter den derzeitigen gültigen Rahmenbedingungen nicht umsetzbar.

In der Vergangenheit wurden bereits Mieterstrommodelle realisiert, bspw. das von der Heidelberger Energiegenossenschaft umgesetzte Solarprojekt „Neue Heimat“ Nußloch (HEG Heidelberger Energiegenossenschaft eG 2013), jedoch wurde die Umsetzung durch verschiedene Hemmnisse erschwert, die auch dazu geführt haben, dass eine größere Verbreitung bislang noch nicht eingetreten ist. Die größten Hemmnisse wurden in der Studie „Möglichkeiten der Wohnungswirtschaft zum Einstieg in die Erzeugung und Vermarktung elektrischer Energie“ (IWU 2015) identifiziert. Darin wurden auch Handlungsempfehlungen gegeben, wie Mieterstrommodelle stärker verbreitet werden können.

Das BMWi hat in der EEG-Novelle für das EEG 2017 erstmals eine Regelung aufgenommen, die die Bundesregierung ermächtigt, zur Förderung von Mieterstrommodellen zu regeln, dass Betreiberinnen und Betreiber von Solaranlagen eine verringerte EEG-Umlage für Strom aus ihrer Solaranlage zahlen müssen. Es wurde in Betracht gezogen, die EEG-Umlage für Mieterstrom dem Eigenverbrauch gleichzustellen, also eine Befreiung für Mieterstrom-Anlagen bis 10 kW_p und für größere Anlagen die Verpflichtung zur Zahlung von 40 % der EEG-Umlage.

Mittlerweile liegt ein *Gesetzentwurf zur Förderung von Mieterstrom* vor, mit dem der Ausbau der Solarenergie auf Wohngebäuden vorangetrieben werden soll, indem Mieterstrom aus PV-Anlagen eine Förderung nach dem EEG 2017 erhält, statt der angedachten (teilweisen) Befreiung der EEG-Umlage. Solarstrom wird dazu künftig auch dann gefördert, wenn er ohne Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung direkt an Letztverbraucher in dem Wohngebäude mit der Solaranlage geliefert und von der Mieterin bzw. dem Mieter verbraucht wird. Voraussetzung ist, dass mindestens 40 % der Fläche dieses Gebäudes dem Wohnen dient.

Der sogenannte Mieterstromzuschlag wird dabei nach § 21 des Entwurfs für PV-Anlagen mit einer installierten Leistung gewährt, die insgesamt unter 100 kW_p liegt, und für Gebäude bei denen mindestens 40 % der Fläche dem Wohnen dient. Der Mieterstromzuschlag ist nach § 23b des Entwurfs an die EEG-Vergütung gekoppelt und liegt jeweils 8,5 ct/kWh unter der EEG-Vergütung in der jeweiligen Leistungsklasse (siehe dazu die Einspeisevergütungen in Tab. 7.1 in Kapitel 7.1.2). Das bedeutet für das Jahr 2017, in dem die EEG-Umlage 6,88 ct/kWh für nicht-privilegierte Letzt-

verbraucher beträgt (Netztransparenz 2016), für einer Anlage größer 10 kW_p einen Mieterstromzuschlag zwischen unter der Annahme der im Juni gültigen Einspeisevergütungen zwischen 2,13 und 3,4 ct/kWh. Damit ist der Anreiz durch den Mieterstromzuschlag deutlich geringer als er durch die teilweise Befreiung der EEG-Umlage wäre. Zudem werden Mieterstromprojekte im Vergleich zum Eigenverbrauch zukünftig noch weiter schlechter gestellt, denn die EEG-Umlage wird voraussichtlich zukünftig weiter steigen, während der an die EEG-Vergütung gekoppelte Mieterstromzuschlag zukünftig weiter sinken wird.

Im geplanten Gesetz wurde in § 23b auch eine Deckelung für den jährlichen Mieterstromzuschlag bei 500 MW_p installierter Leistung eingeführt. Dabei sieht der Entwurf auch eine Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes vor, dass in § 42a Mieterstromverträge regeln soll. Wesentliche Punkte sind dabei, dass der Mieterstromvertrag unabhängig vom Mietvertrag geschlossen werden muss, eine Versorgung mit Strom auch außerhalb des Mieterstroms gesichert sein muss und dass der Preis für den Strom maximal 90 % des Grundversorgertarifs im entsprechenden Netzgebiet betragen darf.

Das **Land NRW** hat schon vor dem Entwurf des Gesetzes zur Förderung von Mieterstrom eine zusätzliche Förderung zur Realisierung von **Mieterstrommodellen** eingeführt (MKULNV NRW 2017). Ziel dieses Programms ist es insbesondere, zusätzliche Kosten, die neben der PV-Anlage selbst anfallen, etwa für automatisierte Steuer-, Mess-, Kontroll- und Abrechnungssysteme, zu fördern. Außerdem ist die Kombination von PV-Mieterstrommodellen mit hocheffizienter KWK-Technologie möglich. Zuwendungsfähig sind Ausgaben für den Erwerb und die Installation von geeigneten Zählern zur Bilanzierung des Stromverbrauchs von mit Mieterstrom belieferten Mieterinnen und Mietern (Summenzählermodell). Die Unterverteilung mit Smart-Meter-Technik kann nur gefördert werden, sofern der Einsatz dieser Technik nicht aufgrund gesetzlicher Vorschriften notwendig ist. Weiterhin zuwendungsfähig sind Ausgaben für den Erwerb und die Einrichtung eines Abrechnungssystems (Hard- und Software) zur automatisierten und energierechtskonformen Rechnungserstellung.

Voraussetzung für die Zuwendung ist, dass die Zuwendungsempfängerin oder der Zuwendungsempfänger gewährleistet, dass der günstigste Tarif des örtlichen Grundversorgers im Mieterstrom-Arbeitspreis zum Zeitpunkt der Umsetzung des Vorhabens um mindestens 1,5 ct/kWh (brutto) unterschritten wird und der Mieterstrom-Grundpreis höchstens dem Stromgrundpreis des genannten Tarifs entspricht und die Preise des den Mieterinnen und Mietern angebotenen Mieterstromtarifs für eine Lieferdauer von zwei Jahren nicht geändert werden (MKULNV NRW 2017). Voraussichtlich wird diese Förderung mit dem letzten Antragsdatum für das *Förderprogramm regenerative Energien - progres.nrw* am 1.12.2017 auslaufen.

7.3 PV-Kleinstanlagen/Guerilla-Photovoltaik

In europäischen Ländern wie der Schweiz oder den Niederlanden ist der Betrieb von PV-Kleinstanlagen schon seit mehreren Jahren zulässig und verbreitet. In Deutschland sind die Standards, die für den Betrieb dieser Anlagen gelten sollen, noch nicht endgültig festgelegt. Der Betrieb dieser Anlagen befindet sich daher in einer rechtlichen Grauzone, denn in Deutschland besteht die Pflicht, ausnahmslos alle stromerzeugenden Anlagen, die an das Hausnetz angeschlossen werden, beim Netzbetreiber anzumelden. Den Anschluss per Steckdose lehnen jedoch manche Netzbetreiber mit Hinweis auf die DIN VDE 0100-551, in der die Errichtung von Niederspannungsanlagen geregelt ist, ab. Bezüglich der technischen Standards ist der VDE zuständig, der die gültigen Normen für den Anschluss von Stromerzeugern herausgibt, wie auch für die DIN VDE 0100-551. Die Norm hat auch mittelbar Gesetzescharakter.

Das zuständige Normungsgremium DKE (Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE) hat einen Entwurf für die Norm DIN VDE 0100-551 vorgelegt. Die Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie hat als Reaktion dazu ein Positionspapier veröffentlicht, in dem Punkte für eine einfache, aber auch sichere Inbetriebnahme vorgeschlagen werden (DGS 2016). Ein Arbeitskreis, der sich aus dem zuständigen DKE-Gremium sowie Branchen- und Interessensvertretern gebildet hat, versucht derzeit einen Kompromiss für die technischen Standards zu finden.

Neben den technischen Standards für den Abschluss gibt es weitere Restriktionen, die Mieterinnen und Mieter oder Eigentümerinnen und Eigentümer bei der Installation beachten müssen. Auch die Sicherheit der Montagesysteme ist von großer Bedeutung, denn die Anlage ist an der Balkonbrüstung eine so genannte Überkopfverglasung, die nach den Technischen Regeln für die Verwendung von linienförmig gelagerten Verglasungen (TLRV) baurechtlich besonderen Anforderungen entsprechen muss (DIBt 2006). Bei Mieterinnen und Mietern als Betreiberinnen und Betreibern einer PV-Kleinanlage muss zudem die Vermieterin bzw. der Vermieter zustimmen. Bei Eigentümerinnen und Eigentümern einer Eigentumswohnung in einer Eigentümergemeinschaft sollte die Gebrauchsregelung im WEG (Gesetz über das Wohnungseigentum und das Dauerwohnrecht (Wohnungseigentumsgesetz)), insbesondere § 15, vereinbart werden.

8 Chancen der Digitalisierung des Energiesystems und der Energiewirtschaft

Die fluktuierende Einspeisung erneuerbarer Energien inklusive der Einspeisung der dezentralen Anlagen in das Verteilnetz erfordern vielfältige Flexibilität zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage sowie eine stabile Netzführung, welche den zunehmenden Einsatz von IKT im Energiesystem erforderlich machen. Hier übernehmen Prosumer eine wichtige Rolle, denn sie können durch netz- und systemdienliches Verbrauchen und Einspeisen den Netzbetrieb unterstützen. Durch den Einsatz von IKT ist es möglich, durch Signale den Verbrauch und die Einspeisung von Prosumern, aber grundsätzlich auch von anderen Energieproduzentinnen und -produzenten sowie Verbraucherinnen und Verbrauchern, aufeinander abzustimmen. Damit sind für Prosumer Geschäftsmodelle möglich, mit denen durch ökonomische Anreize systemdienliches Verhalten gefördert werden kann.

Technische Voraussetzung dafür ist der Einbau von Smart Metern. Dies sind „intelligente“ Zähler, die digital Daten empfangen und senden und dazu in ein Kommunikationsnetz eingebunden sind. Empfangene Daten sind z. B. Tarifänderungen, gesendete Daten z. B. der Stromverbrauch (Springer Gabler Verlag 2017). Die Bundesregierung hat dazu das *Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende* auf den Weg gebracht und darin vorgesehen, statt eines uneingeschränkten Full-Rollouts zunächst eine Kosten-Nutzen-Analyse durchzuführen und nach Maßgabe ihrer Ergebnisse eine nationale Rolloutstrategie nach technischer und wirtschaftlicher Möglichkeit zu entwickeln und die Verbreitung von Smart Metern sukzessive vorzunehmen (Bundesgesetzblatt 2016). Nach § 29 sind bei Letztendverbrauchern mit einem Jahresverbrauch über 6.000 kWh sowie bei Anlagenbetreibern mit einer installierten Leistung von über 7 kW intelligente Messsysteme einzubauen.

Daneben sind Richtlinien für Datenschutz, Datensicherheit und Interoperabilität auch Gegenstand des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende. Diese wurden im Auftrag des BMWi vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) und weiteren Akteuren erarbeitet.

Smart Meter sollen herkömmliche Messsysteme ersetzen und müssen Stromverbrauch sowie Stromeinspeisung für Zeiträume von 15 Minuten messen und speichern können – da Strompreise und Bilanzen in Deutschland in Perioden von 15 Minuten arbeiten – und diese Daten ggf. an Energiekonzerne, Energieverbraucherinnen und -verbraucher und Prosumer weiterleiten. Somit eröffnet sich die Möglichkeit, den Stromverbrauch in einem Haushalt effizienter zu regulieren. Smart Meter ermöglichen damit die Umsetzung und Abrechnung flexibler Tarife und können Anreize und Möglichkeiten zur Analyse des Stromverbrauchs setzen (Fraunhofer ESK 2011).

8.1 Neue Geschäftsmodelle auf Basis zeitvariabler Tarifsysteme

Die Einführung von Smart Metern und bidirektionaler Mess- und Steuersysteme eröffnet die Möglichkeit, durch individuelles Agieren auf Verbraucherseite Lastspitzen zu vermeiden und Strom vor allem dann zu beziehen, wenn er am günstigsten ist. Mit Hilfe von Lastverschiebungen und Speichersystemen könnten Prosumer elektrische Energie zu Niedrigpreisphasen verbrauchen oder speichern und zu Hochpreisphasen einspeisen (BMW 2014). Die Ausgestaltung der Tarife kann sehr unterschiedlich sein, in (Nabe et al. 2009) wird zwischen den drei Varianten „Zeitvariabler Tarif mit statischen Preisstufen“, „Zeitvariabler Tarif mit Event-Preisstufen (für außergewöhnliche Tage)“ und „Tarif mit dynamischen Preisstufen“ unterschieden. Für das Ziel, das mit zeitvariablen Tarifen erreicht werden soll, nämlich auf die fluktuierende Einspeisung und Netzzustände reagieren zu können, wird die dritte Option am geeignetsten sein.

Das Konzept von **zeitvariablen Tarifsystemen** gibt es in Deutschland schon seit den 1970ern in der Form von Niedertarifstrom während Schwachlastphasen – auch bekannt als „Nachtstrom“. Durch ein Stromüberangebot in der Nacht haben Stromanbieter den Strom zu einem günstigen Tarif angeboten. Bis jetzt war die Nutzung zeitvariabler Tarife durch die herkömmlichen Messsysteme eingeschränkt, doch die Verbreitung von Smart Metern eröffnet neue Möglichkeiten in diesem Bereich (Winkler 2013). Das Angebot zeitlich variabler Tarife ist auch im § 40 Abs. 5 EnWG verankert. Danach haben Stromlieferanten, „soweit technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar, für Letztverbraucher von Elektrizität einen Tarif anzubieten, der einen Anreiz zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt. Tarife im Sinne von Satz 1 sind insbesondere lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife“. Durch das Digitalisierungsgesetz können variable Tarife in Zukunft weiter ausgebaut und angeboten werden.

Für die Netzbetreiber bietet sich die Möglichkeit, Lastmanagement durch **Demand Response** zu erzielen.⁴ Demand Response bezieht sich auf eher kurzfristige Signale, die Lastspitzen ausgleichen sollen. Während Lastspitzen können hohe Einspeisevergütungen zusätzlich zu höheren Strompreisen angeboten werden (Rodriguez-Molina et al. 2014). Dies würde einen starken Anreiz

⁴ Für Demand Response wird hier die Definition nach von Roon und Gobmaier (2011) verwendet: „Demand Response ist eine kurzfristige und planbare Veränderung der Verbraucherlast als Reaktion auf Preissignale im Markt oder auf eine Aktivierung im Rahmen einer vertraglichen Leistungsreserve. Diese Marktpreise oder Leistungsabrufe werden durch ungeplante, unregelmäßige oder extreme energiewirtschaftliche Ereignisse ausgelöst.“

für Verbraucherinnen und Verbraucher setzen, ihren Stromverbrauch kurzfristig zu verringern. Insbesondere würde es auch Anreize für die Anschaffung einer PV-Anlage setzen, da Lastspitzen meist während des Tages entstehen, und PV-Anlagen gerade zu dieser Zeit auch am meisten Strom produzieren, der, je nach Differenz zwischen Preis und Einspeisevergütung, dann selbst genutzt oder eingespeist werden kann und so einen Lastausgleich für den Netzbetreiber und eine Gewinnquelle für den Prosumer erschafft.

Langfristig können solche Tarife auch für **Demand Side Management** eingesetzt werden, um das Verbrauchsverhalten von Kundinnen und Kunden nachhaltig so zu verändern, dass eine ausgeglichene Lastkurve entsteht. Solche Tarife würden auf langfristigen Trends basieren und so bereits im Vorlauf bekannt sein. Dies ermöglicht eine langfristige Planung und Optimierung des Energieverbrauchs (Winkler 2013). Mit zeitvariablen, langfristigen Tarifen und Einspeisevergütungen würde eine verlässliche Einnahmequelle für Prosumer entstehen. Somit könnten auch risiko-averse potenzielle Prosumer dazu angeregt werden, in eine PV-Anlage zu investieren (Winkler 2013).

Dafür ist ein System zur Anzeige des Strompreises notwendig, welches für Prosumer einfach nutzbar und verständlich ist. Hier bietet sich, z. B. ein „Ampelsystem“ an, wie es in (BMW 2014) vorgestellt wird.

Es besteht daneben auch die Möglichkeit, durch lastvariable Tarife bzw. für Prosumer einspeiseleistungsabhängige Tarife auf das Verbrauchsverhalten der Kundinnen und Kunden Einfluss zu nehmen. Damit ließe sich eine Glättung des Lastgangs bzw. der Erzeugungskurve erzielen, allerdings kann damit nicht den Netzzuständen und der Marktentwicklung Rechnung getragen werden.

Mit welchen Auswirkungen auf den Stromverbrauch eines Prosumer-Haushalts variable Tarife verbunden sein können, ist ungeklärt. Ergebnisse in (Nabe et al. 2009) deuten darauf hin, dass geringe Einsparungen bei dem zeitvariablen Tarif mit Events (Ergebnisse für den dynamischen Tarif sind in der Studie nicht enthalten) erreicht werden können, weil tatsächlich Einsparungen in hochpreisigen Zeiten vorgenommen wurden. Andererseits sind auch Kompensierungseffekte möglich, weil Verbraucherinnen und Verbraucher in günstigen Zeiten dieses als Gelegenheit nutzen, Endgeräte zusätzlich oder länger zu nutzen. Diese Tendenz wurde bspw. im Projekt eTelligence beobachtet: Hier wurde der Verbrauch in niedrigpreisigen Zeiten bis zu 30 % erhöht, bei hohen Preisen wurde er jedoch nur um 20 % verringert (BMW 2014). Eindeutige Ergebnisse konnten jedoch in Nabe et al. (2009) bei den Visualisierungsmaßnahmen ermittelt werden, wonach nennenswerte Einspareffekte durch die Visualisierung erzielt werden können.

Allerdings muss auch darauf hingewiesen werden, dass anfänglich ein größerer Zeit- und Geldaufwand erforderlich ist, um diese neuen Technologien nutzen zu können. Es müssen möglicherweise neue Haushaltgeräte oder SmartPlugs angeschafft werden bzw. Zeitschaltuhren oder Fernsteuerungen eingebaut werden, um zeitvariable Tarife optimal auszunutzen. Ebenfalls müssen Konsumentinnen und Konsumenten sowie Prosumer sich über das Tarifsystem informieren und neue Kompetenzen entwickeln, um Geräte oder Apps einzustellen oder zu programmieren. Diese Hürde könnte möglicherweise die tatsächliche Nutzung der neuen Technologien einschränken oder Nutzerinnen und Nutzer abschrecken. Falls dieses Demand Side Management manuell von Prosumern oder Verbraucherinnen und Verbrauchern durchgeführt wird, entsteht ebenfalls ein erheblicher Aufwand, da das Verbrauchsverhalten eigenständig überdacht und umgestellt werden muss.

Der Monitoringbericht der Bundesnetzagentur (BNetzA 2016) gibt an, dass im Jahr 2015 knapp 12 % der Stromlieferanten lastvariable Tarife angeboten haben und 70 % tageszeitabhängige Ta-

rife. Hierunter sind jedoch vorrangig Tarife für Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen gefasst. In einer Studie im Auftrag des Bundesverband Verbraucherzentrale (Liebe et al. 2015) wurde festgestellt, dass Tarife mit dynamischen Preisstufen derzeit keine wesentliche Relevanz haben. Diese Annahme wird auch durch eine Befragung im Auftrag der Verbraucherzentrale Bundesverband gestützt, die ergeben hat, dass 2 % der Haushalte variable Stromtarife nutzen.

In einem Artikel von Schnurre (2014) wurde die aktuelle Situation der zeitvariablen Tarife analysiert. Dabei zeigt sich, dass es zwar Tarife mit 3 oder mehr Preisstufen gibt, diese jedoch immer noch die große Ausnahme sind bzw. ausschließlich in Projekten getestet werden und nicht frei am Markt verfügbar sind. Aktuelle am Markt befindliche Tarife sind bspw. der StadtwerkeSmart-Tarif (Stadtwerke Bochum 2015), der zwischen einem Nachtтарif, einem Wochenendтарif und einem Tagтарif mit einer maximalen Differenz zwischen den Arbeitspreisen von knapp 5 ct/kWh angeboten wird. Die Stadtwerke Osnabrück bieten ebenfalls ein Produkt mit diesen drei Tarifstufen und einer Differenz in den Arbeitspreisen von 6 ct/kWh an (Stadtwerke Osnabrück 2017). Der Großteil der Tarife beschränkt sich jedoch auf zwei Tarife (bspw. Stadtwerke Bonn 2017; RheinEnergie 2017).

In den Projekten des E-Energy-Förderprogramms wurden auch komplexere Tarife getestet. Im Projekt MeRegio wurden bspw. ebenfalls drei Preisstufen unterschieden, die Zeiträume waren jedoch variabel. Dabei wurde zunächst eine Preisdifferenz von insgesamt 10 ct/kWh getestet und diese im Projektzeitraum auf 70 ct/kWh erhöht. Die Erhöhung der Tarifdifferenz hat jedoch nur die Hälfte der Teilnehmerinnen und Teilnehmer mehr motiviert (EnBW 2013). Dabei wurden im Rahmen der Projekte im E-Energy-Förderprogramm im Schnitt Verschiebepotenziale durch lastvariable Tarife zwischen 7 % und 15 % ermittelt (BMW i 2014). Dabei waren jedoch nur Stromabnehmer und keine Prosumer involviert. Durch die Erzeugungs- und Speichertechnologien kann man annehmen, dass die Potenziale noch weiter gesteigert werden können.

Dynamische Tarife werden bisher nur vereinzelt für Gewerbekundinnen und -kunden angeboten, wie bspw. durch Next Kraftwerke (2017a) oder im Projekt Happy Power Hour (WSW 2017). Ein neues Modell mit variablen Tarifen bietet die Stadtwerke Kooperation vivi-power (2017). Ziel ist es hier, die variablen Börsenstrompreise an die Verbraucherin und den Verbraucher weiterzugeben. Allerdings wird hierfür monatlich ein passender Strompreis ermittelt und es werden somit keine Anreize zur Lastverschiebung gegeben. Die bisherigen Schwankungen im Strompreis lagen nur bei unter 2 ct/kWh.

8.2 Neue Geschäftsmodelle auf Basis bidirektionaler Mess- und Steuersysteme

Geschäftsmodelle auf Basis bidirektionaler Mess- und Steuersysteme gehen einen Schritt weiter und lassen eine externe Steuerung der Prosumer-Anlagen und der elektrischen Endgeräte zu, so dass der Netzbetreiber die Last der Verbraucher als planbare Größe einbeziehen kann.

Die Steuerung der Lasten kann auch zentral und automatisiert über **Energiemanagementsysteme** vorgenommen werden, die die einzelnen Verbraucher vernetzen. Damit könnte zum einen unter Berücksichtigung zeitvariabler Tarife ein optimaler Zeitpunkt für das Einschalten der elektrischen Geräte gewährleistet werden, es können damit aber auch verschiedene weitere Funktionen genutzt werden, wie die Fernbedienung von Schaltern und Geräten oder die Steuerung der Heizung. Eine Herausforderung wird darin liegen, Einzellösungen zu einem funktionierenden Gesamtsystem zusammenzufügen. Dies gewährleisten offene und erweiterbare Plattformen, an denen sich bereits

jetzt Anbieter verschiedenster Geräte und Anwendungen beteiligen. Aufwendig geplante Komplettlösungen werden dagegen eher bei Neubauten im Vordergrund stehen (Stutenz 2015). Auch bei den automatisierten Energiemanagementsystemen ist die Gefahr von Rebound-Effekten gegeben (Beucker et al. 2012), eindeutige Aussagen lassen sich jedoch auch hier nicht treffen.

Neben der Steuerung der Lasten ist auch die **automatisierte Steuerung der Erzeugung** und insbesondere Speicherung als Geschäftsmodell interessant. So können bspw. ein stromgeführter Betrieb des BHKW oder eine Batteriesteuerung mit Preissignalen ökonomische Vorteile für den Prosumer bringen. Allerdings besteht bei dieser Steuerung die Gefahr, dass der Eigenverbrauch des Haushalts sinkt und somit auch die dadurch entstehenden Einsparungen sinken. Gerade die Batterie kann jedoch besonders schnell auf dynamische Preissignale und die Schwankungen an der Strombörse reagieren.

Neben einem Preissignal, das die Steuerung der Verbraucher oder Erzeuger auslöst, ist zur Steuerung auch eine **Flexibilitätsprämie** denkbar, wie in Liebe et al. (2015) diskutiert. Dabei erhält der Haushalt für die automatische Nutzung der Lastverschiebungspotenziale eine feste Vergütung in Abhängigkeit von der zur Verfügung gestellten Last und Dauer. Dieses Konzept ist insbesondere auch für den Speicherzugriff denkbar. Dabei muss die Prämie so angesetzt werden, dass für den Haushalt eine Wirtschaftlichkeit gewährleistet wird. Ein vergleichbares Prinzip wird bereits im Regenergiemarkt umgesetzt, der jedoch für Endverbraucherinnen und Endverbraucher derzeit nicht zugänglich ist.

Auch Netzdienstleistungen können zukünftig ein wichtiges Geschäftsmodell für Prosumer sein. So kann bspw. durch die Bereitstellung von **Blindleistung** auch ohne Ausbau oder Ertüchtigung des Netzes der Anteil an erneuerbaren Energien im Verteilnetz erhöht werden und eine stabile Netzspannung gewährleistet werden (Liebe und Wissner 2015). Diese Netzdienstleistung ist nicht mit jeder Technologie möglich, entsprechend ausgestattete PV-Anlagen, Batteriespeicher oder BHKW sind dafür jedoch geeignet. Häufig ist diese Aufgabe bereits in den Wechselrichtern von PV-Anlagen und Batterien implementiert. Ab einer Scheinleistung von 3,68 kW fordert die entsprechende Richtlinie des VDE diese Ausstattung (VDE-AR-N 4105). Für die Verwendung von geeigneten Wechselrichtern bei kleineren PV-Anlagen und die Bereitstellung der Blindleistung ist in Zukunft auch eine Prämie vorstellbar (Liebe und Wissner 2015).

Im Rahmen des EEG 2012 wurde bereits geregelt, dass auch bei kleinen PV-Anlagen entweder in Fällen von Überfrequenz die **Wirkleistung** durch den Netzbetreiber ferngesteuert reduziert werden kann oder die Wirkleistungseinspeisung begrenzt wird. Derzeit ist dies jedoch eine Anforderung für die Inanspruchnahme der EEG-Vergütung und wird nicht gesondert vergütet.

Daneben bestehen zukünftig auch noch Möglichkeiten, Systemdienstleistungen bspw. durch die Teilnahme am **Regelenergiemarkt** zu erbringen. Hierfür ist derzeit jedoch eine Präqualifikation notwendig, die einzelne Prosumer wohl auch bis 2030 nicht zu akzeptablen Kosten erbringen können. Hier bietet sich eher die Vermarktung im Verbund eines virtuellen Kraftwerks an (vgl. Kapitel 8.3).

Insgesamt bietet insbesondere intelligente Steuerungstechnik die Möglichkeit, dass Prosumer durch die Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch einen zuverlässigen Beitrag zur Systemstabilität oder zur Netzstabilität leisten können. Dabei reichen die Geschäftsmodelle je nach gewünschter Wirkung von Bereitstellen der Technologie und Infrastruktur über dynamische Tarife bis hin zu festen Prämien. Zukünftig werden voraussichtlich auf allen Ebenen einzelne Geschäfts-

modelle entstehen, da durch den hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien auf allen Ebenen zuverlässige Flexibilitäten notwendig sind. Den größten Beitrag, verbunden auch mit dem größten ökonomischen Nutzen, können jedoch auf lokaler Ebene Netzdienstleistungen erbringen und auf regionaler Ebene preisdynamische Steuerungsimpulse.

8.3 Neue Vermarktungsmodelle, die durch Agglomeratoren Festvergütungen ersetzen

Bei der Erzeugung und dem Verbrauch von Eigenstrom besteht die Möglichkeit, durch Agglomeratoren ein Mietshaus oder eine lokale Gemeinschaft zu versorgen. Dies bietet auch Verbraucherinnen und Verbrauchern, die kein eigenes Haus besitzen, die Möglichkeit, Prosumer zu werden und einen Teil ihres Eigenbedarfs aus einer dezentralen Anlage zu decken. Zusätzlich können solche Modelle an Bedeutung gewinnen, wenn ab 2020 nach und nach Anlagen nach §§ 8 und 11 EEG die garantierte Vergütung nicht mehr erhalten und der garantierte Einspeisevorrang und die Abnahmepflicht nicht mehr bestehen.

Zu solchen Modellen zählen **Mieterstrom**, **Gemeinschaftsstrom**, **Peer-to-Peer-Konzepte** und **Virtuelle Kraftwerke**. In Kombination mit dezentralisierten Abrechnungssystemen, wie z. B. den auf Blockchain basierenden Smart Contracts und Zahlungssystemen, können die Verträge und Abrechnungen einfacher und eigenständiger zwischen den Vertragspartnern geregelt werden und damit treten Energiekonzerne, Banken oder andere Institutionen als Zwischenhändler in den Hintergrund.

Da Mieterstromanlagen größer sind als die von Prosumern in Ein- oder Zweifamilienhäusern, welche für gewöhnlich unter 10 kW bleiben, gelten hier auch andere Regelungen, Tarife und Einspeisevergütungssätze (siehe Kapitel 7.2).

Mieterstrom

Dieser Strom wird zumeist von BHKW oder PV-Anlagen, die auf den Dächern von Mietshäusern installiert werden, generiert (BMW 2017). Solche Modelle zeichnen sich meistens im Gegensatz zu den individuellen Prosumer-Modellen dadurch aus, dass es zusätzlich zu den Endverbraucherinnen und -verbrauchern eine weitere Partei gibt, die als Erzeuger bzw. Koordinator fungiert (Will und Zuber 2016). Dies kann die Vermieterin oder der Vermieter sein oder eine dritte Partei, die die Erzeugungsanlagen bereitstellt und den Stromverkauf koordiniert (BMW 2017). Das öffentliche Stromnetz wird bei diesem Modell nicht in Anspruch genommen, da der Strom innerhalb des Hauses abgegeben und verbraucht wird. Allerdings muss oft zusätzlich Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen werden, wenn die Eigenerzeugungskapazität die Stromnachfrage der Mieter nicht deckt. Der überschüssige Strom kann ins öffentliche Stromnetz eingespeist werden (BMW 2017).

Dadurch, dass Mieterstrom von einigen der sonst üblichen Kostenbestandteile befreit ist, ergibt sich die Möglichkeit für Einsparnisse, von denen sowohl Betreiberinnen und Betreiber als auch Mieterin und Mieter profitieren können. So müssen auf Mieterstrom z. B. keine Netzentgelte, netzseitige Umlagen, Stromsteuer und Konzessionsabgaben gezahlt werden, wodurch der Mieterstrom günstiger ist als herkömmlicher Strom, insbesondere wenn ein Mieterstromzuschlag, wie er derzeit im Entwurf des Gesetzes zur Förderung von Mieterstrom vorgesehen ist, gezahlt würde (BMW 2017). Dieser Anreiz dürfte viele Mieterinnen und Mieter eine Motivation sein, einem ggf. vorge-

schlagenen Mieterstrommodell zuzustimmen, solange die Betreiber den Strom auch günstig anbieten. Der Strom kann dann innerhalb des Hauses verteilt und abgerechnet werden. Dies braucht zwar einen zentralen Koordinator, funktioniert aber ohne Abhängigkeit von einem Netzbetreiber.

Die Mieterinnen und Mieter haben weiterhin die Wahlfreiheit bezüglich ihres Stromanbieters und sind nicht gezwungen, an dem Mieterstrommodell teilzunehmen. Das kann auch ein Hindernis zur Einführung eines Mietstrommodells werden, da es auf die Teilnahme von genügend Mieterinnen und Mietern angewiesen ist.

Gemeinschaftsanlagen

Hier kann zwischen zwei Modellen unterschieden werden, den Erzeuger-Verbraucher-Modellen und den Kollektivprosumer-Modellen. In beiden Modellen wird eine Trägerorganisation benötigt, die bspw. eine Bürgerenergiegenossenschaft, eine Gesellschaft bürgerlichen Rechts (GbR) oder eine GmbH & Co. KG sein kann. Die Erzeuger-Verbraucher-Modelle zeichnen sich dadurch aus, dass die Gruppe der nutzenden Verbraucherinnen und Verbraucher und die Gruppe der produzierenden Mitglieder überwiegend nicht identisch sind. D. h., ein Teil der Mitgliederinnen und Mitglieder finanziert die Energieerzeugungsanlagen für die gemeinsame Produktion und andere Mitglieder nutzen die erzeugte Energie, ohne Interesse an der Aufteilung der Erträge aus der Erzeugung (Klemisch und Boddenberg 2014).

In Kollektiv-Prosumer-Modellen finanzieren möglichst alle Mitglieder die Energieerzeugungsanlagen und nutzen so weit wie möglich die erzeugte Energie. Technisch könnten beide Modelle als Microgrid konzipiert werden, um das Zusammenspiel von Energieangebot und -nachfrage bei der Einbindung der erneuerbaren Energien zu optimieren.

In Deutschland sind derzeit die regulatorischen Rahmenbedingungen nicht gegeben, um für stromerzeugende Anlagen diese Prosumer-Modelle zu wählen, weil im Gegensatz zu Mieterstrommodellen das öffentliche Stromnetz für die Durchleitung des Stroms genutzt werden müsste. Nach EEG 2017 § 21 müssen Anlagenbetreiber, die die Einspeisevergütung in Anspruch nehmen, 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.

Mit wärmeerzeugenden Anlagen liegen aber verschiedene Modelle vor, in denen bspw. gemeinsame Biogasanlagen und ein Nahwärmenetz installiert wurden (Bioenergie Wollbrandshausen - Krebeck eG 2007). In den Fällen einer KWK-Anlage wird zumeist das Konzept gewählt, dass der Strom vollständig eingespeist wird und nach den EEG vergütet wird, und die Wärme für den Eigenverbrauch an die Abnehmer über das Nahwärmenetz verteilt wird.

Peer-to-Peer-Konzepte

Peer-to-Peer-Konzepte bringen Stromanbieter und -abnehmer über eine online-gestützte Plattform zusammen. Diese können in nachbarschaftlicher Beziehung zueinanderstehen, aber auch ohne geographischen Bezug eine Versorgungspartnerschaft eingehen. Auch für diese Konzepte sind die regulatorischen Rahmenbedingungen in Deutschland derzeit nicht gegeben, wenn das öffentliche Netz für die Durchleitung genutzt werden müsste. Beispiele aus dem Ausland zeigen aber, dass eine Umsetzung möglich ist. So können in den Niederlanden über die Energy-Sharing-Initiative *Powerpeers* Anlagenbetreiber den von ihnen erzeugten Strom anderen Abnehmern zur Verfügung stellen bzw. Verbraucherinnen und Verbraucher können Anlagen auswählen, von welchen sie Strom beziehen möchten (Vattenfall 2016).

An Bekanntheit gewonnen hat das Microgrid in Brooklyn, für dessen Installation die Siemens Digital Grid Division verantwortlich ist. Die Bekanntheit ist vor allem auf der Blockchain-Technologie zurückzuführen, auf der dieses Modell basiert (BMG 2017). Über diese Plattform können Stromanbieter und -abnehmer dezentral miteinander handeln.

In Deutschland sind zunehmend Ansätze vorzufinden, die zwar keinen direkten Austausch in einer Community ermöglichen, aber diesen virtuell und bilanziell umsetzen. So bündeln bspw. die Plattform *buzzn* oder *sonnenCommunity* und *Wirklich Eigenstrom* (vgl. Fuhs 2015; Fuhs 2016; EUWID 2017) die Prosumer in einer Gemeinschaft. Dabei werden, solange eine echte Peer-to-Peer-Vermarktung nicht möglich ist, verschiedene Geschäftsmodelle verfolgt. Während *buzzn* und *sonnenCommunity* für den Überschussstrom der Prosumer die Direktvermarktung an der Börse übernehmen, wird bei *Polarstern* in der *Wirklich Eigenstrom-Community* der Strom normal eingespeist und eine Flatrate für den Reststrombedarf angeboten. Als Ziel nennen jedoch alle drei Modelle die Stromversorgung in einer geschlossenen Community.

Virtuelle Kraftwerke

Ein Agglomerat aus kleinen oder mittelgroßen Prosumer-Anlagen in einem regionalen Netzwerk kann als ein eigenständiges, virtuelles Kraftwerk agieren. Dazu werden einzelne, dezentrale Energieerzeugungsanlagen in das virtuelle Kraftwerk aufgenommen, welche dann, je nach Bedarf, zur Versorgung der lokalen Stromnachfrage und zum Lastmanagement eingesetzt werden. Bei Lastspitzen können einzelne Anlagen dazu geschaltet werden, um zusätzlichen Strom ins lokale oder regionale Netz zu speisen. Dafür eignen sich kleine Anlagen weitaus besser als große Kraftwerke, deren Aus- und wieder Anschaltung oft zu enormen Effizienzverlusten führt (Fraunhofer ESK 2011). Wenn diverse Erzeugungsanlagen in das virtuelle Kraftwerk aufgenommen werden, erhöht sich das Potenzial für Lastmanagement, da z.B. Windkraftwerke auch nachts oder bei wenig Sonnenschein Strom erzeugen können und so möglicherweise zu einer Glättung der Erzeugungskurve beitragen (Fraunhofer ESK 2011). Möglicherweise kann dies auch den Bedarf an Speicherkapazitäten verringern.

Für Prosumer bieten solche Modelle die Möglichkeit, Teil eines virtuellen Kraftwerks zu werden und ihren Strom zu vorher ausgehandelten und festgelegten Tarifen ins Netz einzuspeisen, was eine finanzielle Sicherheit bedeutet. Ebenfalls können hier Flexibilitätsprämien (siehe auch Kapitel 8.2) einfach eingeführt und von Prosumern genutzt werden. Derzeit werden in virtuellen Kraftwerken vorrangig größere Anlagen erneuerbarer Energien zusammengeschlossen. Hierfür gibt es derzeit in Deutschland ca. 36 Anbieter (Albersmann und Theile 2016), wobei ca. 75 % klassische integrierte Energieversorger sind und rund ein Viertel aus nicht-traditionellen Bereichen wie IT-Konzernen, Energiedienstleistern oder Start-Ups kommt. Gründe hierfür sind z. B., dass eine entsprechende Mess- und Regelungstechnik vorhanden sein muss (PwC 2016). Next Kraftwerke gibt bspw. an, dass sich eine Einbindung von PV-Anlagen im Bestand erst ab einer installierten Leistung von 300 kW_p lohnt (Next Kraftwerke 2017b).

8.4 Neue Geschäftsmodelle mit Abrechnungssystemen wie Blockchain

Die Blockchain Technologie bezeichnet ein bestimmtes Schema, wie Transaktionen zwischen Vertragspartnern digital und dezentral, ohne das Mitwirken eines Intermediärs, abgewickelt werden können. Mit einem solchen Peer-to-Peer System könnten Verbraucherinnen und Verbraucher

Transaktionskosten sparen sowie Transaktionen und Prozesse vereinfacht werden. So lohnt sich eine Beteiligung am dezentralen Energiemarkt auch bei kleinen Strommengen (Sieverding und Schneidewindt 2016). Das Modell umfasst zum einen eine Kryptowährung, also eine digitale und eigene Währung, mit der die Transaktion erfolgt. Dabei besteht auch die Möglichkeit, die Kryptowährung z. B. an Wechselkurse herkömmlicher Währungen zu koppeln. Blockchain-Technologien werden bereits vielfach vor allem im Finanzsektor eingesetzt. Ziel der Blockchain ist es, vor allem transparente und verschlüsselte Transaktionen zu organisieren und die Daten zu speichern. Die Weiterentwicklung der Blockchain-Technologie schließt Smart Contracts ein, so dass Verträge und die zugehörigen Prüfungen automatisiert abgeschlossen werden können.

Man unterscheidet bei Blockchain zwischen öffentlichen und privaten Systemen. Private Systeme finden häufig Anwendung im Bankensektor, da bei diesen eine Identifizierung oder Einschränkung der Nutzerinnen und Nutzer nötig ist. Private Systeme sind nicht allen Menschen zugänglich, nur verifizierte Teilnehmerinnen und Teilnehmer können partizipieren. Es gibt folglich einen vertrauenswürdigen Intermediär (Bank), der die Teilnehmerin oder den Teilnehmer kontrolliert. Ein Eingriff ist bei privaten Blockchains durch den Betreiber auch nachträglich möglich, bei den öffentlichen Blockchains hingegen nicht. Die Transaktionen bei privaten Blockchain laufen generell schneller ab, da der Kreis kleiner ist und die Betriebskosten geringer im Vergleich zu öffentlichen Blockchains sind. Zudem fallen dort keine zusätzlichen Gebühren an. Im Bereich der Energieversorgung finden bisher hauptsächlich öffentliche Blockchains in Kombination mit Smart Contracts Anwendung, z. B. im oben bereits erwähnten Microgrid in Brooklyn.

Blockchain ist demnach als eine Technologie anzusehen, die technisch die Umsetzung von Peer-to-Peer-Konzepten möglich macht, einschließlich des Aufsetzens und der Ausführung von „Smart Contracts“ zwischen den Beteiligten. Allerdings ist grundsätzlich vorab die Überlegung notwendig, für welchen Einsatzbereich Blockchain die bessere Alternative ist zu bspw. einem zentralen Akteur, der die Vertragsabwicklung und Autorisierung als Dienstleistung anbietet. Zudem sind noch Hemmnisse zu überwinden. Die enorme Datenmenge ist eine Herausforderung, für die längerfristig eine Lösung gefunden werden müsste. Sie entsteht durch die Verifizierungsmethode, die durch das dezentrale Ablegen von Datenpaketen ein anwachsendes Datenvolumen verursacht. Ein Lösungsansatz könnte sein, das Datenvolumen durch den so genannten „Proof of Stake“ zu reduzieren, bei dem das Stimmrecht für die Verifikation nach Anteilen und Alter der Anteile an der Krypto-Währung zufällig festgelegt wird (Geiselhardt 2017).

Bei den momentanen Blockchain-Anwendungen wird die quasi Real-Time-Lieferung abgewickelt, bei dem Prosumer Energie produzieren und einen Teil des Stroms verkaufen, wie auch bei den Mieterstromkonzepten. Dabei wird das Netz als Back-up genutzt und die Prognose dem Residuallastlieferanten übertragen. Für eine zukünftige und stärker verbreitete Blockchain-Anwendung wird auch der Versorgungssicherheit eine Bedeutung zukommen (PV Magazine 2016). In einem Pilotprojekt vernetzen der Übertragungsnetzbetreiber TenneT und das Unternehmen sonnen erstmals mit Blockchain dezentrale Heimspeicher, um damit das Stromnetz zu stabilisieren. In dem Projekt stellen sonnen und TenneT zusätzliche Flexibilitäten aus miteinander vernetzten Heimspeichern zur Verfügung, um Engpässe im Netz zu managen. Die vernetzten Batteriespeicher können je nach Bedarf überschüssigen Strom sekundenschnell aufnehmen oder abgeben. Damit soll die Abregelung von Windenergieanlagen z. T. vermieden werden. Die teilnehmenden Speicherbetreiber profitieren auch finanziell von dieser Vernetzung, denn sie erhalten kostenlosen Strom, wenn ihre Speicher – etwa bei negativen Preisen – den Strom aufnehmen. Diesen Strom können sie kostenlos verbrauchen (Enkhardt 2017).

Wie stark sich Blockchain verbreiten wird, lässt sich zu diesem Zeitpunkt schwer vorhersagen. Auf Basis dieser Technologie ließen sich Geschäftsmodelle aufbauen, an die die Erwartungen gestellt werden, dass sie kostengünstiger, einfacher und schneller umzusetzen und die Abrechnung dabei sicher sind. Ob diese Technologie diese Erwartungen erfüllen kann, muss geprüft werden.

9 Hemmnisse

9.1 Hemmnisse für Mieterstrommodelle

Das größte Hemmnis bei der Verbreitung des Mieterstrommodells stellen **steuerliche Hindernisse** dar. Vermieterinnen und Vermieter sind nicht gewerbesteuerpflichtig, weil die Vermietung keine gewerbliche Tätigkeit darstellt. Die Einkünfte aus der Vermietung der Wohnungen unterliegen nur der Einkommensteuer bzw. bei Kapitalgesellschaften der Körperschaftsteuer.

Die Einkünfte aus dem Verkauf von Strom unterliegen dagegen stets der Gewerbesteuer. Vermieterinnen und Vermieter müssen damit rechnen, dass bei der Installation einer Photovoltaikanlage und Vermarktung des Stroms an die Mieter auf sämtliche Einkünfte aus der Wohnungsvermietung Gewerbesteuern anfallen. Eine mögliche Lösung könnte darin bestehen, die Regelung über die **erweiterte Kürzung um eine Ausnahme** zu ergänzen: Wenn die Vermieterin oder der Vermieter eine Anlage zur Erzeugung von Strom betreibt und diesen Strom verkauft, muss dies unschädlich sein. Die Einkünfte aus dem Verkauf des Stroms unterliegen zwar der Gewerbesteuer, die Einkünfte aus der Vermietung bleiben aber weiterhin gewerbesteuerfrei. Eine weitere Möglichkeit bestünde in der **Gesetzesänderung der Gewerbesteuerregelung (IVD 2017)**.

Nach (IVD 2017) bestehen derzeit zwei Möglichkeiten, die steuerlichen Nachteile zu vermeiden. Zum einen könnte die Anlage von einer Schwestergesellschaft betrieben werden. Allerdings muss dafür eine Holdingstruktur geschaffen werden, bei der die Anteile an dem Wohnungsunternehmen einer Muttergesellschaft gehören, die als weiteres Tochterunternehmen eine "Energie-Dienstleistungs-GmbH" gründet. Diese Umstrukturierung wird als sehr komplex und teuer angesehen.

Die zweite Möglichkeit besteht darin, einem **anderen Unternehmen als Betreiber** der PV-Anlage die Dachfläche zur Pacht zur Verfügung zu stellen. Würde die Vermieterin bzw. der Vermieter allerdings eine Mehrheitsbeteiligung an dem Betreiben der PV-Anlage besitzen, würden die Einkünfte aus der Verpachtung der Dachfläche wieder zu gewerblichen Einkünften. Eine Minderheitenbeteiligung würde der Vermieterin oder dem Vermieter allerdings die Entscheidungskompetenz abverlangen. Nach dem Entwurf eines Gesetzes zur Förderung von Mieterstrom sind Contracting-Modelle aber grundsätzlich im Anwendungsbereich des Gesetzes.

Der Entwurf eines Gesetzes zur Förderung von Mieterstrom beschränkt die Stromversorgung an Mieterinnen und Mieter des Gebäudes, auf dem die PV-Dachanlage errichtet ist. Dies kann bereits in **Wohnanlagen** zu einem Ausschluss der Förderung führen. Darüber hinaus sind damit aber auch grundsätzlich alle **Peer-to-Peer-Konzepte** oder **Gemeinschaftsanlagen** ausgeschlossen.

Die Gebäude im Anwendungsbereich des Gesetzes dürfen zwar eine teilweise gewerbliche Nutzung aufweisen, müssen aber mindestens zu 40 % zu Wohnzwecken genutzt werden. Rein **gewerblich genutzte Gebäude** sind damit von der Förderung ausgeschlossen.

Auch für kleine Anlagen gelten die **Lieferantenpflichten** im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes. Dies führt zu einem erheblichen Aufwand für Abrechnungs-, Informations- und Mitteilungspflichten, der für Betreiber kleiner Anlagen eine große Hürde darstellen dürfte. Der Bundesverbandes Solarwirtschaft fordert daher eine Befreiung von diesen Pflichten für Anlagen bis zu einer Leistung von 10 kW_p (Rolink 2017).

In die angekündigte Mieterstromverordnung wurde die Hoffnung gesetzt, dass damit eine **Gleichstellung** bei der Entlastung der EEG-Umlage von Mieterstrom mit dem Eigenverbrauch von Hauseigentümern herbeigeführt wird. In dem Entwurf eines Gesetzes zur Förderung von Mieterstrom wurde letztlich ein finanzieller Anreiz über einen Mieterstromzuschlag geschaffen, der aber nicht der Höhe der Entlastung mit dem vergleichbaren Eigenverbrauch entspricht. Die Verbraucherzentrale Bundesverband (VZBV) moniert, dass die Bundesregierung es damit verpasst habe, Mieterstrom finanziell in gleicher Höhe wie den von Hauseigentümerinnen und -eigentümern selbst genutzten Solarstrom zu fördern (Bah 2017).

Die Hemmnisse zur Verbreitung von Mieterstrommodellen wurden ausführlich in (IWU 2015; Prognos und KBH&W 2017) untersucht und dargestellt. Nach (IWU 2015) stellen auch die **Zählerkonzepte** eine technische Herausforderung dar, mit denen vor allem dem Anspruch auf die freie Wahl des Stromanbieters Rechnung getragen werden muss. Lösungen dafür sind verfügbar, allerdings auch mit einem finanziellen Aufwand verbunden. Hierfür hat das Land NRW ein Programm aufgelegt, das genau die zusätzlichen Kosten, die neben der PV-Anlage selbst anfallen, wie automatisierte Steuer-, Mess-, Kontroll- und Abrechnungssysteme, fördert und damit ein Hemmnis aus dem Weg räumt.

9.2 Hemmnisse für PV-Kleinstanlagen

Die fehlenden rechtlichen Regelungen für den elektrischen Anschluss von **PV-Kleinstanlagen** stellen ein großes Hemmnis für deren Verbreitung dar. Der verantwortliche Arbeitskreis, der sich aus dem zuständigen DKE-Gremium sowie Branchen- und Interessensvertretern zusammensetzt, versucht derzeit, einen Kompromiss für die technischen Standards zu finden. Diese sollten bei Wahrung der notwendigen Standards für einen sicheren Betrieb keine Hürden für den Betrieb der Kleinstanlagen beinhalten. Die Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e. V. hat ein Positionspapier formuliert (DGS 2016), das diese Forderungen beinhaltet und eine aus Sicht der Autoren gute Orientierung für die Ausgestaltung der rechtlichen Regelung für den elektrischen Abschluss ist:

1. Eine Bagatellgrenze von 2,6 Ampere für den Anschluss von Stecker-Solar-Geräten durch die Nutzerin und den Nutzer.
2. Keine Meldepflicht für Anlagen bis 800 Watt gemäß EU Netzkodex 2016/631.
3. Eine rationale Risikowahrnehmung wie in der Schweiz, den Niederlanden und Österreich, um auch hierzulande die Möglichkeit zu bieten, sichere Stecker-Solar-Geräte ohne zusätzlichen Aufwand in Betrieb nehmen zu können.
4. Ein klares Bekenntnis der Netzbetreiber und der Politik zur dezentralen Stromerzeugung und zum Abbau bestehender normativer Hürden für Bürgerinnen und Bürger, die regenerative Stromerzeugungseinrichtungen betreiben (Prosumer).

9.3 Allgemeine Hemmnisse für Prosuming

Für Prosumer im Eigentum gibt es auf den ersten Blick weniger regulatorische Hemmnisse. Allerdings benötigen **Eigentümergeinschaften** für Entscheidungen wie die Installation einer PV-Anlage oder den Einbau eines BHKW eine einfache oder doppelt qualifizierte Mehrheit. Geregelt ist dies im Wohneigentumsgesetz (WEG) in seiner neuesten Fassung von 2014 in § 22. Dabei sind für Instandsetzungen oder modernisierende Instandsetzungen einfache Stimmenmehrheiten nötig, handelt es sich jedoch um eine Modernisierung, so ist eine Dreiviertelmehrheit notwendig.

Für Prosumer im Eigentum wie auch Mieterstromprojekte besteht immer auch ein Investitionsrisiko durch die **Unsicherheiten bei den zukünftigen Strompreisen**. Auch das BMWi hat dieses Hemmnis schon benannt (BMWi 2015). Börsenstrompreise, Netzentgelte, die EEG-Umlage und die weiteren Strompreisbestandteile bilden eine Kombination aus regulatorischen und marktlichen Preisbestandteilen, die nur schwer zu prognostizieren sind. Zusätzlich gibt es auch immer wieder Diskussionen, einzelne Bestandteile auch für den selbstverbrauchten Strom zu erheben, wie z. B. die bereits im aktuellen EEG festgelegte anteilige EEG-Umlage für Eigenverbrauch oberhalb einer Bagatellgrenze. Die Bedeutung des Strompreises bzw. der Differenz zwischen Strompreis und Stromgestehungskosten für die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage nimmt mit sinkender EEG-Vergütung noch weiter zu. Bei einer weiteren Basisdegression der EEG-Umlage ist davon auszugehen, dass schon in ein paar Jahren die EEG-Vergütung unterhalb der Stromgestehungskosten von PV liegt (vgl. Abb. 7.1) und eine Direktvermarktung des selbsterzeugten PV-Stroms ökonomisch sinnvoller ist. Um hier den Prosumer von dem Risiko und der Komplexität zu entlasten, sind passende Geschäftsmodelle bspw. durch Agglomeratoren (vgl. Kapitel 8.3) nötig.

Ein weiteres **Risiko** besteht für den Prosumer bei der **Investition in neue Technologien**, wie die PV-Speicher-Technologien. Die Speichertechnologie ist zwar schon länger am Markt, jedoch ist durch den Ausbau der Elektromobilität und die Verbreitung der PV-Speicher ein neuer Innovationschub entstanden, der sich auch in den stark sinkenden Preisen zeigt (Kairies et al. 2016). Durch die im Vergleich zur Lebensdauer noch neue Technologie und die meist recht lange Amortisationszeit von ca. 20 Jahren bestehen hier jedoch noch Unsicherheiten bzgl. der Lebensdauer und sinkenden Batteriekapazität. Durch die Kopplung der KfW-Förderung mit einer notwendigen 10-Jahres-Garantie für den Speicher wurde diesem Hemmnis jedoch z. T. schon begegnet (KfW 2017). Bei einer repräsentativen Befragung im Projekt PV-Nutzen zeigten sich nach der hohen Investition die ungewisse Lebens- und Nutzungsdauer sowie die Unsicherheit der Investition als größte Hemmnisse bei der Verbreitung von PV-Speichern (Moshövel et al. 2015). Gleichzeitig gab es bei angemessener Vergütung eine große Bereitschaft (70 bis 80 %) den Speicher systemdienlich zu betreiben oder Fremdzugriff durch den Netzbetreiber zuzulassen. Das Investitionsrisiko könnte also durch die netz- oder systemdienliche Nutzung des Batteriespeichers mit entsprechenden Geschäftsmodellen gemindert werden (vgl. Kapitel 8.2).

10 Wirtschaftlichkeit

Für eine Einschätzung der zukünftigen Bedeutung und Entwicklung der Prosumer ist die Bewertung der Wirtschaftlichkeit von hoher Bedeutung. Im Folgenden wird daher die Wirtschaftlichkeit aus Sicht der Prosumer für verschiedene Technologien in den Jahren 2015, 2020, 2025 und 2030 berechnet und ausgewertet. Dafür werden drei Rahmenszenarien für die Entwicklung der Prosumer, der Technologien und der Rahmenbedingungen entwickelt und verglichen.

10.1 Szenarien zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit wurden drei Szenarien für die Entwicklung der Prosumer betrachtet. Dabei wird zwischen dem Prosumer ohne Innovationen als Referenzszenario, dem digitalisierten vernetzten Prosumer und dem Systemprosumer unterschieden.

Der „**Prosumer ohne Innovationen/Referenzszenario**“ [Ref] dient zum Abgleich der Effekte. Hier werden bisherige Preisentwicklungen und Kostendegressionen fortgeschrieben. Die Entwicklung der Prosumer mit ihren bisherigen Technologien wird ebenfalls fortgeschrieben, dadurch ergeben sich eher niedrige Kostendegressionen. Es wird davon ausgegangen, dass sowohl im Bereich der Geschäfts- und Vermarktungsmodelle als auch im regulatorischen Rahmen keine großen Innovationen auftreten.

Das Szenario des „**digitalisierten vernetzten Prosumers**“ [DigPro] geht von einer wachsenden Anzahl der Prosumer durch die Digitalisierung und Vernetzung aus. Damit einher gehen auch eine erhöhte Verbreitung der Prosumer-Technologien und eine entsprechende Kostendegression. Der Prosumer wird selbstständiger und aktiver mit entsprechenden Geschäftsmodellen, was nur vor dem Hintergrund geänderter Rahmenbedingungen möglich ist. Eine extreme Variante dieses Szenarios sind private energiewirtschaftliche peer-to-peer-Transaktionen, die hier aber nicht gesondert betrachtet werden.

Das Szenario des „**Systemprosumers**“ [SysPro] geht von einer Entwicklung aus, in der der Prosumer als Systemstütze insbesondere im Verteilnetz dient. Dafür hat der Systemprosumer tendenziell einen größeren Speicher. Verbrauch, Erzeugung und Speicherung werden bspw. durch den Netzbetreiber gesteuert, eingebunden durch entsprechende Geschäftsmodelle. Auch hierfür ist der regulatorische Rahmen ggf. anzupassen, z. B. in Bezug auf die Rolle und Möglichkeiten von Netzbetreibern als „Geschäftspartner“ privater Speicherbetreiber. Um die Systemdienlichkeit anzureizen, wird hier von einer weitergeführten Förderung für Speicher ausgegangen.

In die Ausgestaltung der Szenarien gehen entsprechend verschiedene Faktoren ein, die maßgeblich Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben. Die Annahmen werden im nächsten Abschnitt ausführlich dargestellt. Insbesondere die Entwicklung der Energiepreise, die Kostendegression der verschiedenen Technologien, die Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens und der Förderbedingungen und die Ausgestaltung von Geschäfts- und Vermarktungsmodellen sind dabei von Bedeutung.

10.2 Annahmen und untersuchte Prosumertypen

Für die Wirtschaftlichkeit in den Szenarien werden jeweils sechs Prosumertypen betrachtet (Typ 1 bis Typ 6). Zusätzlich werden die Wirtschaftlichkeit und ihre Entwicklung für PV-Kleinanlagen und Besitzerinnen und Besitzer von Wärmepumpen außerhalb der Szenarien analysiert (Typ 7 und Typ 8). Die Charakteristika der verschiedenen Typen sind in Tab. 10.1 dargestellt. Dabei wurde von einem durchschnittlichen Haushalt mit 3 Personen ausgegangen. Für die Mieterstrommodelle wurde ein Mehrfamilienhaus mit 6 - 7 Wohnungen angenommen.

Tab. 10.1: Betrachtete Prosumertypen und ihre Charakteristika

Jeweils 3-Personen-Haushalte mit durchschnittlichem Stromverbrauch und im Mieter/innen-Fall Häuser mit 6 - 7 Wohnungen. Für die Dimensionierung der Technologien wurde jeweils eine durchschnittliche Größe gewählt.

Charakterisierung	Typ 1	Typ 2	Typ 3	Typ 4	Typ 5	Typ 6	Typ 7	Typ 8
Installierte Technologie	PV		PV-Speicher-System		BHKW		PV-Kleinstanlage	PV und Wärmepumpe
Installierte Leistung	3 kW _p	15 kW _p	3 kW _p + 4 kWh	15 kW _p + 16 kWh	1 kW _{el}	5 kW _{el}	250 W _p	3 kW _p
Stromabnehmer	Eigentümer/in	Mieter/in	Eigentümer/in	Mieter/in	Eigentümer	Mieter/in	Eigentümer/in	
Stromverbrauch Haushalt	4.060 kWh							8.500 kWh
Stromerzeugung	3.075 kWh	15.375 kWh	3.075 kWh	15.375 kWh	3.000 kWh	20.000 kWh	256 kWh	3.075 kWh
Eigenverbrauchsanteil im Haus	30 % - 40 %	35 % - 45 %	65 % - 70 %	70 % - 80 %	40 % - 42 %	45 % - 47 %	90 % - 95 %	45 % - 50 %
Autarkiegrad Haushalt	23 % - 30 %	20 % - 27 %	49 % - 53 %	46 % - 50 %	47 % - 50 %	44 % - 47 %	6 %	23 % - 31 %

Die Eigenverbrauchsanteile und Autarkiegrade gehen dabei auf Simulationen des IÖW mittels des IÖW-Prosumer-Modells zurück. Dabei gehen die Eigenverbrauchsanteile auf die Anlage zurück, d. h. hier ist der im gesamten Haus genutzte Eigenverbrauch zugrunde gelegt. Im Falle des Autarkiegrades ist der Haushalt die Bezugsgröße, d. h. hier ist der Anteil des durch den Haushalt direkt verbrauchten Stroms in Relation zum gesamten Verbrauch des Haushalts angegeben. Grund hierfür sind die verschiedenen Sichtweisen im Falle des Mieterstroms. Für den Haushalt ist nur der eigene Stromverbrauch relevant, für den Anlagenbetreiber hingegen ist der gesamte Eigenverbrauch der Anlage zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit wichtig. Im Szenario SysPro wurde anders als hier angegeben ein um 25 % vergrößerter Speicher angenommen, der den systemdienlichen Betrieb des Prosumers übernehmen soll. Dadurch erhöht sich entsprechend der Eigenversorgungsanteil und Autarkiegrad im Haushalt bei Typ 3 und Typ 4.

Die Eigenverbrauchsanteile in dieser Einzelbetrachtung sind dabei deutlich höher als die durchschnittlichen Eigenverbrauchsanteile bei der Ermittlung des technischen Potenzials in Kapitel 5. Grund hierfür ist, dass in diesem Kapitel die Anlagen aus ökonomischer Sicht dimensioniert wurden. Die Anlagen sind somit bei dieser Betrachtung im Schnitt kleiner und weisen einen höheren Eigenverbrauch auf.

Für die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit wurden zunächst einige relevante grundlegende Parameter festgelegt: Es werden ein Investitionshorizont von 20 Jahren, ein Zinssatz von 3 % und eine jährliche Inflation von 1,5 % angenommen. Grundlegend für die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit sind auch die Energiepreise, die ebenfalls einheitlich festgesetzt wurden. Die Entwicklung der Haushalts- und Börsenstrompreise sowie der Gaspreise sind in Abb. 10.1 dargestellt.

Die Preise für Mieter- und Wärmepumpenstrom orientieren sich jeweils am Haushaltsstrompreis. Der Preis für Mieterstrom wird konstant 10 % unter dem Haushaltsstrompreis festgesetzt in der Annahme, dass der durchschnittliche Grundversorgertarif hierdurch ebenfalls abgebildet wird. Dadurch bietet sich für die Betreiber auch die Möglichkeit die Landesförderung in NRW zur Mess- und Steuerungseinrichtung in Anspruch zu nehmen (vgl. Kapitel 7). Für den Wärmepumpenstrom wird die aktuelle Differenz zum Haushaltsstrompreis von ca. 7 ct/kWh über den gesamten Zeitraum der Betrachtungen beibehalten. Als Gutschrift für die Wärmeerzeugung im BHKW wird der Wärmepreis bei einer Erzeugung durch einen Gaskessel mit einem 90 %igen Wirkungsgrad angesetzt, der durch den aktuellen Gaspreis bestimmt wird.

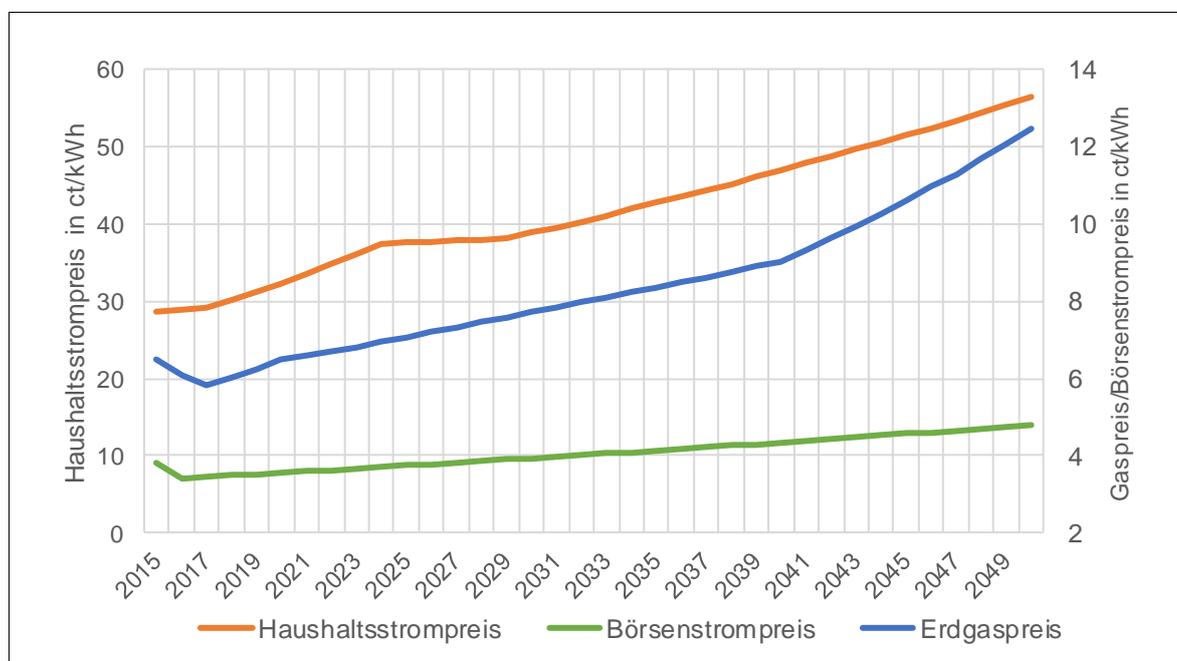


Abb. 10.1: Energiepreise im Zeitraum 2015 bis 2050

Quellen: Aktuelle Kosten (BDEW 2017; Statista 2016; Verivox 2017), Prognosen (Schlesinger et al. 2014)

Die Investitionskosten der Technologien wurden der aktuellen Literatur entnommen und es wurde entsprechend aktueller Prognosestudien eine Kostendegression vorgenommen (vgl. Abb. 10.2).

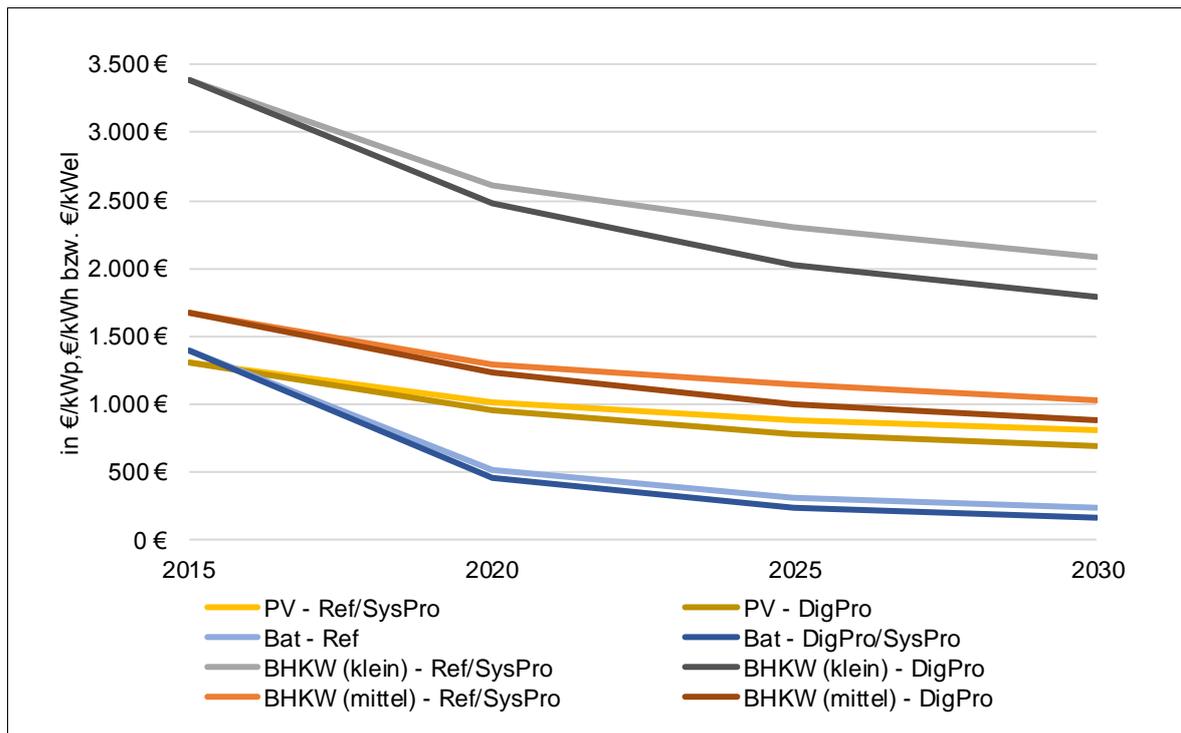


Abb. 10.2: Investitionskosten in verschiedenen Szenarien

Quelle: Investitionskosten 2015 (Wirth 2017; Kairies et al. 2016; ASUE 2014), Kostendegression (Fraunhofer ISE 2013; Agora Energiewende 2014)

Dabei wird davon ausgegangen, dass die Kostendegression bei einer weiten Verbreitung im Szenario DigPro etwas stärker ausfallen wird. Ebenso wird im Szenario SysPro von einer größeren Verbreitung der Batterietechnologie ausgegangen, was ebenfalls zu einer stärkeren Kostendegression führt.

Die Betriebskosten liegen bei der Photovoltaik in Anlehnung an das Fraunhofer ISE (Wirth 2017) bei 1 % der Investitionssumme und bei den Batteriespeichern in Anlehnung an eine Studie von Agora Energiewende (2014) bei 2 % der Investitionssumme. Bei den BHKW wurde eine Formel der ASUE in Abhängigkeit der elektrischen Leistung angewendet (ASUE 2014).

Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit wurden zunächst die aktuellen Förderbedingungen und Vergütungen, wie in Kapitel 7 dargestellt, als aktuelle Basis genommen. Für die Zukunft wird von einer Senkung der EEG-Umlage mittels der Basisdegression ausgegangen. Beim Szenario DigPro wurde diese aufgrund der wachsenden Anzahl der Prosumer auf 0,5 % angehoben. Die Mieterstromvergütung wurde daran angepasst. Die Vergütung für BHKW wurde mit den aktuellen Rahmenbedingungen fortgeschrieben. Ebenso wurde die Basisförderung für BHKW mit der festgesetzten Degression von 5 % in fünf Jahren fortgeschrieben. Dabei wurde im Szenario SysPro auch der Stromeffizienzbonus gutgeschrieben. Die KfW-Förderung für Speicher wurde gemäß ihrer jetzigen Planung nur bis Ende 2018 berücksichtigt. Im Szenario SysPro wurde der Tilgungszuschuss mit einer Absenkung auf 5 % fortgeschrieben, da eine Förderung des systemdienlichen Speichers sinnvoll erscheint. Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurden nach der Annuitätenmethode vorgenommen.

10.3 Ergebnisse der Szenarien

In den folgenden Kapiteln werden die Ergebnisse der verschiedenen Szenarien dargestellt. Dabei werden jeweils zwei Sichtweisen dargestellt. Zum einen wird die Sicht des Haushalts (Mieterin bzw. Mieter oder Eigentümerin bzw. Eigentümer) dargestellt und die Ergebnisse des reinen Stromeinkaufs, also aus Sicht der reinen Verbraucherin oder des reinen Verbrauchers, den verschiedenen Prosumertypen gegenübergestellt. Zum anderen wird die Sicht des Anlagenbetreibers analysiert und die Wirtschaftlichkeit der Anlage bewertet. Die beiden Sichtweisen unterscheiden sich insbesondere im Mieterfall, da die Mieterin oder der Mieter über den Mieterstrom einen festen, aber kleinen Vorteil hat und sich die Wirtschaftlichkeit der Anlage erst bei der Anlagenbesitzerin oder dem Anlagenbesitzer zeigt.

Im Fall der PV-Kleinanlagen und Wärmepumpenbesitzerinnen und -besitzern, die zu Prosumern werden, wird diese Einteilung nicht vorgenommen. Hier werden lediglich die Sicht des Haushalts und dessen Einsparnisse gegenüber dem Strombezug dargestellt.

10.3.1 Prosumer ohne Innovationen/Referenzszenario [Ref]

Zur Berechnung des Referenzszenarios wurden die bisherigen Entwicklungen für alle Technologien fortgeschrieben und mittels der Annuitätenmethode die Wirtschaftlichkeit für die verschiedenen Prosumertypen bewertet. Die Ergebnisse sind in Abb. 10.3 für Investitionen in den Jahren 2015, 2020, 2025 und 2030 aufgeführt. Dabei wurden jeweils die Investitionskosten, abzgl. der Förderung bei Batterie und BHKW, sowie Betriebs- und Verbrauchskosten den Einnahmen gegenübergestellt. Bei den Einnahmen wurden sowohl die Vergütungen für den eingespeisten PV-Strom, die KWK-Vergütungen und die Mieterstromvergütung berücksichtigt als auch die eingesparten Stromkosten durch den Eigenverbrauch sowie der Verdienst aus dem Verkauf des PV-Mieterstroms oder der Wärmeabnahme aus dem BHKW.

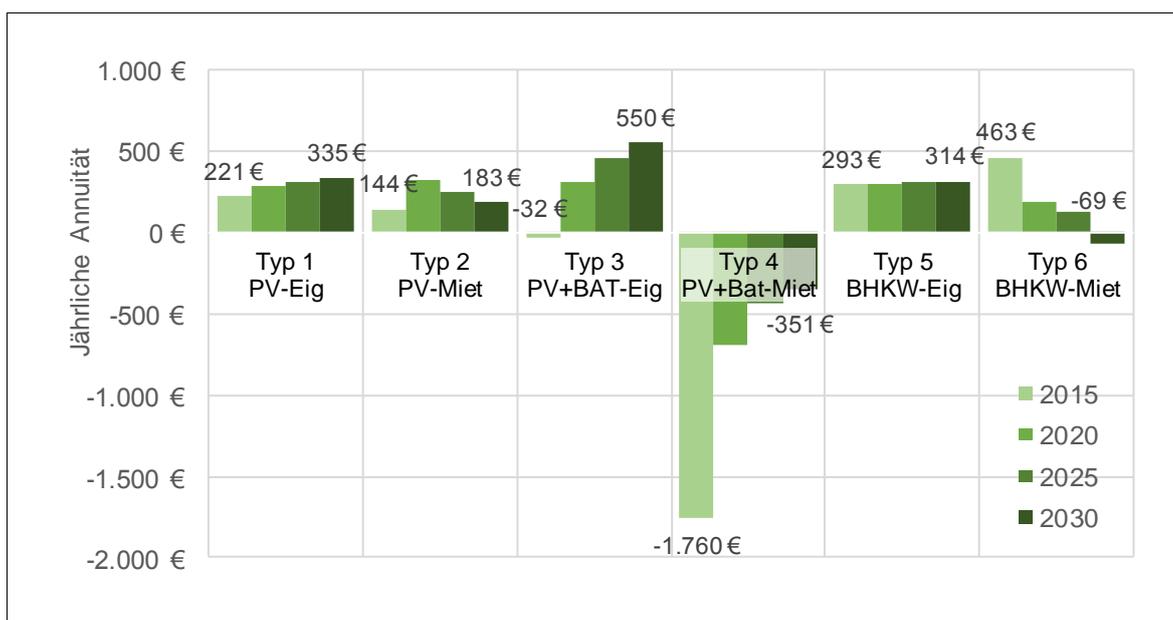


Abb. 10.3: Jährliche Annuität im Referenzszenario aus Anlagenbetreibersicht

Quelle: Eigene Berechnungen. Dargestellt sind jeweils die jährlichen Annuitäten bei einer Investition in den Jahren 2015, 2020, 2025 und 2030

Die Ergebnisse zeigen für Eigentümerinnen und Eigentümer (Typ1, Typ 3 und Typ 5) bei allen Technologien eine steigende Wirtschaftlichkeit, je später die Technologie installiert wird. Beim BHKW ist dieser Effekt eher gering, da die steigenden Gaspreise die Kostendegression der Technologie und die Einsparungen bei den Stromkosten durch Eigenverbrauch nahezu ausgleichen. Bei der Batterie, die heute bei durchschnittlichen Kosten noch nicht wirtschaftlich ist, sind durch die Kostendegression die größten Sprünge in der Wirtschaftlichkeit zu erwarten.

Im Falle des Mieterstroms fällt die Bewertung der Technologien etwas differenzierter aus. Bei PV-Mieterstrom (Typ 2) ist zwar in allen Jahren eine Wirtschaftlichkeit gegeben, allerdings sinkt diese wieder ab 2020. Grund dafür ist, dass die Einnahmen aus Mieterstrom zwar durch die Entwicklung der Strompreise steigen, die Mieterstromvergütung nach dem EEG 2017 jedoch (gekoppelt an die EEG-Umlage) stärker sinkt und sich somit aus Betreibersicht die Einnahmen über die Zeit schmälern. Dieser Effekt tritt zwar auch bei PV-Mieterstrom mit Batteriespeicher (Typ 4) auf, jedoch ist hier die Kostendegression bei den Investitionskosten so hoch, dass die geringeren Einnahmen kompensiert werden. Allerdings reicht die Gewinnspanne bei Mieterstrom auch im Jahr 2030 noch nicht aus, um den Speicher zusätzlich zur PV-Anlage zu finanzieren. Diese Ergebnisse können sich durch eine Novellierung des EEG in den nächsten Jahren wieder anders darstellen. Der Mieterstrom mit BHKW (Typ 6) ist derzeit zwar die rentabelste Option, jedoch nimmt die Rentabilität durch den hohen Gasverbrauch geknüpft mit steigenden Gaspreisen und die geringere Förderung gegenüber kleinen Anlagen im Laufe der Zeit ab.

Neben der Sicht der Anlagenbetreiber soll auch die Sicht der Haushalte und insbesondere der Mieter dargestellt werden. Dabei wurde die jährliche Annuität mit den Strombezugskosten des Haushalts in Beziehung gesetzt. Die Ergebnisse für alle Prosumertypen sind über den Verlauf der Zeit in Abb. 10.4 zu sehen.

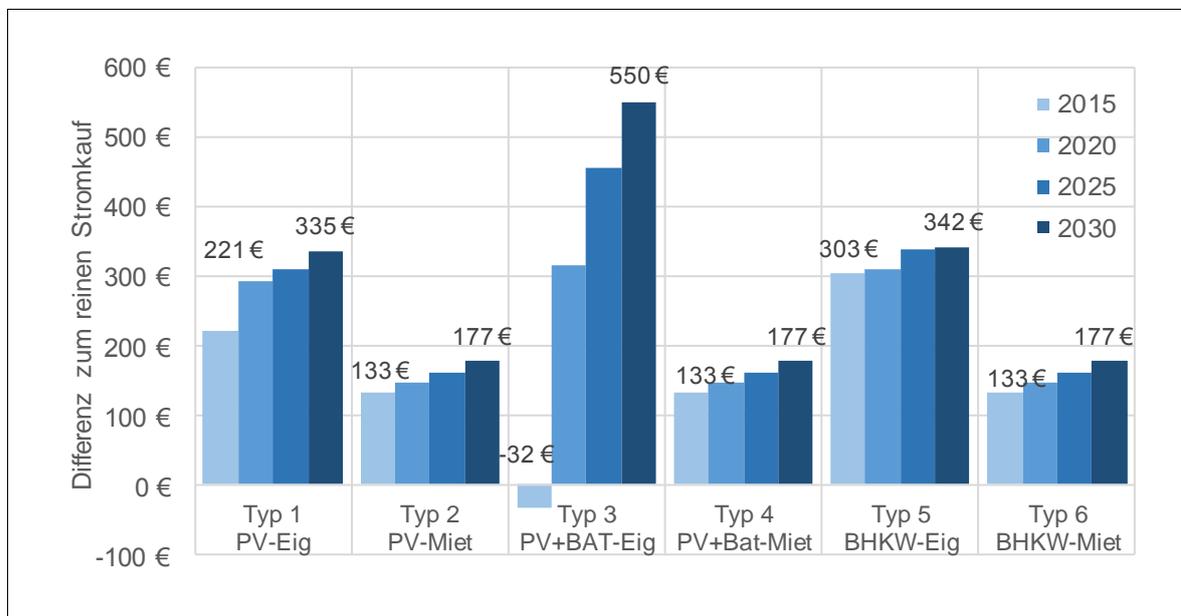


Abb. 10.4: Differenz der jährlichen Annuität zum reinen Stromeinkauf im Referenzszenario aus Haushaltssicht

Quelle: Eigene Berechnungen. Dargestellt ist die Differenz der jährlichen Annuität zwischen den Strombezugskosten und den Stromgestehungskosten bei Eigenverbrauch bei Eigentümerinnen und Eigentümern bzw. den Mieterstromkosten

Bei den Mieterinnen und Mietern (Typ 2, Typ 4 und Typ 6) ergibt sich der Vorteil damit aus dem günstigeren direkt verbrauchten Strom im Haus und den Stromkosten aus dem Netz. Da die Mieterstromkosten konstant 10 % unter den Strombezugskosten liegen, ändert sich der Vorteil im Laufe der Zeit mit steigenden Strompreisen von 133 € auf 177 €. Der Vorteilen fällt allerdings deutlich geringer aus als bei den Eigentümerinnen und Eigentümern.

10.3.2 Digitalisierte vernetzte Prosumer [DigPro]

Beim Szenario der digitalen vernetzten Prosumer wurden die Kostendegressionen und Degressionen bei der EEG-Vergütung entsprechend angepasst. Daneben wurde eine jährliche Pauschale von 30 € veranschlagt, die den Aufwand für Mess- und Steuertechnik sowie einen höheren Verwaltungs- und Abrechnungsaufwand abbildet (vgl. Liebe et al. 2015). Da der Mieterstrompreis 10 % unter dem durchschnittlichen Strompreis angesetzt wurde und damit die Landesförderung für Mieterstrom in NRW greift, wurde dieser Wert auch für die Mieterstrommodelle nicht entsprechend des größeren Aufwandes skaliert. Mit diesen Anpassungen ergeben sich die in Abb. 10.5 dargestellten Ergebnisse.

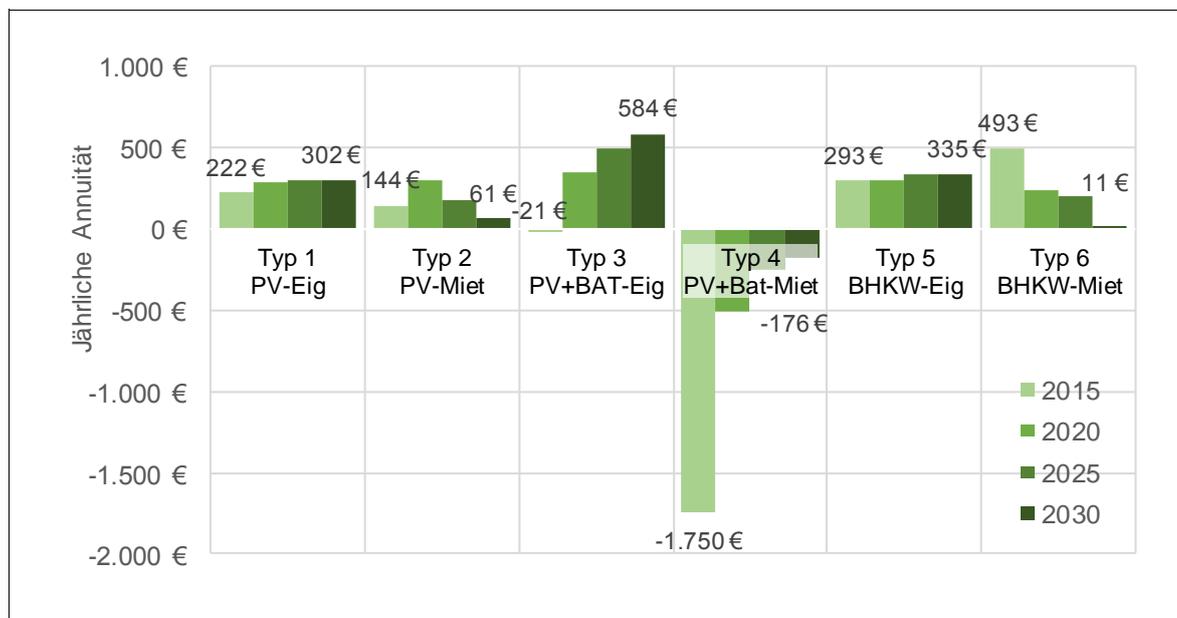


Abb. 10.5: Jährliche Annuität im Szenario DigPro aus Anlagenbetreibersicht

Quelle: Eigene Berechnungen. Dargestellt sind jeweils die jährlichen Annuitäten bei einer Investition in den Jahren 2015, 2020, 2025 und 2030

Die auftretenden Effekte sind mit denen im Referenzszenario vergleichbar. Insbesondere durch die Kostendegression sind die Ergebnisse jedoch etwas positiver zu bewerten. Das PV-Speicher-System im Mieterstrombereich lässt sich aber auch in diesem Szenario nicht wirtschaftlich darstellen.

Neben den Anpassungen auf Kostenseite wird im Szenario DigPro auch ein zeitvariabler Tarif berücksichtigt. Der digitale vernetzte Prosumer reagiert dabei auf Preissignale, die ihm visualisiert werden. Die Differenz der Preise in den verschiedenen Phasen beträgt dabei 5 ct/kWh, wobei der durchschnittliche Preis dem Haushaltsstrompreis entspricht. Gleichzeitig wird vorausgesetzt, dass die gesamten Stromkosten ohne Verschiebung von Lasten identisch bleiben, sich also lediglich ein

Gewinn in diesem Stromtarif ergeben kann, den der Stromlieferant bspw. durch günstigere Börsenstrompreise erwirtschaftet. Daher sind diese Kosteneinsparungen beim Mieter/innen-Haushalt auch nicht als einnahmenmindernd beim Anlagenbetreiber aufgeführt. Für die verschiedenen Prosumertypen wurde nun basierend auf Modellierungen mit dem Modell EProM folgendes Verschiebepotenzial in eine günstigere Phase angenommen (Tab. 10.2).

Tab. 10.2: Verschiebepotenziale für zeitvariable Tarife im Szenario DigPro

Quelle: Ergebnisse aus der Modellierung mit dem IÖW-Prosumer-Modell EProM.

	Typ 1 / Typ 2	Typ 3 / Typ 4	Typ 5 / Typ 6
Verschiebepotenzial	15 %	20 %	15 %

Für die Haushalte zeigen sich die Auswirkungen dieser zeitvariablen Tarife in Abb. 10.6. Durch die Kosteneinsparpotenziale mit den zeitvariablen Tarifen können die Mieterhaushalte zusätzliche Einsparungen gegenüber dem Referenzszenario von 30 € bis 40 € erreichen.

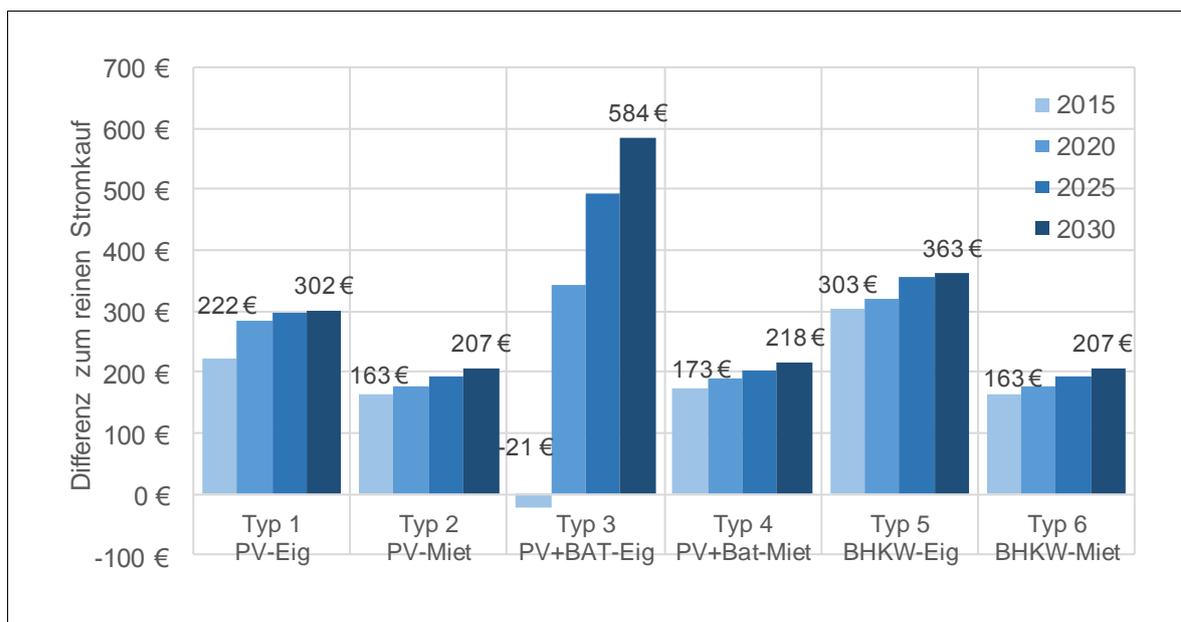


Abb. 10.6: Differenz der jährlichen Annuität zum reinen Stromeinkauf im Szenario DigPro aus Haushaltssicht

Quelle: Eigene Berechnungen. Dargestellt ist die Differenz der jährlichen Annuität zwischen den Strombezugskosten und den Stromgestehungskosten bei Eigenverbrauch bei Eigentümerinnen und Eigentümern bzw. den Mieterstromkosten

10.3.3 Systemprosumer [SysPro]

Für das Szenario des Systemprosumers wurden grundsätzlich die Annahmen entsprechend des Szenarios DigPro getroffen. Allerdings wurden die höheren Kostendegressionen nur für die Batterien angesetzt, die ein wichtiges Instrument für die Systemdienlichkeit sein können und sich daher in diesem Szenario stärker verbreiten. Entsprechend wurde die Batterie in diesem Szenario auch um 25 % größer dimensioniert mit dem Ziel, einen höheren Systemnutzen zu erbringen. Dieser

Systemnutzen wird in diesem Szenario durch erhöhte Eigenverbräuche, die Erbringung von Minutenreserve mittels der Batterie und ein entsprechendes Geschäftsmodell für Demand Response abgebildet.

Zur Abbildung der Erlöse durch Bereitstellung von Kapazitäten und den Abruf von Regelenergie wurde auf Berechnungen aus dem Projekt PV-Nutzen (Moshövel et al. 2015) zurückgegriffen. Dabei wurden die freien Kapazitäten der Batterie zu verschiedenen Jahreszeiten und in den 4-Stunden-Scheiben, die für die Minutenreserve notwendig sind, berechnet. Daraus ergibt sich kumuliert die freie Speicherkapazität, die zunächst als Reservekapazität für die Minutenreserve zur Verfügung gestellt wird. Da ein Abruf der Reservekapazität eher die Ausnahme ist, wurde davon ausgegangen, dass ein Abruf nur für 8 Stunden im Jahr erfolgt. Die Erlöse sind zusätzlich mit den anderen Rahmenbedingungen im Szenario in die Ergebnisse aus Betreibersicht eingeflossen. Aufgrund der Komplexität wurden die Erlöse aus der Regelenergie zunächst nicht an die Mieterhaushalte weitergegeben. In Abb. 10.7 ist die Betreibersicht dargestellt.

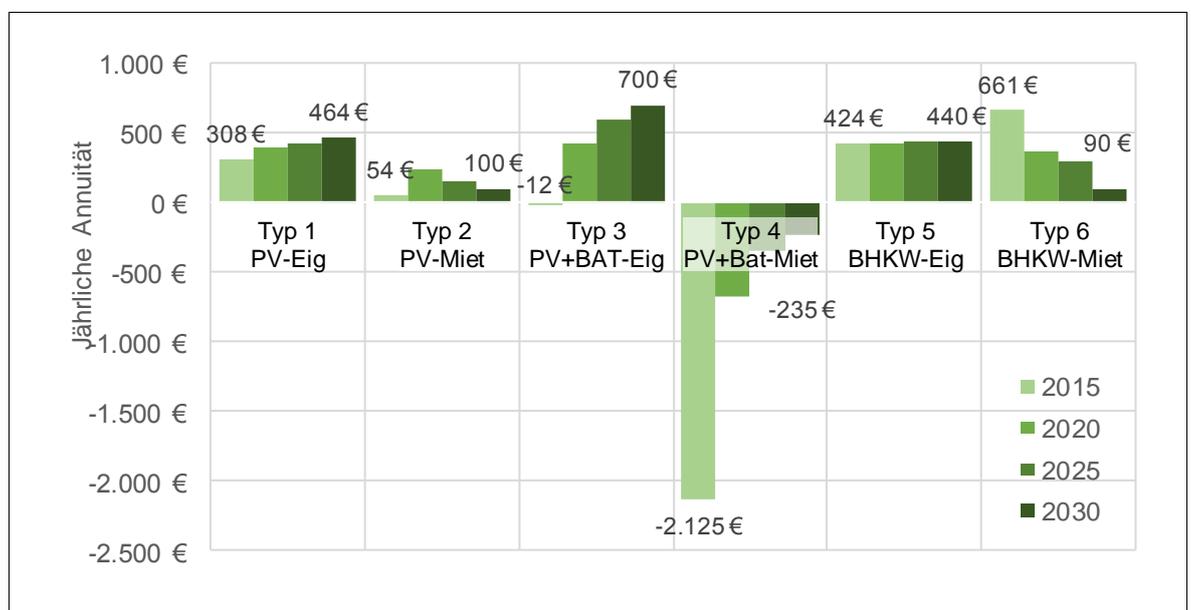


Abb. 10.7: Jährliche Annuität im Szenario SysPro aus Anlagenbetreibersicht

Quelle: Eigene Berechnungen. Dargestellt sind jeweils die jährlichen Annuitäten bei einer Investition in den Jahren 2015, 2020, 2025 und 2030

Die Ergebnisse zeigen ein ähnliches Bild wie im Fall des Szenarios DigPro. Durch die erhöhten Eigenverbräuche zeigt sich jedoch eine höhere Wirtschaftlichkeit bei den meisten Prosumertypen. Lediglich bei den Mieterstromprojekten mit PV-Speicher-Systemen können die zusätzlichen Einnahmen die größere Batterie nicht kompensieren.

Als weitere Besonderheit in diesem Szenario wird ein Geschäftsmodell für Demand Response berücksichtigt. Dabei wurde ähnlich wie bei den zeitvariablen Tarifen in Szenario DigPro vorgegangen. Allerdings ermöglicht die Zuverlässigkeit bei der Lastverschiebung höhere Tariffdifferenzen von 10 ct/kWh, die der Stromlieferant durch frühzeitigen Stromeinkauf zu günstigen Börsenpreisen oder geringere Kosten beim Netzbetreiber ausgleichen kann. Zusätzlich ist das Verschiebepotenzial größer, da der Haushalt nicht manuell einzelne Geräte verschieben muss, sondern dies automatisiert passiert. Die sich daher ergebenden Verschiebepotenziale sind in Tab. 10.3 aufgelistet.

Tab. 10.3: Verschiebepotenziale für Demand Response mit zeitvariablem Tarif im Szenario SysPro

Quelle: Ergebnisse aus der Modellierung mit dem IÖW-Prosumer-Modell EProM.

	Typ 1 / Typ 2	Typ 3 / Typ 4	Typ 5 / Typ 6
Verschiebepotenzial	18 %	27 %	18 %

Mit diesen Preisdifferenzen und Verschiebepotenzialen ergeben sich für den Haushalt tendenziell höhere Ersparnisse bei den Strombezugskosten, wie in Abb. 10.8 zu erkennen ist.

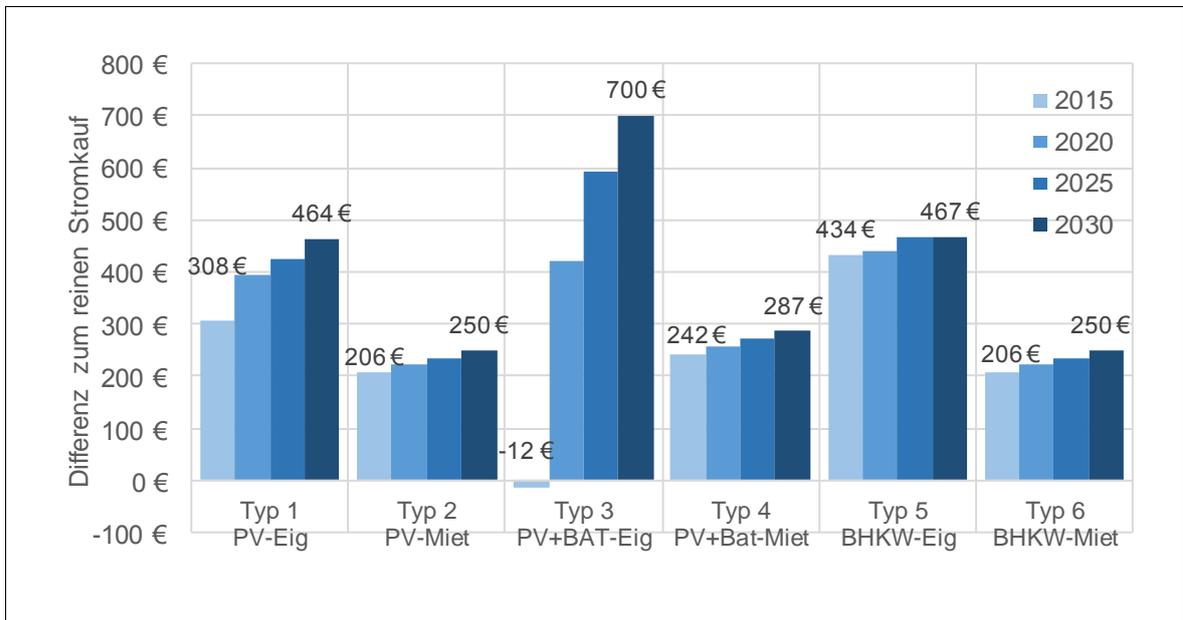


Abb. 10.8: Differenz der jährlichen Annuität zum reinen Stromeinkauf im Szenario SysPro aus Haushaltssicht

Quelle: Eigene Berechnungen. Dargestellt ist die Differenz der jährlichen Annuität zwischen den Strombezugskosten und den Stromgestehungskosten bei Eigenverbrauch bei Eigentümern bzw. den Mieterstromkosten

Die Berechnungen in diesem Szenario führen zu Einsparungen bei den Mieterhaushalten von ca. 15 % für Typ 2, Typ 4 und Typ 6 bei den Strombezugskosten. Für Eigentümerinnen und Eigentümer mit PV-Anlage (Typ 1) liegen die Einsparungen auch im Laufe der Jahre bei konstanten 25 %. Bei einer zusätzlichen Batterie (Typ 3) lassen sich diese auf bis zu 38 % im Jahr 2030 erhöhen. Der Vorteil bei den Eigentümerinnen und Eigentümern ist somit noch deutlich größer. Gleichzeitig zeigen die Ergebnisse aus Betreibersicht, dass geringere Mieterstrompreis kaum möglich sind, wenn die Wirtschaftlichkeit der Anlagen erhalten bleiben soll.

10.3.4 Wirtschaftlichkeit von PV-Kleinstanlagen

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von PV-Kleinstanlagen wurden die gleichen ökonomischen Rahmenparameter wie im Falle größerer PV-Anlagen angenommen. Die Investitionskosten von

PV-Kleinstanlagen sind jedoch noch nicht vergleichbar mit denen weit verbreiteter Aufdachanlagen. Daher wurde auf Basis einer Marktrecherche in Heißwolf et al. (2017) eine lineare Approximation zu den derzeitigen Kosten von PV-Kleinstanlagen in Abhängigkeit von der Leistung vorgenommen. Daraus ist für die Investitionskosten als Vorgabe für die Abschätzung die Formel von 2.600 € minus zweimal die installierte Leistung in W_p entstanden. Für die hier betrachtete PV-Kleinstanlage mit 250 W_p ergeben sich so im Jahr 2015 Installationskosten von 525 €, das entspricht 2.100 €/kW_p. Kostendegression und Betriebskosten wurden dabei analog zu den größeren PV-Anlagen festgesetzt.

Im Gegensatz zu den Aufdachanlagen wurde im Fall von PV-Kleinstanlagen keine Förderung oder EEG-Vergütung angenommen, da letztere durch den hohen Eigenverbrauch kaum Erlöse für den Haushalt bedeutet, aber einen zusätzlichen Aufwand. Zudem wurde der gleiche Stromertrag angenommen wie für die Aufdachanlagen und die Verschattung oder schlechtere Ausrichtung aufgrund baulicher Gegebenheiten vernachlässigt. Die jährliche Annuität, die unter diesen Bedingungen im Vergleich zu einem reinen Netzbezug zu erwarten ist, ist in Abb. 10.9 dargestellt.

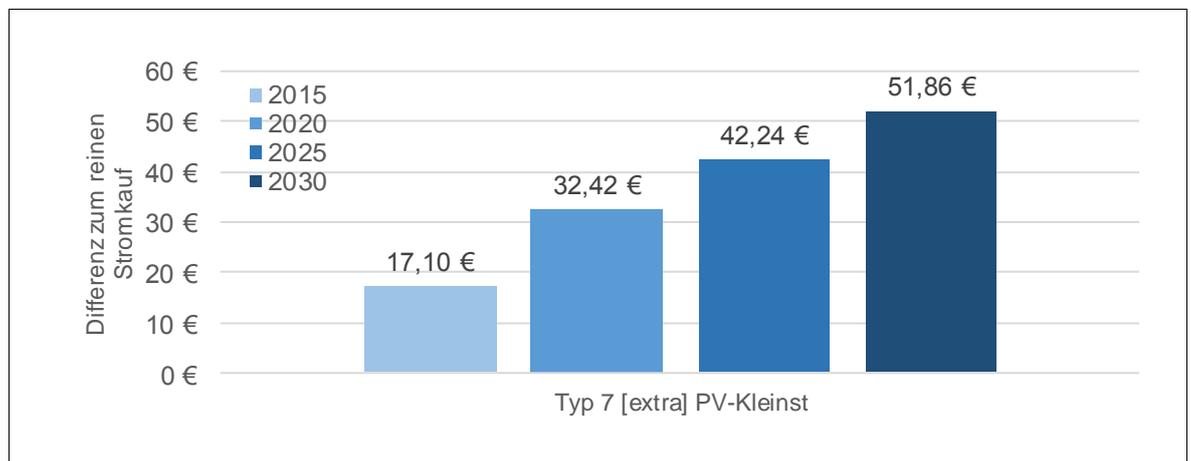


Abb. 10.9: Differenz der jährlichen Annuität zum reinen Stromeinkauf für PV-Kleinstanlagen aus Haushaltssicht

Quelle: Eigene Berechnungen. Dargestellt ist die Differenz der jährlichen Annuität zwischen den Strombezugskosten und den Stromgestehungskosten einer PV-Kleinstanlage bei Eigenverbrauch

Derzeit zeigt sich ein jährlicher Vorteil von ca. 17 € bei einer Investition in eine PV-Kleinstanlage. Dieser Gewinn ist jedoch noch sehr unsicher, da er nur bei guter Ausrichtung der Anlage zustande kommt. Zudem sind die Strompreisprognosen, die einen maßgeblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben, immer mit einer Unsicherheit belastet. Nicht berücksichtigt wurden auch etwaige Zusatzinvestitionen, die sich durch die derzeitigen Diskussionen um PV-Kleinstanlagen ergeben könnten, wie etwa eine Erneuerung von Steckdosen. Zukünftig kann mit einem leichten Gewinn von über 50 € bei einer Investition im Jahr 2030 gerechnet werden, so dass in Zukunft wahrscheinlich eher der rechtliche Rahmen und der Dialog mit dem Netzbetreiber oder der Vermieterin bzw. dem Vermieter ein Hemmnis bei der Verbreitung von PV-Kleinstanlagen darstellt.

10.3.5 Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen in Kombination mit Wärmepumpen

Für eine Aussage zur Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen für Prosumer wurde zur besseren Vergleichbarkeit der Ergebnisse weiterhin nur der Strombereich bewertet. Es wird also hier davon ausgegangen, dass die Wärmepumpe entweder schon da ist oder die Investition unabhängig getätigt wird. Nur der Übergang zum Prosumer durch Installation einer PV-Anlage wird dargestellt. Dabei wurden die technischen Parameter analog zum ersten Prosumertyp angesetzt und eine Wärmepumpengröße, die ausreichend für ein durchschnittliches Haus mit einem Wärmeverbrauch von 90 kWh/m² ist. Die Verbräuche und Eigenverbrauchsanteile hierzu wurden bereits in Kapitel 6.2 beschrieben. Unter diesen Voraussetzungen sind in Abb. 10.10 die jährlichen Vorteile als Annuität gegeben, die sich gegenüber einem reinen Strombezug ergeben.

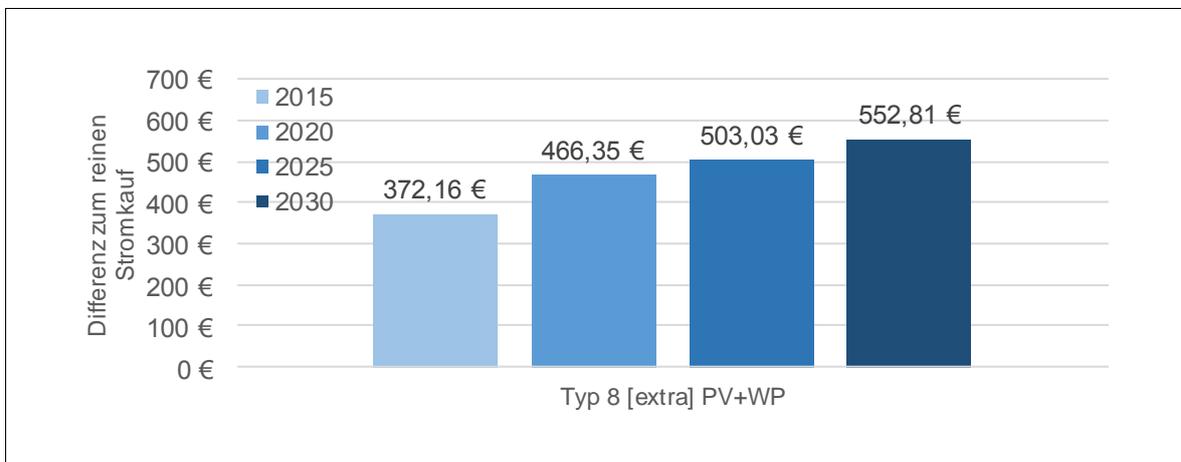


Abb. 10.10: Differenz der jährlichen Annuität zum reinen Stromeinkauf für Wärmepumpenbesitzer/innen aus Haushaltssicht

Quelle: Eigene Berechnungen. Dargestellt ist die Differenz der jährlichen Annuität zwischen den Strombezugskosten und den Stromgestehungskosten einer PV-Anlage bei Eigenverbrauch des Wärmepumpenstroms

Der ökonomische Vorteil, der sich bei einem Wärmepumpenbetrieb durch die Installation einer PV-Anlage ergibt, liegt dabei zwischen ca. 370 € im Jahr 2015 und 550 € im Jahr 2030. Durch den hohen Stromverbrauch ist dieser Vorteil gegenüber dem ersten Prosumertyp ohne Wärmepumpe um 150 € im Jahr 2015 bis zu über 200 € im Jahr 2030 höher. Prozentual an den gesamten Stromkosten gesehen ist der Anteil jedoch mit einer Einsparung von ca. 19 % vergleichbar zum reinen PV-Prosumer mit ca. 22 % Kosteneinsparung.

11 Auswertung und Diskussion

11.1 Einordnung der Prosumer-Potenziale in die Weiterentwicklung des Energiesystems

Die Stromerzeugung in NRW ist geprägt durch eine fossile Energiebereitstellung. Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung betrug in NRW im Jahr 2015 gut 10 % und liegt damit unterhalb des Bundesdurchschnitts von 29 %. Allerdings ist NRW aufgrund der inländisch vorhandenen Braunkohlevorräte ein Stromexportland und daher ist ein Vergleich mit dem Bundesdurchschnitt nicht unmittelbar aussagekräftig. Für den Bereich der PV-Nutzung attestiert die Potenzialstudie zur Solarenergie (LANUV 2013) ein enormes Potenzial für NRW von 72,24 TWh/a, das derzeit nur zu einem kleinen Teil von gut 5 %, 3,8 TWh, genutzt wird (energiestatistik-nrw.de 2015). Bereits jetzt wird dieser Strom auch in privaten Prosumer-Anlagen erzeugt, aber auch hier ist das Potenzial bei Weitem noch nicht ausgeschöpft. Bis 2030 können mehr als 7 TWh in Prosumer-PV-Anlagen erzeugt werden, dazu kommen noch 2,4 TWh in KWK-Anlagen, deren Strom auch für den Eigenverbrauch genutzt wird. Diese Zahlen zeigen nicht nur, dass Prosumer-Anlagen als Teil der PV-Ausbaustrategie einen nennenswerten Anteil übernehmen können, sondern dahinter stehen auch Akteure, die aktiv die Energiewende in NRW mitgestalten, privates Kapital zur Finanzierung der Energiewende einbringen und letztlich damit auch flächendeckend im Land Wertschöpfung generieren. Noch weiter gedacht können Prosumer als Geschäftspartner für Systemdienstleistungen zur Verfügung stehen und mit ihren Anlagen Speicherkapazität anbieten oder Lastverschiebungen bzw. Einspeiseverschiebungen vornehmen.

In Abb. 11.1 ist der Anteil des in Prosumer-Anlagen erzeugten Stroms als Teil des gesamten Stromverbrauchs dargestellt. Der Prosumer-Strom ist hier nicht nur der selbst verbrauchte Strom, sondern der gesamte in der Prosumer-Anlage erzeugte Strom (einschließlich des ins Netz eingespeisten Stroms). In 2016 beträgt der Anteil des Prosumer-Stroms am Stromverbrauch 1 %, hat aber das Potenzial bis 2030 auf 7,4 % anzusteigen. Daneben können natürlich auch Akteure aus GHD und Industrie Prosumer-Anlagen betreiben, wodurch der Prosumer-Anteil nochmals deutlich gesteigert werden kann.

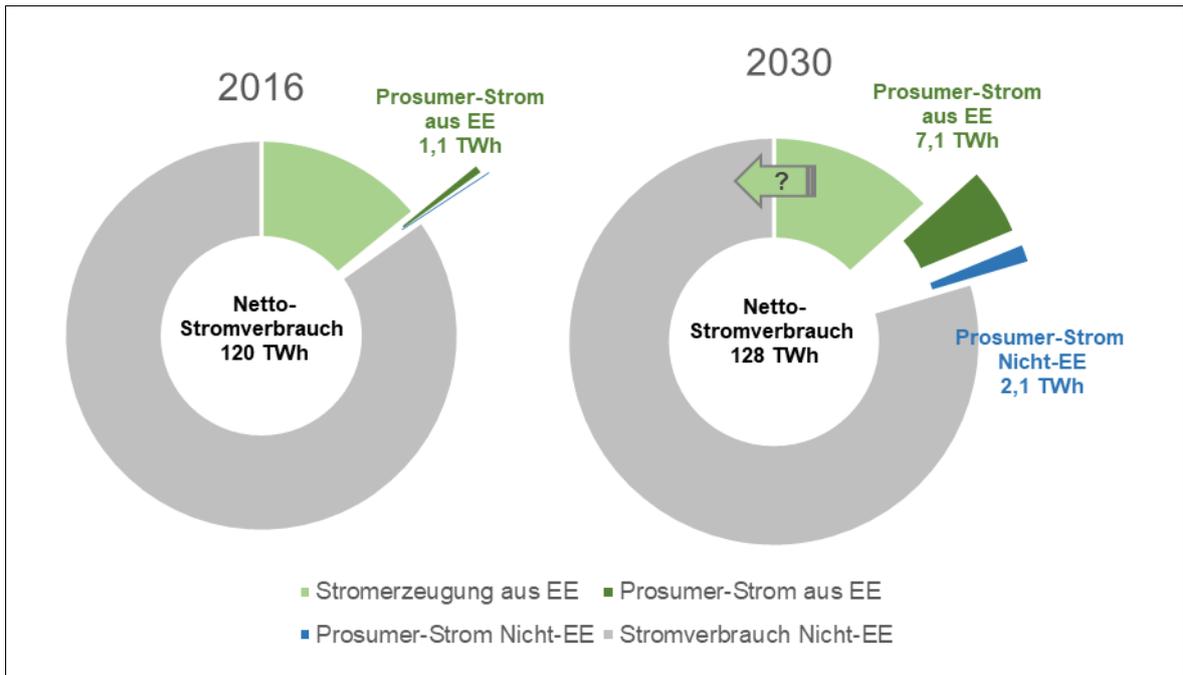


Abb. 11.1: Anteil des in Prosumer-Anlagen hergestellten Stroms am Netto-Stromverbrauch in NRW

Quellen: Stromverbrauch 2016: Fortgeschrieben und abgeschätzt nach (IT.NRW 2012; energiestatistik-nrw.de 2015), Stromverbrauch 2030 nach „Basisszenario 1,2“ in (Prognos 2014), Stromerzeugung aus EE fortgeschrieben nach (IWR 2014), die Stromerzeugung aus EE wird in 2016 vollständig zur Stromverbrauchsdeckung eingerechnet und kein Export von EE-Strom angenommen.

In Abb. 11.2 ist das Prosumer-Potenzial bezogen auf den Nettostromverbrauch der Haushalte dargestellt. Dieser betrug im Jahr 2016 etwa 30 TWh, wovon 4 % in Prosumer-Anlagen erzeugt wurden. Würde das Prosumer-Potenzial im Jahr 2030 ausgeschöpft, so könnten die Prosumer-Anlagen mit fast einem Viertel zu dem Netto-Stromverbrauch der Haushalte in Höhe von 40 TWh beitragen. Der in Prosumer-Anlagen erzeugte Strom würde zu einem Drittel in Mieterstromanlagen erzeugt und zu zwei Dritteln in Eigenverbrauchsanlagen.

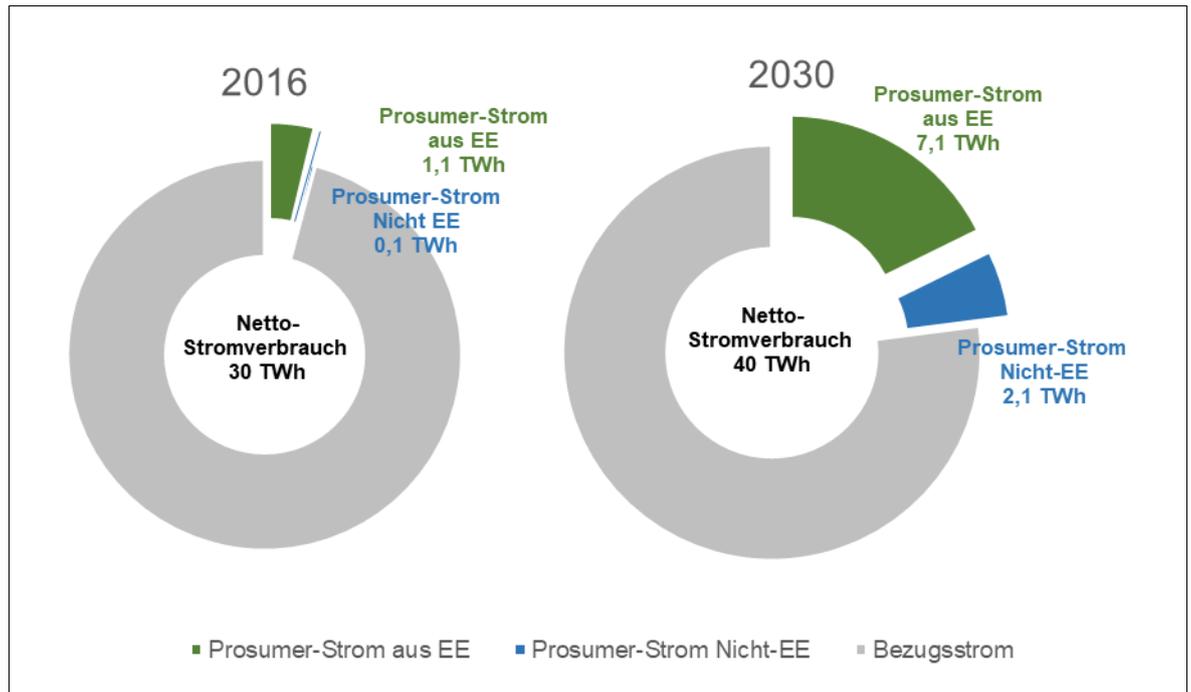


Abb. 11.2: Anteil des in Prosumer-Anlagen hergestellten Stroms am Netto-Stromverbrauch der Haushalte in NRW

Quellen: Stromverbrauch 2016: Fortgeschrieben und abgeschätzt nach (IT.NRW 2012; energiestatistik-nrw.de 2015), Stromverbrauch 2030: eigene Abschätzung nach (Prognos 2014) und Schätzung des Verbrauchs für Wärmepumpen nach (IWES und IBP 2017).

11.2 Analyse der bisherigen Instrumente der Landespolitik/ Bundespolitik zur Unterstützung der Prosumer

11.2.1 Bundespolitik

Die Förderpolitik der Bundesregierung für Prosumer wird im PV-Bereich vor allem durch das EEG gestaltet, nach dem derzeit Anlagen bis 750 kW_p als Prosumer-Anlagen betrieben werden können. Prosumer sind seit dem 01.01.2009 fester Bestandteil des EEG 2009, zunächst vor allem zur Verlangsamung des Anstiegs der EEG-Umlage. Wurde anfangs der Eigenverbrauchsbonus auf Anlagen bis 30 kW beschränkt, so wurde dieser zum 01.07.2010 sogar für Anlagen bis 500 kW (mit einem etwas geringeren Eigenverbrauchsbonus) ausgedehnt.

Seit einigen Jahren wird, insbesondere wiederkehrend zur Bekanntgabe der Höhe der EEG-Umlage für das kommende Jahr, eine Debatte um die soziale Gerechtigkeit bei der Verteilung der Kosten für den Ausbau erneuerbarer Energien geführt. Die Vorwürfe, die erhoben werden, sind unter anderem, dass nur einer bestimmten Gruppe die Möglichkeit zur Installation einer Anlage gegeben ist und damit auch zur Erwirtschaftung einer Rendite. Kritikpunkt ist aber auch die (teilweise) Befreiung des Eigenverbrauchs von der EEG-Umlage, da die Betreiberinnen und Betreiber von Anlagen, die für den Eigenverbrauch produzieren, sich nicht in vollem Umfang an der solidarischen Verteilung der Kosten für den Ausbau erneuerbarer Energien beteiligen, die über die EEG-Umlage an

die Letztverbraucher umgelegt werden. Dem ersten Punkt wurde unter anderem durch die Förderung des Mieterstrommodells begegnet, durch die der Kreis der Prosumer erweitert werden soll. Der zweite Kritikpunkt wurde teilweise dadurch aufgefangen, dass bei größeren Prosumer-Anlagen eine anteilige EEG-Umlage zu entrichten ist. Gleichwohl zeigen Ergebnisse in Moshövel et al. (2015), dass sich die entgangenen Umlagen, Steuern und Netzentgelte durch die vermiedenen Stromkosten einerseits und die vermiedenen EEG-Vergütungszahlungen durch den nicht ins Netz eingespeisten PV-Strom andererseits die Waage halten. In Flaute et al. (2016) wird zusätzlich gezeigt, dass eine zunehmende Anzahl an Prosumer-Haushalten gesamtwirtschaftlich zu leicht positiven Effekte führt.

Die aufgezeigte Entwicklung verdeutlicht, dass Prosumer fester Bestandteil der Energiewende geworden sind. Allerdings ist der Handlungsspielraum, in dem sie sich bewegen können und sollen, eng gefasst. Auch der **Entwurf eines Gesetzes zur Förderung von Mieterstrom** könnte, wie in Kapitel 9.1 beschrieben, deutlich mehr Spielraum und Anreize für eine große Verbreitung geben. Die Beschränkung auf eine innerhäusliche Versorgung und der Ausschluss rein gewerblich genutzter Gebäude schränken die Möglichkeiten sehr ein.

Anlagen bis 10 kW_p und für eine Menge von maximal 10 MWh pro Jahr werden für den Eigenverbrauch vollständig von der EEG-Umlage befreit. Größere Anlagen müssen für den Eigenverbrauch anteilig EEG-Umlage abführen. Die Einspeisevergütung ist in den letzten Jahren sukzessive gekürzt worden, so dass es deutlich lukrativer ist, den selbst erzeugten Strom zu verbrauchen, als einzuspeisen. Die Differenz zwischen der EEG-Vergütung für eine eingespeiste Kilowattstunde Strom und den eingesparten Kosten für eine Kilowattstunde eigenverbrauchten Stroms ist seit 2009 von 5 ct/kWh auf 14 ct/kWh im Jahr 2016 angestiegen. Durch diese Rahmenbedingungen werden Anlagenbetreiber motiviert, Anlagen so auszulegen, dass eine möglichst hohe Eigenverbrauchsquote erzielt wird. Dies wird durch eine kleinere Anlage besser erreicht als durch größere Anlagen. In der Folge bedeutet dies, dass vor allem im Ein- und Zweifamilienhausbereich nicht mehr das maximale Dachflächenpotenzial ausgenutzt wird, sondern kleinere Anlagen installiert werden. Diesen Trend zeigt auch die EEG-Anlagenstatistik, nach der in dem Anlagenbereich bis 30 kW_p die durchschnittliche Anlagenleistung in NRW im Jahr 2009 bei über 11 kW_p lag, dieser Wert im Jahr 2016 aber auf 7,2 kW_p zurückging (eigene Berechnungen basierend auf DGS 2015; BNetzA 2017). Dies ist eine für die Erreichung der Ziele der Energiewende kritische Entwicklung, weil die ungenutzten Dachflächenpotenziale für einen langen Zeitraum brachliegen.

Ein Ansatz, um diesem Trend zu begegnen, könnte in der Einführung neuer Geschäftsmodelle liegen, die es Prosumern ermöglichen, den erzeugten Strom anders als über das EEG zu veräußern und dabei eine bessere Vergütung als über das EEG zu erhalten. Verschiedene Möglichkeiten sind in Kapitel 8.3 dargestellt. Die derzeit gültigen Rahmenbedingungen lassen diese Geschäftsmodelle jedoch nicht zu, so dass hier ein großer politischer Handlungsbedarf zu konstatieren ist.

Die Bundesregierung fördert durch das KfW-Programm *Erneuerbare Energien „Speicher“* durch zinsgünstige Darlehen und Tilgungszuschüsse **Speicher**, die mit einer PV-Anlage bis 30 kW_p betrieben werden. Damit sollen die Markt- und Technologieentwicklung von Speichern weiter vorangetrieben und Kostensenkungen erreicht werden. Das Ende dieses Förderprogramms ist auf den 31.12.2018 datiert. Die Förderung ist an die Voraussetzung gebunden, dass die maximale Leistungsabgabe der Anlage maximal 50 % der installierten Leistung beträgt. Die geförderten Systeme sollen damit einen Beitrag zur besseren Integration von kleinen bis mittelgroßen PV-Anlagen in das Stromnetz leisten. Die Fördervoraussetzung so zu gestalten, dass die Anlage netzdienlich betrieben wird, ist ein wichtiger Aspekt, der auch über die Dauer des Förderprogramms Bestand hat.

Wenn die Speicherkosten so weit sinken, dass sich die Investitionskosten alleine durch eine Erhöhung des Eigenverbrauchs amortisieren, sollte dennoch sichergestellt werden, dass die Speicher auch systemdienlich betrieben werden und damit einen energiewirtschaftlichen Nutzen aufweisen.

11.2.2 Landespolitik

Die Rahmenbedingungen mit der größten Tragweite werden auf Bundesebene gesetzt und der Spielraum auf Länderebene, spezifische Rahmenbedingungen zu setzen, ist eingeschränkt (bspw. beim Steuerrecht). Den Ländern steht es aber frei, zusätzliche Instrumente zu schaffen, die Lücken in den Rahmenbedingungen auf Bundesebene füllen. NRW hat die Initiative ergriffen und bereits 2016 eine zusätzliche Förderung zur Realisierung von **Mieterstrommodellen** eingeführt (MKULNV NRW 2017). Ziel dieses Programms ist es insbesondere, zusätzliche Kosten, die neben der PV-Anlage selbst anfallen, wie automatisierte Steuer-, Mess-, Kontroll- und Abrechnungssysteme, zu fördern. Außerdem ist die Kombination von PV-Mieterstrommodellen mit hocheffizienter KWK-Technologie möglich. Zuwendungsfähig sind Ausgaben für den Erwerb und die Installation von geeigneten Zählern zur Bilanzierung des Stromverbrauchs von mit Mieterstrom belieferten Mieterinnen und Mietern (Summenzählermodell). Damit werden Zusatzkosten, die bei Mieterstrommodellen aufgebracht werden müssen und ggf. das ganze Projekt unwirtschaftlich werden lassen, durch eine Förderung aufgefangen. Die Bedeutung des Förderprogramms wird auch in (IWU 2015) bestärkt. Dort werden Zählerkonzepte als ein Hemmnis beschreiben, weil die technische Umsetzung bei gemischter Abnehmerstruktur (Mieterinnen und Mieter mit und ohne Bezug von Mieterstrom mit Möglichkeit zum Wechsel dazwischen) aufwendig und kostenintensiv ist.

Daneben hat das Land NRW die Förderlücke für **stationäre Batteriespeicher** in Verbindung mit einer PV-Anlage größer 30 kW_p geschlossen. Die Förderkonditionen orientieren sich an der Kondition des KfW-Programms „Speicher“. Es können Speicher für Neuanlagen gefördert werden. Weiterhin werden die Ausgaben für entsprechende Mess- und Steuerungseinrichtungen sowie Informations- und Kommunikationsmaßnahmen zum Betreiben des geförderten Stromspeichers gefördert.

Damit hat das Land NRW sehr zielgerichtet zwei Förderlücken geschlossen und trägt damit aktiv zur wachsenden Anzahl der Prosumer bei. Auch die Aktivitäten der Verbraucherzentrale NRW und der EnergieAgentur.NRW, aber auch des Bundesverbands der Verbraucherzentralen (vzbv), zeigen durch verschiedene Veranstaltungen zu dem Thema Prosumer das Interesse an diesen Akteuren und an einer Verbesserung der Rahmenbedingungen.

11.3 Energieeffizienzberatung als Instrument zur Prosumerunterstützung

Energieeffizienzberatungen für Haushalte sind ein wichtiger Baustein zur Reduktion des Energieverbrauchs und seit vielen Jahren bei Verbraucherzentralen und zum Teil auch Energieagenturen etabliert. Sie zielen im Bereich der Privathaushalte traditionell auf die reine Verbraucherrolle ab. Es stellt sich die Frage, ob eine Energieeffizienzberatung speziell für Prosumer darüber hinaus gehende Inhalte anbieten sollte.

Aus Sicht der Autoren sind folgende Punkte, welche über die auch für Verbraucherinnen und Verbraucher relevanten Themen hinaus gehen, insbesondere für Prosumer von Bedeutung:

Eine mögliche Wirkung der Installation einer Prosumer-Anlage könnte sein, dass die Bereitschaft zu energiesparendem Verhalten sinkt und es zu **Rebound-Effekten** kommt. Rebound-Effekte treten häufig auf, wenn Haushalte Energieeffizienzmaßnahmen ergreifen. Bisher wurden Rebound-Effekte daher vor allem als Verhaltensänderungen aus diesen Effizienzmaßnahmen diskutiert. Beim Umstieg auf erneuerbare Energien handelt es sich nicht im engeren Sinn um eine Energieeffizienzmaßnahme, sondern um eine Maßnahme zur Verringerung des (fossilen) Ressourcenverbrauchs und der Treibhausgasemissionen durch die Energieerzeugung. Führt dieser Umstieg zu einer Erhöhung des Gesamtenergieverbrauchs, so reduziert dies die positiven Umwelteffekte zumindest z. T.; es kommt also zu Rebound-Effekten.

Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen in Kapitel 10 haben die positiven Einkünfte aus Prosumer-Anlagen gezeigt. Wird dieses freigewordene Geld für eine höhere Nachfrage nach Energiedienstleistungen oder Konsumgütern im selben oder einem anderen Bereich ausgegeben, kann das insgesamt zu einem höheren Energieverbrauch führen. Daneben gibt es auch andere Erklärungsmuster für Rebound-Effekte bei privaten Haushalten. So spielen neben den monetären Ursachen auch eine Vielzahl an psychologischen und sozialen Faktoren eine Rolle. Bspw. kann die eigene Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien bei Prosumern dazu führen, dass persönliche und soziale Normen zum sparsamen Umgang mit Wärme und Strom abgeschwächt werden und sich dadurch das Nutzungsverhalten verändert. Ebenso können Nutzerinnen und Nutzer den selbst erzeugten Strom als eine Rechtfertigung wahrnehmen, in anderen Bereichen weniger umweltfreundlich zu handeln (moral licensing).

Möglich ist aber auch ein verstärktes Engagement bei energiesparenden Verhaltensweisen. So können weitere Einsparungen vorgenommen oder Effizienzmaßnahmen ergriffen werden, z. B. wenn der selbsterzeugte Strom eine höhere Wertschätzung erfährt. Die Beschäftigung mit dem Thema Energie insgesamt oder die Visualisierung, z. B. durch Smart Meter, kann auch zu einem energiebewussteren Verhalten, möglicherweise auch in anderen Bedürfnisfeldern, führen. Wenngleich Rebound-Effekte auch bei Energieeffizienzmaßnahmen, die von reinen Verbraucherinnen und Verbrauchern durchgeführt werden, auftreten können, hat dieses Thema bei Prosumern eine deutlich größere Relevanz und sollte daher einen höheren Stellenwert bei Effizienzberatungen für diese Gruppe erhalten.

Prosumer-Anlagen können bei **systemdienlichem Verhalten** eine Stütze für das Netz sein und sich so an der Gesamteffizienz des Energiesystems beteiligen. Ebenso können sie aber auch eine zusätzliche Netzbelastung darstellen, insbesondere, wenn viele Anlagen der gleichen Technologie an einem Netzstrang im Verteilnetz installiert sind (bspw. viele PV-Anlagen in gleicher Ausrichtung). Eine Effizienzberatung, die sich gezielt an Prosumer richtet, könnte zu einem stärkeren Bewusstsein der Bedeutung des eigenen Verbrauchs und der eigenen Erzeugung für die Effizienz des gesamten Energiesystems führen und zu entsprechenden Verhaltensänderungen beitragen. Dabei kann es insbesondere helfen, die Komplexität des Gesamtsystems auf die für den Prosumer relevanten Zusammenhänge zu beschränken. So kann aus Sicht des Gesamtsystems eine Verschiebung der Erzeugung bzw. Einspeisung, z. B. durch Erhöhung des Eigenverbrauchs zur Kapung der Lastspitze, insgesamt dazu beitragen, dass die Verteilnetze effizienter genutzt werden können und auch ohne Netzausbau mehr erneuerbare Energie im Verteilnetz möglich ist. Bei KWK-Anlagen kann die gleichmäßige Stromproduktion auch zu einem effizienteren Betrieb der eigenen Anlage führen.

Auch durch netzdienliches Laden und Entladen von Batterien können diese Effekte erzielt werden. Hier gibt es für die Prosumer auch den Zusatznutzen, dass gleichzeitig ein schonendes Laden bei

Lithium-Ionen-Batterien erreicht wird, da kleine Ladezyklen und eine geringe Ladetiefe für die Lebensdauer einer Lithium-Ionen-Batterie von Vorteil sind (Moshövel et al. 2015). Gerade diese netz- oder systemdienlichen Verhaltensweisen können durch Geschäftsmodelle unterstützt werden (vgl. Kapitel 8.2). Diese Informationen sollten daher in Zukunft in die Effizienzberatung bei Prosumern einfließen.

Eine Energieeffizienzberatung sollte zusätzlich als einen Baustein auch die Optionen der **Sektor-kopplung** darstellen und hierzu eine Prüfung durchführen, ob bspw. eine Wärmepumpe oder Power-to-Heat-Optionen eine geeignete Maßnahme für den Haushalt sein könnte oder welche Auswirkungen durch ein Elektroauto zu erwarten wären. Daran sollte sich bei Eignung eine Beratung für die Auslegung einer Anlage anschließen, die die bereits vorhandene Infrastruktur ebenso wie bereits geplante Modernisierungsmaßnahmen bei der Energieversorgung berücksichtigt.

12 Literaturverzeichnis

- Agora Energiewende (2014): Stromspeicher in der Energiewende - Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2013/speicher-in-der-energiewende/Agora_Speicherstudie_Web.pdf.
- Albersmann, Joachim und Hannes Theile (2016): Der Markt für virtuelle Kraftwerke wächst. <http://www.ingenieur.de/BWK/2016/Ausgabe-6/Special-Energieversorgung/Der-Markt-fuer-virtuelle-Kraftwerke-waechst>.
- Ammon, Martin (2015): Dezentrale stationäre Stromspeicher - Marktanalyse, Marktüberblick. EuPD Research.
- Aster, Anja, Dirk Legler und Benjamin Jendrosch (2013): Werkstattbericht Kleinwind 2013 - Veranstaltungsdokumentation des Werkstattgesprächs Kleinwind der EnergieAgentur.NRW vom 9. Juli 2013 in Wuppertal.
- ASUE [Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.] (2002): KWK-Gesetz 2002 - Grundlagen, Fördermechanismus, praktische Hinweise. Kaiserslautern. https://www.bhkw-infozentrum.de/download/kwk_gesetz_asue.pdf.
- ASUE [Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.] (2009): KWK-Gesetz 2009 - Grundlagen, Fördermechanismus, praktische Hinweise. Kaiserslautern. http://www.100-strom.de/files/ASUE_kwk_gesetze_2009.pdf.
- ASUE [Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.] (2012): Das KWK-Gesetz 2012 - Grundlagen, Förderung, praktische Hinweise. http://asue.de/sites/default/files/asue/themen/blockheizkraftwerke/2012/broschueren/05_06_12_pm_20120615_kwk_gesetz.pdf.
- ASUE [Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V.] (2014): BHKW-Kenndaten 2014/2015 - Module, Anbieter, Kosten.
- BAFA [Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle] (2017): Installierte KWK Anlagen in NRW.
- Bah, Isaac (2017): Bundesregierung bringt Mieterstromgesetz auf den Weg. Neue Energie (27. April). <https://www.neueenergie.net/politik/deutschland/bundesregierung-bringt-mieterstromgesetz-auf-den-weg>.
- BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.] (2011): Technische Anschlussbedingungen (TAB 2007) - für den Anschluss an das Niederspannungsnetz. [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/TAB_2007_Ausgabe%202011.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/TAB_2007_Ausgabe%202011.pdf).
- BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.] (2017): BDEW-Strompreisanalyse Februar 2017. Februar. <https://www.bdew.de/internet.nsf/id/bdew-strompreisanalyse-de>.
- Beucker, Severin, Linda Bergset, Hauke Beeck, Tetyana Bogdanova, Frank Bormann, Manfred Riedel und Willy Bierter (2012): Geschäftsmodelle für den Zukunftsmarkt des dezentralen Energiemanagements in Privathaushalten - Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt Connected Energy - SHAPE. Ergebnisbericht.
- Bioenergie Wollbrandshausen - Krebeck eG (2007): Bioenergie: Höherbergorte ziehen an einem Strang. Eichsfelder Tageblatt (12. Oktober). <http://www.biowk.de/index.php/presse/18-bioenergie-hoeherbergorte-ziehen-an-einem-strang-eichsfelder-tageblatt-vom-10-12-2007>.
- BMG [Brooklyn Microgrid] (2017): Brooklyn Microgrid - About. Website: <http://www.brooklynmicrogrid.com/> (Zugriff: 6. August 2017).
- BMU [Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit] (2000): Schutz der Kraft-Wärme-Kopplung (Kurzinfo). Website: <http://www.bmu.de/bmu/presse-reden/pressemitteilungen/pm/artikel/schutz-der-kraft-waerme-kopplung-kurzinfo/> (Zugriff: 25. Juni 2013).
- BMU [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit] (2009): Energie Dreifach Nutzen - Strom, Wärme und Klimaschutz: Ein Leitfaden für kleine Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (Mini-KWK). Juli. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitfaden_mini_kwk_bf.pdf.
- BMUB und IZES [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und Institut für ZukunftsEnergieSysteme an der Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes] (2005): Kleine Kraft-Wärme-Kopplung für den Klimaschutz - jeder kann Energie doppelt nutzen.
- BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie] (2014): Smart Energy made in Germany. http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/smart-energy-made-in-germany.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

- BMWi (2015): Ausschreibungen/Marktanalyse Photovoltaik-Dachanlagen. 2. September. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/plattform-strommarkt-presentation-marktanalyse-photovoltaik-dachanlagen.pdf?__blob=publicationFile&v=3.
- BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie] (2017): Eckpunktepapier Mieterstrom. 3. September. http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eckpunkte-mieterstrom.pdf?__blob=publicationFile&v=10.
- BNetzA [Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen] (2016): Monitoringbericht 2016. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. https://www.bundesnetzagentur.de/Shared-Docs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2016.pdf;jsessionid=9A0D860BEE99BF117C32CA3955DB234C?__blob=publicationFile&v=2.
- BNetzA [Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen] (2017a): Erneuerbare Energien - Anlagenregister. Veröffentlichung der im Anlagenregister registrierten Daten. Website: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Anlagenregister/Anlagenregister_Veroeffentlichung/Anlagenregister_Veroeffentlichungen_node.html#doc507892bodyText1 (Zugriff: 5. April 2017).
- BNetzA [Bundesnetzagentur] (2017b): Bestimmung der anzulegenden Werte für Solaranlagen §49 EEG 2017. 15. April. Website: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1422/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze_node.html#doc405794bodyText4 (Zugriff: 6. Mai 2017).
- BReg [Die Bundesregierung] (2009): Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung. https://www.bmvi.de/Shared-Docs/DE/Anlage/VerkehrUndMobilitaet/nationaler-entwicklungsplan-elektromobilitaet.pdf?__blob=publicationFile.
- Bundesgesetzblatt (2016): Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende. http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/gesetz-zur-digitalisierung-der-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
- BWP [Bundesverband Wärmepumpe] (2016): BWP-Branchenstudie 2015 - Szenarien und politische Handlungsempfehlungen. Website: http://www.kka-online.info/download/1029725/BWP-Branchenstudie_2015.pdf (Zugriff: 6. Juni 2017).
- Corradini, Roger, Michael Beer und Tobias Schmid (2012): Energiemodell der Wohngebäude. EnergieForum 64, Nr. 1/2. https://www.ffe.de/download/article/391/2012-02_BWK_Co-Be-TS_Energiemodell_der_Wohngebäude.pdf.
- DGS [Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.] (2015): EnergyMap - Auf dem Weg zu 100% EE. Website: <http://www.energymap.info/> (Zugriff: 5. April 2017).
- DGS [Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie] (2016): Positionspapier - Grünes Licht für Stecker-Solar-Geräte. <http://www.pvplug.de/positionspapier/>.
- DIBt (2006): Technische Regeln für die Verwendung von linienförmig gelagerten Verglasungen (TRLV). <https://www.dibt.de/de/service/data/etrlv.pdf>.
- eaD, BDEW, co2online, dena, DMB, HEA, Öko-Institut e.V., VKU und Energieberatung der Verbraucherzentrale [Bundesverband der Energie- und Klimaschutzagenturen Deutschlands e.V., Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Deutscher Mieterbund, Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendung e.V., Verband kommunaler Unternehmen e.V.] (2017): Stromspiegel für Deutschland - Die Stromsparinitiative. Website: <http://www.die-stromsparinitiative.de/stromspiegel/stromverbrauch-vergleichen-stromspiegel/stromspiegel-fuer-deutschland/index.html> (Zugriff: 30. Mai 2017).
- Eikmeier, Bernd, Jonas Klatt, Katja Sengebusch, Heidi Ludewig, Wolfgang Schulz, Marian Klobasa, Felipe Toro, Farikha Idrissova, Felix Reitze und Gerald Menzler (2011): Potenzialerhebung von Kraft-Wärme-Kopplung in Nordrhein-Westfalen. Bremer Energie Institut, Fraunhofer Institut System - und Innovationsforschung, Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien I-REES GmbH, Energieberatung GmbH.
- Elektromobilität NRW (2014): Mehr Bewegen. Mit Strom. Der Masterplan Elektromobilität NRW 2014. http://www.elektromobilitaet.nrw.de/fileadmin/Daten/Download_Dokumente/Masterplan_Elektromobilitaet_2014.pdf.
- EnBauSa [Energetisch Bauen und Sanieren] (2016): Nordrhein-Westfalen fördert große PV-Speicher. 24. Oktober. Website: <http://www.enbausa.de/solarenergie/aktuelles/artikel/nordrhein-westfalen-foerdert-grosse-pv-speicher-5012.html> (Zugriff: 17. Mai 2017).
- EnBW (2013): Umfrage zum Forschungsprojekt MeRegio. Die Ergebnisse. http://www.meregio.de/pdf/MeRegio_Forsabericht.pdf.
- EnergieAgentur.NRW (2016): Intelligent heizen mit Wärmepumpe. 14. Februar. http://www.alt-bau-neu.de/_database/_data/datainfo/1602_14_W%C3%83%C2%A4rmepumpen_Sven%20Kersten.pdf.
- EnergieAgentur.NRW (2017): FAQ Wärmepumpen: Wie viele Wärmepumpen werden in Nordrhein-Westfalen betrieben? <http://www.energieagentur.nrw/geothermie/waermepumpen/faq-haeufig-gestellte-fragen1>.

- energiestatistik-nrw.de (2015): Nettostromverbrauch nach Sektoren. Website: <http://www.energiestatistik-nrw.de/energie/strom/stromverbrauch> (Zugriff: 6. April 2017).
- Enkhardt, Sandra (2017): Sonnen und Tennen vernetzen Photovoltaik-Heimspeicher per Blockchain-Technologie. PV Magazine (5. Februar). <https://www.pv-magazine.de/2017/05/02/sonnen-und-tennet-vernetzen-photovoltaik-heimspeicher-per-blockchain-technologie/>.
- EUWID [Europäischer Wirtschaftsdienst GmbH] (2017): „Wirklich Eigenstrom“- Polarstern entwickelt herstellerunabhängiges Community-Modell. EUWID - Neue Energie (13. April). <http://www.euwid-energie.de/news/systemtransformation/einzelansicht/Artikel/wirklich-eigenstrom-polarstern-entwickelt-herstellerunabhaengiges-community-modell.html>.
- Flaute, Markus, Annett Großmann und Christian Lutz (2016): Gesamtwirtschaftliche Effekte von Prosumer-Haushalten in Deutschland. GWS DiscuGWS Discussion Paper 2016/05.
- FNN [Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN)] (2016): FNN-Hinweis. Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz. https://www.e-dis.de/cps/rde/xbcr/edis/FNN_Hinweise_Stromspeicher.pdf.
- Fraunhofer ESK [Fraunhofer-Einrichtung für Systeme der Kommunikationstechnik ESK] (2011): Smart Grid Communications 2020 Fokus Deutschland. <http://www.esk.fraunhofer.de/de/publikationen/studien/SmartGrid2020.html>.
- Fraunhofer ISE [Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE] (2013): Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien. Freiburg: Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE). <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf>.
- Frenzel, Ina, Julia Jarass, Stefan Trommer und Barbara Lenz (2015): Erstnutzer von Elektrofahrzeugen in Deutschland - Nutzerprofile, Anschaffung, Fahrzeugnutzung. DLR.
- Fuhs, Michael (2015): Buzzn: Sharing Economy für Solarstrom. PV Magazine (6. April). <https://www.pv-magazine.de/2015/06/04/buzzn-sharing-economy-fr-solarstrom/>.
- Fuhs, Michael (2016): Wie die Sonnencommunity im Detail funktioniert und Batteriespeicher nutzt. PV Magazine (4. November). <https://www.pv-magazine.de/2016/04/11/wie-die-sonnencommunity-im-detail-funktioniert-und-batteriespeicher-nutzt/>.
- Gähns, Swantje, Evelin Wieckowski, Jonas von Braunmühl, Andreas Wolfmaier und Bernd Hirschl (2015): Private Haushalte als neue Schlüsselakteure einer Transformation des Energiesystems. Arbeitspapier. Berlin: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW). https://www.ioew.de/fileadmin/user_upload/BILDER_und_Downloaddateien/Publikationen/2015/G%C3%A4hrs_et_al_2015_Private_Haushalte_als_neue_Schl%C3%BCsselakteure_einer_Transformation_des_Energiesystems_Arbeitspapier.pdf.
- Gailfuß, Markus (2013a): Das KWK-Vorschalt-Gesetz. Website: <https://www.bhkw-infozentrum.de/> (Zugriff: 6. Juni 2017).
- Gailfuß, Markus (2013b): Die Bedeutung des KWK-Gesetzes für Mini-KWK-Anlagen. Website: http://www.herzagenda21.de/_PDF/BHKW-Einspeiseverguetung.pdf (Zugriff: 6. Juni 2017).
- Geiselhardt, Stefanie (2017): Kann Blockchain den Energiesektor revolutionieren? Sonne Wind & Wärme, Nr. 05/2017 (Mai): 22–25.
- Gerhard, Norman, Fabian Sandau, Sarah Becker, Angela Scholz, Patrick Schumacher und Dietrich Schmidt (2017): Wärmewende 2030 - Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor. Fraunhofer IWES, Fraunhofer IBP. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Sektoruebergreifende_EW/Waermewende-2030_WEB.pdf.
- HEG Heidelberger Energiegenossenschaft eG (2013): Solarprojekt „Neue Heimat“ Nußloch. <http://www.heidelberger-energiegenossenschaft.de/contact/8-projekte/4-projekt-neue-heimat-nussloch>.
- Heißwolf, Max, Natalie Stut, Andreas Boschert, Theresa Liegl, Mike Zehner, Bodo Giesler, Björn Hemmann und Ralf Haselhuhn (2017): Erzeugungsprofile, Lastprofile und betriebswirtschaftliche Analyse kleiner PV-Systeme zur direkten Deckung des Eigenverbrauchs. März. http://www.pvplug.de/wp-content/uploads/2017/03/2017-02-03_Lgf_SolarRebell_MHeisswolf.pdf.
- Henning, Hans-Martin und Andreas Palzer [Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE] (2015): Was kostet die Energiewende? - Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050. Fraunhofer - Institut für Solare Energiesysteme ISE. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/presseinformationen/2015/Fraunhofer-ISE_Transformation-Energiesystem-Deutschland_final_19_11.pdf.
- ISEA [Institut für Stromrichtertechnik und elektrische Antriebe an der RWTH Aachen] (2016): Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher.

- ISEA [Institut für Stromrichtertechnik und elektrische Antriebe (ISEA) an der RWTH Aachen] (2017): Persönliche Mitteilung von Jan Figgering, ISEA an der RWTH Aachen. 16. Mai.
- IT.NRW [Landesbetrieb Information und Technik Nordrhein-Westfalen] (2012): Die Energiebilanz für Nordrhein-Westfalen 2012 - Statistische Analysen und Studien NRW, Band 83. https://www.it.nrw.de/statistik/analysen/stat_studien/2015/band_83/roegels_83.pdf.
- IVD [Immobilienverband Deutschland] (2017): Mieterstrom: Aktueller Gesetzentwurf kann ohne Beseitigung der steuerlichen Hindernisse keinen Erfolg haben. 31. Mai. <http://www.verbaende.com/news.php/Mieterstrom-Aktueller-Gesetzentwurf-kann-ohne-Beseitigung-der-steuerlichen-Hindernisse-keinen-Erfolg-haben?m=116061>.
- IWES und IBP [Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Fraunhofer-Institut für Bauphysik] (2017): Wärmewende 2030. Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Sektoruebergreifende_EW/Waermewende-2030_WEB.pdf.
- IWR [Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien] (2014): Zur Lage der Regenerativen Energiewirtschaft in Nordrhein-Westfalen 2013. http://www.energiestatistik-nrw.de/medien/downloads/IWR-Studie_Regenerative_Energiewirtschaft_2013_NRW.pdf.
- IWU [Institut Wohnen und Umwelt] (2015): Möglichkeiten der Wohnungswirtschaft zum Einstieg in die Erzeugung und Vermarktung elektrischer Energie. http://www.iwu.de/fileadmin/user_upload/dateien/energie/ake50_mmieterstrom/Endbericht_Mieterstrom.pdf.
- Jung, Susanne (2014): Zur EEG-Umlagepflicht auf eigenverbrauchten Solarstrom. 9. August. Website: <http://www.sfv.de/artikel/zur-eeu-umlagepflicht-auf-eigenverbrauchten-solarstrom.htm> (Zugriff: 4. Mai 2017).
- Kairies, Kai-Philipp, David Haberschusz, Jonas van Ouwerkerk, Jan Strebel, Oliver Wessels, Dirk Magnor, Julia Badeda und Dirk Uwe Sauer (2016): Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher Jahresbericht 2016. Institut für Stromrichtertechnik und elektrische Antriebe (ISEA) an der RWTH Aachen. http://www.speichermonitoring.de/fileadmin/user_upload/Speichermonitoring_Jahresbericht_2016_Kairies_web.pdf.
- Kaltschmitt, Martin und Andreas Wiese (1993): Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. Berlin Heidelberg New York: Springer.
- KfW [Kreditanstalt für Wiederaufbau] (2017): Merkblatt Erneuerbare Energien zum KfW-Programm Erneuerbare Energien „Speicher“. Website: [https://www.kfw.de/Download-Center/Förderprogramme-\(Inlandsförderung\)/PDF-Dokumente/6000002700_M_275_Speicher.pdf](https://www.kfw.de/Download-Center/Förderprogramme-(Inlandsförderung)/PDF-Dokumente/6000002700_M_275_Speicher.pdf) (Zugriff: 16. Mai 2017).
- Klemisch, Herbert und Moritz Boddenberg (2014): Genossenschaftliche Prosumermodelle - Potenziale für eine verbraucherfreundliche Gestaltung der Energiewende. In: Tagungsband „Prosuming und Sharing – Neuer sozialer Konsum?“ der Verbraucherzentrale NRW. https://www.wilabonn.de/images/PDFs/Genossenschaften/Klemisch_Boddenberg_Prosuming_Energiegenossenschaften.pdf.
- Kraftfahrt-Bundesamt (2016): Fahrzeugzulassungen (FZ). Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen. FZ 13.
- KWKG [Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz] (2000): Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz). <http://dip.bundestag.de/extrakt/14/019/14019328.html>.
- KWKG [Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz] (2002): Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung. http://www.energieagentur.nrw.de/_database/_data/datainfoopool/020319%20KWKG%20im%20Bundesgesetzblatt.pdf.
- KWKG [Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz] (2009): Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung. http://www.energieagentur.nrw.de/_database/_data/datainfoopool/KWKG_2009_gesamt.pdf.
- KWKG [Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz] (2012): Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung. http://www.energieagentur.nrw.de/_database/_data/datainfoopool/KWK-G%202012_07_12.pdf.
- KWKG [Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz] (2017): Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung. https://www.gesetze-im-internet.de/kwkg_2016/.
- LANUV [Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz NRW] (2013): Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW. Teil 2 - Solarenergie. LANUV-Fachbericht 40. Recklinghausen. [http://www.lanuv.nrw.de/landesamt/veroeffentlichungen/publikationen/fachberichte/?tx_commerce_pi1\[showUid\]=209&tx_commerce_pi1\[catUid\]=4&cHash=3e156c7a947ca079f4ae93be8dc7219b](http://www.lanuv.nrw.de/landesamt/veroeffentlichungen/publikationen/fachberichte/?tx_commerce_pi1[showUid]=209&tx_commerce_pi1[catUid]=4&cHash=3e156c7a947ca079f4ae93be8dc7219b).

- Lichtblick SE (2013): Repräsentative Umfrage zur Eigenerzeugung von Strom der YouGove Deutschland AG im Auftrag von Lichtblick. <http://www.lichtblick.de/ueber-uns/medien/news/?detail=270&type=press>.
- Liebe, Andrea und Matthias Wissner (2015): Der flexible Verbraucher - Potenziale zur Lastverlagerung im Haushaltsbereich. Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH. http://www.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-mlr/intern/dateien/PDFs/Verbraucherschutz/Der_flexible_Verbraucher_WIK_Endbericht_03-15_.pdf.
- Liebe, Andrea, Matthias Wissner und Stephan Schmitt (2015): Quantitative Auswirkungen variabler Stromtarife auf die Stromkosten von Haushalten. Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH. <http://www.wik.org/fileadmin/Studien/2015/Auswirkungen-variabler-Stromtarife-auf-Stromkosten-Haushalte-WIK-vzbv-November-2015.pdf>.
- Lienhop, Marinta, Dirk Thomas, Alexander Brandies, Claudia Kämper, Julius Jöhrens und Hinrich Helms (2015): Pedelec-Nutzung im Individualverkehr - Endbericht. Verlagerungs- und Klimaefekte durch Pedelec-Nutzung im Individualverkehr - Endbericht.
- Liersch, Jan (2010): Wirtschaftlichkeit und Vergütung von Kleinwindenergieanlagen. Bundesverband WindEnergie e.V. http://www.energieforschungspark.at/Download/studien/BWE_Studie_Wirtschaftlichkeit_2010-12.pdf.
- MKULNV NRW [Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz NRW] (2017): Richtlinie über die Gewährung von Zuwendungen aus dem „Programm für Rationelle Energieverwendung, Regenerative Energien und Energiesparen“ (progres.nrw) – Programmbereich Markteinführung. 16. Februar. https://www.bezreg-arnsberg.nrw.de/themen/ffoerderpro_progres_nrw/do_markteinfuehrung/sonstige/richtlinie_2017.pdf.
- MKULNV NRW und MBWSV NRW [Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz, Ministerium für Bauen, Wohnen, Stadtentwicklung und Verkehr des Landes Nordrhein-Westfalen] (2015): Erlass für die Planung und Genehmigung von Windenergieanlagen und Hinweise für die Zielsetzung und Anwendung (Windenergie-Erlass). Website: <https://www.umwelt.nrw.de/fileadmin/redaktion/PDFs/klima/windenergieerlass.pdf> (Zugriff: 9. Mai 2017).
- Moshövel, Janina, Dirk Magnor, Dirk Uwe Sauer, Swantje Gähns, Mark Bost, Bernd Hirschl, Moritz Cramer, Baris Özalay, Claas Matrose, Christoph Müller, et al. (2015): PV-Nutzen - Analyse des wirtschaftlichen, technischen und ökologischen Nutzens von PV-Speichern. ISEA, IÖW, IFHT. http://www.pv-nutzen.rwth-aachen.de/wp-content/uploads/2013/05/PV-Nutzen_Verbund-Ergebnisbericht.pdf.
- Nabe, Christian, Catharina Beyer, Nils Brodersen, Harald Schäffler, Dietmar Adam, Christoph Heinemann, Tobias Tusch, Jost Eder, Christian de Wyl, Jan-Hendrik vom Wege, et al. (2009): Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen. Ecofys, EnCT, BBH. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/MessUndZaehlwesen/EcofysLastvariableZeitvariableTarife.pdf?__blob=publication-File&v=1.
- Netztransparenz (2016): EEG-Umlage 2017. <https://www.netztransparenz.de/EEG/EEG-Umlage/EEG-Umlage-2017>.
- Next Kraftwerke (2017a): Best of 96. Ein variabler Stromtarif für Industrie und Gewerbe. Website: <https://www.next-kraftwerke.de/virtuelles-kraftwerk/stromverbraucher/variabler-stromtarif> (Zugriff: 6. Juni 2017).
- Next Kraftwerke (2017b): Solar Spot PV - Direktvermarktung von Solaranlagen. Website: <https://www.next-kraftwerke.de/virtuelles-kraftwerk/stromproduzenten/solar/vertrag-direktvermarktung-pv-online> (Zugriff: 6. Juni 2017).
- Nymoen, Havard, Kathrin Siebert, Eric Niemann, Martin Pehnt, Amany von Oehsen und Uta Weiß (2014): Stromheizungen als EE-Heizung und Flexibilitätsoption? - Analysepapier zur Beurteilung von Power to Heat im privaten Heizungsmarkt.
- Pitteloud, Jean-Daniel und Stefan Gsänger (2016): Small Wind World Report Summary 2016. World Wind Energy Association.
- Prognos (2014): Entwicklung und Durchführung einer Impactanalyse für den Klimaschutzplan Nordrhein-Westfalen. https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/140926_Prognos_LandNRW_Bericht_ImpactanalyseNRW.pdf.
- Prognos und BH&W [Prognos AG, Kanzlei Boss Hummel & Wegerich] (2017): Mieterstrom – Rechtliche Einordnung, Organisationsformen, Potenziale und Wirtschaftlichkeit von Mieterstrommodellen.
- PV Magazine (2016): Blockchain und die Energiewirtschaft (13. Oktober). <https://www.pv-magazine.de/2016/10/13/blockchain-und-die-energiewirtschaft/>.
- PwC [PricewaterhouseCoopers AG] (2016): Markt und Technik virtueller Kraftwerke.
- Quaschnig, Volker (2011): Vergütung für Strom aus Photovoltaikanlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Website: <http://www.volker-quaschnig.de/datserv/EEG-PV/index.php> (Zugriff: 20. Juni 2013).

- Repenning, Julia, Lukas Emele, Ruth Blanck, Hannes Böttcher, Günter Dehoust, Hannah Förster, Benjamin Greiner, Ralph Harthan, Klaus Henneberg, Hauke Hermann, et al. (2015): Klimaschutzzszenario 2050 - 2. Endbericht. Öko-Institut, Fraunhofer ISI. www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf.
- RheinEnergie (2017): Nebenzeit-Option. Website: http://www.rheinenergie.com/de/privatkundenportal/tarife/strom_2/strom_traderegio_plus/strom_nebenzeit_option_trade/index.php (Zugriff: 6. Juli 2017).
- Rodriguez-Molina, Jesus, Margarita Martinez-Nunez, Jose-Fernan Martinez und Waldo Perez-Aguiar (2014): Business Models in the Smart Grid - Challenges Opportunities and Proposals for Prosumer Profitability. *Energies*, 23. September. <http://www.mdpi.com/1996-1073/7/9/6142>.
- Rolink, Diethard (2017): Solarwirtschaft begrüßt Kabinettsbeschluss zu Mieterstromgesetz (27. April). <https://www.top-agrar.com/news/Energie-Energienews-Solarwirtschaft-begruesst-Kabinettsbeschluss-zu-Mieterstromgesetz-8140871.html>.
- von Roon, Serafin und Thomas Gobmaier (2011): Demand Response. Website: <https://www.ffe.de/publikationen/fachartikel/344-demand-response> (Zugriff: 29. Mai 2017).
- Samweber, Florian, Philipp Nobis und Marc Gallet (2014): Den eigenen PV-Strom tanken. Simulation von Photovoltaik-Eigenverbrauch mit Elektrofahrzeugen (Teil 1). *BWK 66*, Nr. Nr. 1/2.
- Sandau, Fabian, Angela Scholz, Henning Hahn, Patrick Schumacher, Christina Sager, Fabian Bergk, Claudia Kämper, Wolfram Knörr, Jan Kräck, Udo Lambrecht, et al. (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland in Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung. Fraunhofer IWES, Fraunhofer IBP, IFEU, Stiftung Umweltenergierecht. http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2015/Interaktion_EEStrom_Waerme_Verkehr_Endbericht.pdf.
- Schlesinger, Michael, Peter Hofer, Andreas Kemmler, Almut Kirchner, Sylvie Koziel, Andrea Ley, Alexander Piégsa, Friedrich Seefeldt, Samuel Straßburg, Karsten Weinert, et al. [Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Gesellschaft für WirtschaftlicheStrukturforshung mbH] (2014): Entwicklung der Energiemärkte– Energierferenzprognose. Prognos, EWI, GWS. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=7.
- Schnurre, Sebastian (2014): Variable Tarife aus dem Blickwinkel der Lastverlagerung. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen (ET) 64*, Nr. Heft 6: 53–57.
- Sieverding und Schneidewindt (2016): Blockchain in der Energiewirtschaft.
- Springer Gabler Verlag (2017): Gabler Wirtschaftslexikon, Stichwort: Smart Metering. <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/1097117097/smart-metering-v5.html>.
- StaBu [Statistisches Bundesamt] (2011): Zensusdatenbank - Startseite. Website: <https://ergebnisse.zensus2011.de/> (Zugriff: 23. Mai 2017).
- StaBu [Statistisches Bundesamt] (2017): Pressemitteilungen - 43 Millionen Privathaushalte im Jahr 2035. Website: https://www.destatis.de/DE/PresseService/Presse/Pressemitteilungen/2017/02/PD17_067_122.html;jsessionid=72FBC3A52D6CF51C2BEB8DE06BEF8518.cae1 (Zugriff: 30. Mai 2017).
- Stadtwerke Bochum (2015): StadtwerkeSmart Strom. November. Website: <https://preisevergleichen.stadtwerke-bochum.de/tarife/strom/smart#preise> (Zugriff: 6. Juli 2017).
- Stadtwerke Bonn (2017): BonnHome smart vario - der Clevere. Website: <http://www.stadtwerke-bonn.de/energieundwasser/privatkunden/produkte/strom/bonnhome-smart-vario.html> (Zugriff: 6. Juli 2017).
- Stadtwerke Osnabrück (2017): Strom smart III - Sondertarif für Privatkunden. Der Drei-Zeiten-Tarif mit cleveren Sparzeiten. Website: <https://www.stadtwerke-osnabrueck.de/privatkunden/energie/strom/ihre-stromtarife/strom-smart-iii.html> (Zugriff: 6. Juli 2017).
- Statista (2016): Börsenstrompreis am EPEX-Spotmarkt in Deutschland in den Jahren 2010 bis 2016. Website: <https://de-statista.com/statistik/daten/studie/154012/umfrage/grosshandelspreise-fuer-strom-in-deutschland-seit-2008/>.
- Statista (2017): Anzahl der Personen in Deutschland, die einen Balkon oder eine Terrasse besitzen, von 2013 bis 2016 (in Millionen). Website: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/172077/umfrage/besitz-von-balkon-oder-terrasse/> (Zugriff: 23. Mai 2017).
- Stutenz, Burkhardt (2015): Energiemanagementsysteme ziehen ein. *CIO* (2. Mai). <https://www.cio.de/a/energiemanagementsysteme-ziehen-ein,2971360,4>.

- Twele, Jochen (2013): Empfehlungen zum Einsatz kleiner Windenergieanlagen im urbanen Raum.
- Vattenfall (2016): Energie vom Nachbarn. 13. Juni. Website: <http://news.vattenfall.com/de/article/energie-vom-nachbarn> (Zugriff: 31. Mai 2017).
- Verivox (2017): Verivox-Verbraucherpreisindex Gas. Website: <http://www.verivox.de/verbraucherpreisindex-gas/> (Zugriff: 6. Juli 2017).
- vivi-power (2017): vivi-strom. Dynamischer Stromtarif. Website: <https://www.vivi-power.de/strom.html> (Zugriff: 6. Juli 2017).
- Wachotsch, Ulrike, Andrea Kolodziej, Bernhard Specht, Regina Kohlmeyer und Falk Petrikowski (2014): E-Rad macht mobil. Potenziale von Pedelecs und deren Umweltwirkung. <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/e-rad-macht-mobil>.
- Will, Harald und Fabian Zuber (2016): Geschäftsmodelle mit PV-Mieterstrom.
- Winkler, Alexander (2013): Smart Grids - Intelligente Stromnetze für Erneuerbare Energien. Network Architectures and Services.
- Wirth, Harry [Fraunhofer ISE] (2017): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. 26. März. <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>.
- Wolkowicz, Grit (2015): Strom und Wärme selbst erzeugen - Energiewende im Eigenheim: Wie Kraft-Wärme-Kopplung, PV und ein Hauskraftwerk für Autarkie sorgen. 27. Februar. Website: <http://www.ikz.de/nc/erneuerbare-energien/news/article/strom-und-waerme-selbst-erzeugen-energiewende-im-0054853.html> (Zugriff: 6. Juli 2017).
- WSW [Wuppertaler Stadtwerke] (2017): Happy Power Hour. Ein dynamischer Stromtarif. Website: <http://www.wsw-online.de/happy-power-hour/wer-kann-mitmachen/> (Zugriff: 6. Juli 2017).
- Wünsch, Marco, Friedrich Seefeldt, Stefan Mellahn, Vincent Rits, Alexander Piégsa, Anton Wetzel und Lutz Dittmann (2011): Zwischenüberprüfung zum Gesetz zur Förderung der Kraft-Kraft-Wärme-Kopplung. Berlin, Basel: Prognos AG, Berliner Energieagentur. http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/aktuelles/110929_Zwischenbericht_KWK-Gesetz.pdf.
- ZIV [Zweirad-Industrie-Verband e. V.] (2017): Zahlen – Daten – Fakten zum Fahrradmarkt in Deutschland 2016. http://www.ziv-zweirad.de/fileadmin/redakteure/Downloads/Marktdaten/PK_2017-ZIV_Praesentation_7.03.2017_oT1.pdf.

GESCHÄFTSSTELLE BERLIN

MAIN OFFICE

Potsdamer Straße 105

10785 Berlin

Telefon: + 49 – 30 – 884 594-0

Fax: + 49 – 30 – 882 54 39

BÜRO HEIDELBERG

HEIDELBERG OFFICE

Bergstraße 7

69120 Heidelberg

Telefon: + 49 – 6221 – 649 16-0

Fax: + 49 – 6221 – 270 60

mailbox@ioew.de

www.ioew.de