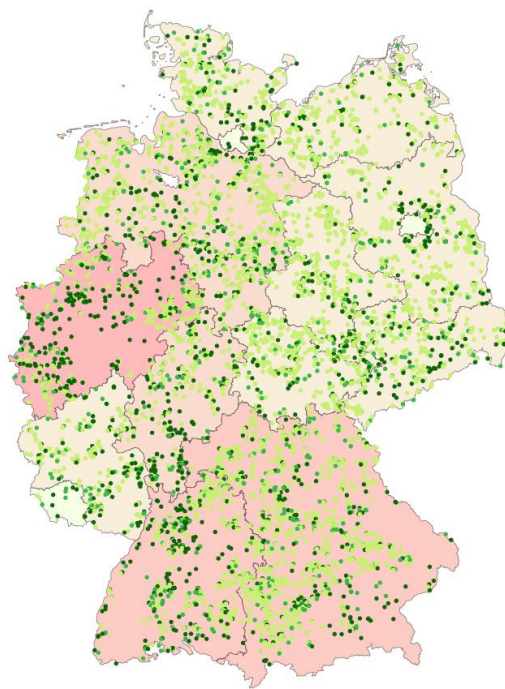


Jan Wiesenthal, Astrid Aretz, Nesrine Ouanes, Kristian Petrick

Energy Sharing: Eine Potenzialanalyse

Gemeinschaftlich Strom im Verteilnetz erzeugen und nutzen: Eine Studie zum Umsetzungsvorschlag im Rahmen von Artikel 22 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU



Jan Wiesenthal, Astrid Aretz, Nesrine Ouanes, Kristian Petrick

Energy Sharing: Eine Potenzialanalyse

Gemeinschaftlich Strom im Verteilnetz erzeugen und nutzen: Eine Studie zum
Umsetzungsvorschlag im Rahmen von Artikel 22 der Erneuerbare-Energien-
Richtlinie der EU

Gutachten im Auftrag des Bündnisses für Bürgerenergie e.V.

Berlin, Mai 2022

Leicht korrigierte Fassung vom 12.5.2022

Impressum

Herausgeber:
Institut für ökologische
Wirtschaftsforschung (IÖW), gemeinnützig
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

Zusammenfassung

Um die angestrebten Klimaschutzziele für Deutschland zu erreichen, muss die Bundesregierung sehr schnell sehr viel auf den Weg bringen. Auch wenn der Umbau hin zur Versorgung mit erneuerbaren Energien in allen Sektoren notwendig ist, bleibt der Ausbau der erneuerbaren Stromversorgung zentral, insbesondere auch durch den zu erwartenden steigenden Strombedarf durch die Sektorkopplung. Diese erforderliche Geschwindigkeit bei der Umsetzung der Energiewende ist nur mit Investitionen und der Einbindung und Teilhabe der Bürger*innen zu erreichen, um eine breite Akzeptanz für die Veränderungen zu erhalten.

Das Konzept Energy Sharing ist ein aussichtsreicher Ansatz, die weitere Verbreitung der erneuerbaren Energien durch eine gesteigerte Akzeptanz zu unterstützen: Bürger*innen können Windkraft- oder Solaranlagen in ihrer Umgebung mitfinanzieren und den produzierten Strom selbst vergünstigt beziehen. Im Kleinen funktioniert dies bereits mit Photovoltaikanlagen auf Einfamilienhäusern. Wenn mehr Menschen diese Möglichkeit bekommen und sich in Gemeinschaften zusammenschließen, dann können sie auch im Großen mehr erreichen. Die bestehenden Strukturen zur Förderung erneuerbarer Energien sehen dies aktuell allerdings nicht vor.

Wie ein solches Energy Sharing ausgestaltet werden kann, beschreibt das Bündnis Bürgerenergie (BBEn) in einem Konzeptpapier. Auf dieser Grundlage hat das Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) im Auftrag vom BBEn nun diese Potenzialstudie für Energy Sharing erarbeitet.

Dabei zeigt sich, dass die möglichen Potenziale für Energy Sharing enorm sind: Über 90 % aller Haushalte in Deutschland könnten mit vergünstigtem Energy-Sharing-Strom versorgt werden. Wird angenommen, dass natürliche Personen der sich neu bildenden Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften, wie im BBEn-Konzept vorgeschlagen, einen Großteil des Eigenkapitals beisteuern, ergeben sich private Investitionen in Höhe von 6,5 bis 12,8 Milliarden Euro. Jede Privatperson wäre so im Durchschnitt mit rund 100 Euro bis 200 Euro selbst an den Anlagen beteiligt.

Zudem wurde gezeigt, dass Energy Sharing wirtschaftlich für Erneuerbaren-Energien-Gemeinschaften umsetzbar ist. Aber auch für die Allgemeinheit ist der Nutzen groß, wenn durch den gesetzlichen Rahmen der systemdienliche Ausbau und systemdienlichen Verbrauch angereizt wird, kann dies perspektivisch Netzausbaukosten und Abhängigkeiten von Rohstoffimporten verringern. Beim vorgeschlagenen Konzept wird deutlich, dass die Art der Erneuerbaren-Energie-Erzeugungstechnologie innerhalb der Erneuerbaren-Energien-Gemeinschaft einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit hat. Dies sollte bei der Ausgestaltung des gesetzlichen Rahmens berücksichtigt werden.

Die Europäische Union hat Energy Sharing bereits 2019 in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (§ 22) mit einer Umsetzungsfrist bis Mitte 2021 verankert. Wenn auch verspätet ist es nur folgerichtig, dass zumindest von der neuen Bundesregierung die Umsetzung von Energy Sharing im Koalitionsvertrag festgeschrieben wurde. Der regulatorische Rahmen muss jetzt geschaffen werden, damit sich Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften bilden und wirtschaftlich arbeiten können. Diese sollten das Stromnetz nutzen können und einen finanziellen Vorteil erhalten, wenn sie selbst erzeugten Strom aus „ihrer“ Anlage zeitgleich und regional verbrauchen.

Abstract

In order to achieve the climate protection targets for Germany, the German government must accelerate the energy transition now. Even though the transformation to a renewable energy supply is necessary in all sectors, the expansion of the renewable electricity supply remains central, especially due to the expected increase in electricity demand as a result of sector coupling. This acceleration of the energy transition can only be achieved with investments and the involvement and participation of citizens in order to gain broad acceptance for the changes.

The concept of Energy Sharing is a promising approach to support the further spread of renewable energies through increased acceptance: Citizens can co-finance wind or solar power plants in their neighborhood and purchase the produced electricity themselves at a reduced price. On a small scale, this already works with photovoltaic systems on single-family homes. If more people are given this opportunity and join together in communities, they can also achieve more on a large scale. However, the existing structures for promoting renewable energies do not currently provide for this.

The German Citizen Energy Alliance BBEn describes a possible design of Energy Sharing. On this basis, the Institute for Ecological Economy Research (IÖW) has now compiled this potential study for Energy Sharing on behalf of BBEn.

It shows that the potential for Energy Sharing is enormous: More than 90% of all households in Germany could benefit from electricity from own power plants. Assuming that members of the renewable energy communities contribute a large part of the equity capital, as proposed in the BBEn concept, this would result in investments of 6.5 billion to 12.8 billion euros. Each member would thus contribute an average of about 100 to 200 euros to the plants.

In addition, it was shown that energy sharing is economically feasible for renewable energy communities. In addition, also the general public benefits, if the legal framework stimulates the system-serving expansion and system-serving consumption, this can reduce grid expansion costs in the future and reduce the dependence on raw material imports. In the proposed concept, it becomes clear that the type of renewable energy generation technology within the renewable energy community has a major impact on economic efficiency. This should be taken into account when designing the regulatory framework.

The European Union has already enshrined energy sharing in the Renewable Energy Directive (Article 22) in 2019 with an implementation deadline of mid-2021. Even if belatedly, it is only logical that at least the new German government has stipulated the implementation of energy sharing in the coalition agreement. The regulatory framework must now be created so that renewable energy communities can form and operate economically. Moreover renewable energy communities should be able to use the power grid and receive a financial advantage if they consume self-generated electricity from "their" plant simultaneously and regionally.

Die Autorinnen und Autoren

Jan Wiesenthal ist wissenschaftliche Mitarbeiter im Forschungsfeld Nachhaltige Energiewirtschaft und Klimaschutz am Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW). Er arbeitet zu den Themenschwerpunkten Prosumer, Energiesysteme und Erneuerbare Energien.

Kontakt: Jan.Wiesenthal@ioew.de

Tel. +49 – 30 – 884 594-38

Dr. Astrid Aretz ist wissenschaftliche Mitarbeiterin im Forschungsfeld Nachhaltige Energiewirtschaft und Klimaschutz am Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW). Sie arbeitet zu den Themenschwerpunkten Erneuerbare Energien, Nachhaltige Entwicklung, Bewertung von Energiesystemen und Prosumer.

Kontakt: Astrid.Aretz@ioew.de

Tel. +49 – 30 – 884 594-17

Nesrine Ouanes ist wissenschaftliche Mitarbeiterin im Forschungsfeld Nachhaltige Energiewirtschaft und Klimaschutz am Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW). Sie arbeitet zu den Themenschwerpunkten Prosumer, Digitalisierung in der Energiewende und Erneuerbare Energien.

Kontakt: Nesrine.Ouanes@ioew.de

Tel. +49 – 30 – 884 594-582

Kristian Petrick ist freiberuflicher Berater in den Bereichen erneuerbare Energien, Energieeffizienz und Nachhaltigkeit und berät öffentliche und private Auftraggeber in politischen und strategischen Fragen. Zudem ist er Fellow am IÖW.

Kontakt: Kristian.Petrick@allgreenenergies.org

Ein besonderer Dank geht an **Katrin Brandt**, die als studentische Mitarbeiterin tatkräftig bei der Erstellung dieser Studie mitgewirkt hat und an die Vertreter*innen des Bündnisses Bürgerenergie für die fruchtbaren Diskussionen und hilfreiche Kommentierung.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	15
1.1	Motivation	15
1.1	Hintergrund	15
1.2	Methodik	16
2	Stand der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland	18
2.1	Entwicklung des Zubaus in den letzten Jahren	18
2.1.1	Windenergie	18
2.1.2	Photovoltaik	19
2.2	Umgang mit Altanlagen	20
3	Szenarien für den Ausbau erneuerbarer Energien bis 2030	20
4	Bestimmung der Ausbaupotenziale	21
4.1	Windenergie an Land	21
4.1.1	Bestimmung der Potenzialflächen	21
4.1.2	Bestimmung der installierbaren Leistung	23
4.1.3	Ergebnisse	25
4.2	Freiflächen-Photovoltaik	27
4.2.1	Bestimmung der Potenzialflächen	27
4.2.2	Bestimmung der installierbaren Leistung	29
4.2.3	Ergebnisse	30
4.3	Dach-Photovoltaik	32
4.3.1	Bestimmung des Potenzials auf Dachflächen	32
4.3.2	Bestimmung der installierbaren Leistung	33
4.3.3	Ergebnisse	33
5	Matching – Abgleich zwischen möglicher Energieerzeugung und Verbrauch der Mitglieder von EE-Gemeinschaften	35
5.1	Annahmen	35
5.2	Vorgehen	36
6	Potenziale für Energy Sharing	38
6.1	Bildung von Energiegemeinschaften	38
6.2	Beteiligung und Investitionen von Bürger*innen und Haushalten	40
7	Stromverbrauch und -erzeugung innerhalb der EE-Gemeinschaft	42
7.1	Methodik	43
7.1.1	Energie-Prosumer Modell zur Bestimmung von Direktverbrauchsanteilen	43
7.1.2	Simulation von Verbrauch durch EE-Gemeinschaften	43

7.1.3	Simulation von smarter Lastverschiebung	45
7.1.4	Simulation von Erzeugungsanlagen	46
7.1.5	Zusammenfassung der Szenarien	47
7.2	Ergebnisse.....	48
7.2.1	Erzeugungsprofile	48
7.2.2	Lastprofile.....	49
7.2.3	Direktverbrauchswerte	50
8	Netzsimulation.....	51
8.1	Modellierung eines Beispielnetzes	51
8.2	Definition der Untersuchungsszenarien	53
8.3	Definition der Indikatoren	55
8.4	Ergebnisse.....	56
8.4.1	Veränderung der lokalen Netzbelastung	56
8.4.2	Veränderung des Stromtransportes zwischen den Netzebenen	60
8.4.3	Zusammenfassung	61
9	Regionale Akzeptanz durch Energy Sharing	62
10	Ökonomische Analyse des Energy Sharing Konzeptes	63
10.1	Ausgestaltung des finanziellen Rahmens beim Energy Sharing Konzept	63
10.2	Stromgestehungskosten von EE-Anlagen	65
10.3	Stromkosten für Mitglieder von EE-Gemeinschaften	67
10.4	Finanzielle Auswirkungen von Energy Sharing auf die Allgemeinheit	70
10.4.1	Kosten für die Gesellschaft	70
10.4.2	Nutzen für die Gesellschaft.....	71
10.5	Weitere ökonomische Aspekte	72
10.6	Fazit der ökonomischen Analyse	73
11	Fazit und Empfehlungen.....	73
11.1	Die wichtigsten Ergebnisse in Kürze	73
11.2	Unsere Handlungsempfehlungen.....	74
12	Literatur.....	76
13	Anhang.....	81

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1.1:	Zwei Beispiele von EE-Gemeinschaften, die Energy Sharing betreiben	16
Abb. 2.1:	Installierte Leistung und Zubau an Windenergieanlagen (onshore und offshore) von 2000 bis 2021	18
Abb. 2.2:	Installierte Leistung und Zubau an PV-Anlagen von 2000 bis 2021	19
Abb. 4.1:	Geeignete Flächen für die Windenergienutzung mit geringem Raumwiderstand (zzgl. Flächen mit mittlerem Raumwiderstand in NRW)	27
Abb. 4.2:	Geeignete Flächen für Freiflächen-PV-Anlagen	31
Abb. 5.1:	Entscheidungsbaum zur Vorgehensweise beim Matching der EE-Gemeinschaften	37
Abb. 6.1:	Installierbare EE-Leistungen durch EE-Gemeinschaften	38
Abb. 6.2:	Beitrag von Energy Sharing zu den Ausbauziele der Bundesregierung bis 2030	40
Abb. 6.3:	Gesamtinvestitionskosten in EE-Anlagen von EE-Gemeinschaften im Rahmen von Energy Sharing	42
Abb. 7.1:	Tagesgang und Monatsganglinie der erstellten Profile von 100 % PV-Erzeugung, 100 % Wind-Erzeugung und einem Mix aus 50 % PV- und 50 % Wind-Erzeugung	48
Abb. 7.2:	Lastverschiebung bei intelligenter Steuerung auf Basis perfekter Voraussicht von Erzeugung aus a) 100 % PV-Erzeugung und b) 50 % PV- und 50 % Wind-Erzeugung	49
Abb. 7.3:	Direktverbrauchsquoten von EE-Gemeinschaften	51
Abb. 8.1:	Topologie des modellierten Netzknotens	52
Abb. 8.2:	Spannbreite der Transformatorbelastung (links) und der Leitungsbelastung (rechts) in den Extremszenarien „PV _{Dach} “, „PV _{FF} & Wind Sektorkopplung“ und „PV _{FF} & Wind Energy Sharing & Sektorkopplung“	57
Abb. 8.3:	Leitungsbelastung und Spannungswerte im modellierten Netz für das Szenario „PV _{FF} & Wind Sektorkopplung“	58
Abb. 8.4:	Spannbreite der Transformatorbelastung in den Szenarien mit Energy Sharing – ohne Sektorkopplung (links) und mit Sektorkopplung (rechts)	59
Abb. 8.5:	Spannbreite der Transformatorbelastung (links) und der Leitungsbelastung (rechts) in den Szenarien mit Energy Sharing und Sektorkopplung und unterschiedlichem Erzeugungsportfolio und -anschlusspunkt	60
Abb. 8.6:	Bemessungsleistung am Ortsnetztransformator für einen Tag im Januar in den Szenarien mit nur einer PV-Dachanlage (gelb) und einer PV-Dach- und einer Windanlage (grün)	61
Abb. 10.1:	Jährliche Kosten und Erträge pro Haushalt durch Energy Sharing	69

Tabellenverzeichnis

Tab. 3.1:	Relevante Ausbauszenarien für Wind (onshore)- und PV-Anlagen in Deutschland bis 2030	21
Tab. 4.1:	Raumwiderstandsklassen für die Windenergienutzung.....	22
Tab. 4.2:	Zuteilung der Bundesländer zu Regionen	24
Tab. 4.3:	Auswahl der Windenergie-Referenzanlagen	25
Tab. 4.4:	Flächenpotenziale für Onshore-Windenergieanlagen je Bundesland	26
Tab. 4.5:	Auszuschließende Flächenkategorien und Annahmen zu Mindestabständen	28
Tab. 4.6:	Gewichtete Volllaststunden für einzelnen Bundesländer	30
Tab. 4.7:	Flächenpotenziale für Freiflächen-PV je Kategorie	31
Tab. 4.8:	Flächenpotenziale für Freiflächen-PV je Bundesland.....	32
Tab. 4.9:	Potenziale für Dach-PV ab 50 kWp je Kategorie	33
Tab. 4.10:	Potenziale für Dach-PV mit einer Mindestkapazität von 100 kWp je Bundesland	34
Tab. 6.1:	Energy-Sharing-Potenziale je Bundesland	39
Tab. 6.2:	Investitionskosten für EE-Anlagen	41
Tab. 7.1:	Verteilung Haushaltsgröße in simulierten Energie-Gemeinschaften und jährlicher Stromverbrauch	44
Tab. 7.2:	Stromverbräuche in Haushalten und EE-Gemeinschaft nach Sektoren	45
Tab. 7.3:	Simulierte Szenarien.....	47
Tab. 8.1:	Zusammenfassung der untersuchten Szenarien	54
Tab. 8.2:	Definition der Indikatoren zur Quantifizierung der Wirkungen auf Netzebene	56
Tab. 10.1:	Einnahmen und Ausgaben von EE-Gemeinschaften	65
Tab. 10.2:	Annahmen bei der Berechnung der Stromgestehungskosten für EE-Anlagen	66
Tab. 10.3:	Stromgestehungskosten und Einspeisevergütung	67
Tab. 10.4:	Kosten für die Allgemeinheit	71
Tab. 13.1:	Annahmen Berechnung Stromgestehungskosten	81

Glossar

EE-Gemeinschaft	Nach Artikel 22 der EE-RL II sollen die europäischen Mitgliedstaaten sicherstellen, dass es ihren Endkund*innen und insbesondere Haushalten möglich ist, sich an Erneuerbare-Energien (EE)-Gemeinschaften zu beteiligen, die berechtigt sind, erneuerbare Energien zu produzieren, zu verbrauchen, zu speichern und zu verkaufen. In dieser Studie beziehen sich EE-Gemeinschaften nur auf die, die auch Energy Sharing betreiben.
Eigenverbrauch	Der Anteil der z. B. in einer PV-Anlage oder einem Kraftwerk erzeugten elektrischen Energie, der vom Betreiber selbst verbraucht wird. Dabei wird das öffentliche Netz nicht genutzt.
Europäische Erneuerbare-Energien-Richtlinie	Die europäische Richtlinie 2009/28/EG ist Teil des Europäischen Klima- und Energiepakets, für das der Europäische Rat im Dezember 2008 eine politische Einigung erzielen konnte. Die EU-Mitgliedstaaten müssen anhand eines vorgegebenen Musters einen Nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energie vorlegen.
Direktverbrauch	In dieser Studie definiert als der Anteil, der in einer PV- oder Windenergieanlage erzeugten elektrischen Energie, der von den Mitgliedern der EE-Gemeinschaft selbst verbraucht wird, d.h. wenn die Erzeugung des Stroms und der Verbrauch zeitgleich stattfindet. Das öffentliche Stromnetz darf dabei genutzt werden.
Sektorkopplung	Unter Sektorkopplung wird die Vernetzung der Sektoren der Energiewirtschaft (Elektrizität, Wärmeversorgung (bzw. Kälte) und Verkehr) sowie der Industrie verstanden, die gekoppelt, also in einem gemeinsamen Ansatz optimiert werden sollen. Dahinter steht der Ansatz, nur auf Einzelsektoren zugeschnittene Lösungsansätze zu überwinden und stattdessen hin zu einer ganzheitlichen Betrachtung aller Sektoren zu kommen, die ein besseres und günstigeres Gesamtsystem ermöglicht.

1 Einleitung

1.1 Motivation

Der Ausbau erneuerbarer Energien wird immer dringlicher. Bundeswirtschaftsminister Robert Habeck hat in seiner Eröffnungsbilanz deutlich gemacht, dass die derzeitigen politischen und rechtlichen Instrumente nicht ausreichen, um den notwendigen ambitionierten Ausbau der Erneuerbaren Energien und Deutschlands Klimaziele zu erreichen. Er sieht die Notwendigkeit, neue zusätzliche Instrumente einzuführen. Das Bündnis Bürgerenergie hat ein Konzept für „Energy Sharing“ vorgelegt, wie europäisches Recht umgesetzt werden kann, so dass sich Bürger*innen an einer dezentralen, regionalen Versorgung mit erneuerbaren Energien beteiligen können und die Energiewende massiv beschleunigt werden kann. Das Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) hat nun das Potenzial dieses Ansatzes untersucht. Denn es ist zu befürchten, dass die beschleunigte Energiewende an der Akzeptanz und Flächenverfügbarkeit zu scheitern droht. Um neue Standorte für Windenergie und Photovoltaik auf Freiflächen zu erschließen, ist die Akzeptanz der Menschen vor Ort eine wesentliche Voraussetzung.

Ein Schlüssel für eine breite Akzeptanz ist Teilhabe, wie sie das Konzept Energy Sharing ermöglicht: Bürger*innen finanzieren und betreiben Windkraft- oder Solaranlagen in ihrer Umgebung mit und beziehen den produzierten Strom selbst. Im Kleinen funktioniert dies bereits mit Photovoltaikanlagen (PV) auf Einfamilienhäusern. Wenn mehr Menschen, unabhängig von Eigentumsverhältnissen und finanziellen Möglichkeiten, diese Möglichkeit erhalten und sich in Gemeinschaften zusammenschließen, dann können sie auch im Großen mehr erreichen.

Die bestehenden Strukturen zur Förderung erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2021) sehen dies allerdings nicht vor. Auch im Kabinettsentwurf zum EEG 2023 fehlt eine entsprechende Regelung. Im europäischen Recht sind diese Gemeinschaften dagegen bereits verankert. Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (EE-Gemeinschaften) sollten das Stromnetz nutzen können und einen finanziellen Vorteil erhalten, wenn sie selbst erzeugten Strom aus „ihren“ Anlagen zeitgleich verbrauchen. Die regulatorischen Rahmenbedingungen hierfür müssen jetzt geschaffen werden.

1.1 Hintergrund

Der Begriff „Energy Sharing“ wird zwar in der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EE-RL II, engl. RED II) eingeführt, ist in Deutschland aber noch nicht eindeutig definiert. Zurzeit wird lediglich an der Umsetzung des Begriffs der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften im EEG 2023 gearbeitet. Die Definition der Bürgerenergiegesellschaft in § 3 Nr. 15 des EEG 2023 soll mit dem Begriff der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft aus Artikel 2 Nummer 16 der Richtlinie kompatibel werden.

Einen ersten Vorschlag, der bei der weiteren Ausdifferenzierung als Ausgangspunkt dienen kann, hat das Bündnis Bürgerenergie (BBEn) gemacht (BBEn 2021). Gemäß dessen Konzept könnte neben anderen möglichen Aktivitäten eine EE-Gemeinschaft als Stromanbieter die eigenen Mitglieder über das Verteilnetz mit Strom aus eigenen Erzeugungsanlagen versorgen und so Energy Sharing betreiben. Wenn wir im Folgenden von EE-Gemeinschaften sprechen, sind damit EE-Gemeinschaften gemeint, die auch Energy Sharing betreiben. Zentral sind bei dem Vorschlag die zeitgleiche Nutzung und die räumliche Nähe. Die maximale Distanz zwischen Verbraucher*innen und Anlagen wird noch diskutiert. In unserer Potenzialabschätzung nehmen wir eine maximale Distanz

von 25 km an, um die räumliche Nähe zu gewährleisten. Abb. 1.1 zeigt zwei Beispiele für EE-Gemeinschaften, wie sie von uns für diese Studie definiert wurden. Die linke Abbildung zeigt die EE-Gemeinschaft A, die von einer Windenergieanlage, eine PV-Dachanlage und eine PV-Freiflächenanlage versorgt wird. Die EE-Gemeinschaft B auf der rechten Seite wird von einer PV-Dachanlage und einer PV-Freiflächen-Anlage versorgt.

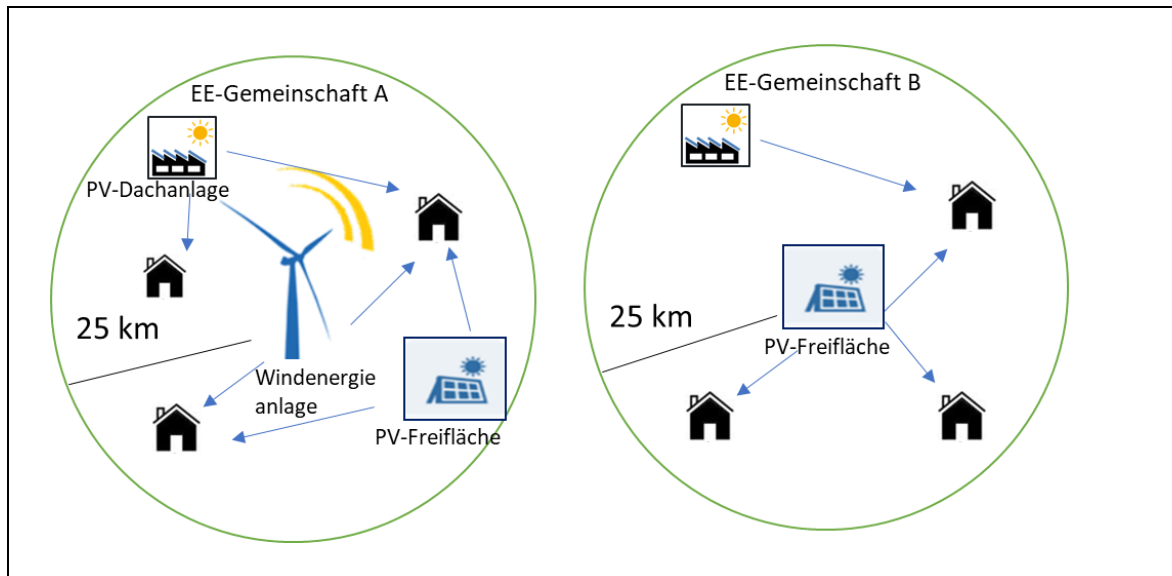


Abb. 1.1: Zwei Beispiele von EE-Gemeinschaften, die Energy Sharing betreiben

Wird mehr Strom benötigt als selbst erzeugt, bezieht die EE-Gemeinschaft diesen von anderen Elektrizitätsversorgungsunternehmen oder kauft den Reststrom anderweitig, z.B. von Direktvermarktern, zu. Damit Energy Sharing für EE-Gemeinschaften und Mitglieder attraktiv ist, braucht es finanzielle Anreize. Das BBE schlägt deshalb vor, Stromnebenkosten zu verringern oder eine Prämie zu zahlen, wenn Strom zeitgleich zur Erzeugung innerhalb der Gemeinschaft verbraucht wird – was durch eine viertelstündige Energieflussmessung nachgewiesen werden kann. Die Gemeinschaften könnten dann günstigere Tarife anbieten als andere Stromanbieter. Hier gilt es aus unserer Sicht, die Vorschläge dahingehend wissenschaftlich zu prüfen, in welchem Ausmaß finanzielle Erleichterungen zum Beispiel aufgrund von Netzentlastungen und damit eingesparten Kosten angemessen sind.

Wir unterstützen die Forderung des BBE, dass EE-Gemeinschaften allen interessierten Bürger*innen offenstehen und eine Möglichkeit bieten sollten, an der Energiewende teilzuhaben. Durch geringe Mindesteinlagen könnte die Mitgliedschaft in einer EE-Gemeinschaften auch finanzschwachen Bürger*innen offenstehen, damit diese von geringeren Strombezugskosten aus Anlagen in ihrer Nähe profitieren, die sich im Eigentum der Gemeinschaft befinden.

1.2 Methodik

In dieser Studie wird das mögliche Potenzial von Energy Sharing ermittelt. Mit Potenzial ist dabei gemeint, wie viele Menschen in Deutschland sich grundsätzlich über Energy Sharing mit Strom versorgen, also Teil einer EE-Gemeinschaft werden können, die Energy Sharing betreibt und ihre

Mitglieder mit Strom versorgt. Als geeignete Anlagen für Energy Sharing werden Windenergieanlagen an Land und PV-Anlagen betrachtet. Bei PV-Anlagen werden sowohl Dachanlagen als auch Freiflächenanlagen einbezogen. Ebenso wird im Rahmen der Potenzialermittlung die Anzahl und Leistung der für die Versorgung der Mitglieder erforderlichen Windenergie- und PV-Anlagen ausgewiesen. Darauf aufbauend werden weitere ökonomische Berechnungen durchgeführt.

Die Potenzialanalyse wird für Deutschland für das Jahr 2030 durchgeführt. Für Energy Sharing sind vor allem Neuanlagen von Relevanz, da die Betriebs- und Eigentumsrechte hierfür noch nicht manifestiert sind. Aber auch Altanlagen können während oder nach dem garantierten Förderzeitraum im Rahmen des EEG in eine EE-Gemeinschaft integriert werden.

Die räumliche Dimension ist beim Energy Sharing von zentraler Bedeutung, da zum einen die gesellschaftliche Akzeptanz für EE-Anlagen in der Region gefördert und zum anderen Energy Sharing einen Anreiz bieten soll, den Strom zeitlich zur Stromerzeugung aus den regionalen und "eigenen" im Eigentum der Gemeinschaft befindlichen Anlagen zu verbrauchen. Durch die räumliche Nähe wird auch eine Netzentlastung erwartet.

Um den räumlichen Bezug der EE-Potenziale einerseits und der Stromnachfrage der Bürger*innen andererseits herstellen zu können, wird als Werkzeug das Geographische Informationssystem (GIS) QGIS eingesetzt. Ein GIS ist ein computergestütztes System, mit dem raumbezogene Daten (geographische Daten) gesammelt, verwaltet, ausgewertet und dargestellt werden können. QGIS ist eine freie Open-Source-Software (www.qgis.de). Für den GIS-basierten Ansatz wurden verschiedene hochaufgelöste Datensätze genutzt, die alle zum kostenlosen Download zur Verfügung stehen. Die verwendeten Daten werden in Kapitel 4 an den jeweiligen Stellen zitiert.

Die Studie ist folgendermaßen aufgebaut:

In Kapitel 2 wird zunächst der Stand der Windenergie- und PV-Nutzung evaluiert, um den Status Quo zu ermitteln und Aussagen für den weiteren notwendigen EE-Ausbau treffen zu können. Danach werden in Kapitel 3 verschiedene Szenarien für den EE-Ausbau dargestellt und Ziele für den Windenergie- und PV-Ausbau festgelegt. Die Differenz zwischen der aktuellen Anzahl an EE-Anlagen und der anvisierten Anlagenzahl für 2030 ist der Referenzwert, von dem aus das Potenzial für Energy Sharing ermittelt wird.

In Kapitel 4 werden mittels des GIS die in Frage kommenden Flächen für Wind- und PV-Anlagen identifiziert. Dabei werden nur Flächen mit einem geringen (z.T. mittleren) Raumwiderstand (planerische Hindernisse) für Windenergieanlagen, geeignete Dachflächen für PV-Anlagen oder Freiflächenanlagen genutzt.

Die potenziell möglichen Standorte für die EE-Anlagen werden im nächsten Schritt mit der Bevölkerungsstruktur vor Ort in Beziehung gesetzt. Das bedeutet, dass ein Abgleich mit der Anzahl der vor Ort lebenden Menschen mit den EE-Anlagen in räumlicher Nähe durchgeführt wird. Dieses sogenannte "Matching" wird in Kapitel 5 beschrieben. Damit wird das Potenzial für Energy Sharing in Deutschland berechnet (Kapitel 6).

Es folgen weitere Ausführungen, die die gesamtgesellschaftlichen Auswirkungen von Energy Sharing beleuchten. Hierzu gehört unter anderem eine Analyse des Direktverbrauchs des vor Ort erzeugten Stroms (Kapitel 7) und eine Untersuchung beispielhafter Stromnetze (Kapitel 8). Auf der Grundlage einer Literaturrecherche wird aufgezeigt, welchen Einfluss Energy Sharing auf die Akzeptanz für die regionalen EE-Anlagen haben kann (Kapitel 9).

Die errechneten Potenziale werden schließlich anhand von ökonomischen Berechnungen in einem gesamtgesellschaftlichen Kontext eingeordnet. Es werden sowohl die Kosten für die Mitgliedschaft in einer EE-Gemeinschaft als auch die gesamtgesellschaftlichen Kosten quantifiziert (Kapitel 10). Die Studie schließt mit einem Fazit sowie politischen Handlungsempfehlungen (Kapitel 11).

2 Stand der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland

2.1 Entwicklung des Zubaus in den letzten Jahren

2.1.1 Windenergie

Mit dem Stromeinspeisungsgesetz 1991 nahm der Ausbau der Windenergie seinen Anfang, allerdings war erst nach der Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 ein rasanter Anstieg mit einem Zubaumaximum von 3.100 MW im Jahr 2002 zu verzeichnen (IWR 2022). Durch dann folgende EEG-Novellen brach der Zubau bis 2013 ein. Anschließend konnte der Windmarkt wieder Fahrt aufnehmen und 2017 neue Spitzenwerte mit einem jährlichen Zubau von bis zu 6.500 MW verzeichnen (IWR 2022). Nachdem das Ausschreibungssystem zur Ermittlung der Vergütungshöhe für Strom aus Windenergieanlagen im EEG 2017 eingeführt wurde, ist der Zubau in Deutschland wieder deutlich zurückgegangen (IWR 2022). Im Jahr 2021 stabilisierte sich der Markt auf niedrigem Niveau. Der Windenergiezubau lag 2021 nur noch bei 1.800 MW (IWR 2022). Insgesamt waren Ende des Jahres 2021 unter Berücksichtigung des Rückbaus etwa 60.200 MW installiert, davon etwa 7.700 MW offshore und knapp 52.600 MW an Land. Abb. 2.1 zeigt die Entwicklung der installierten Leistung in den Jahren von 2000 bis 2021.

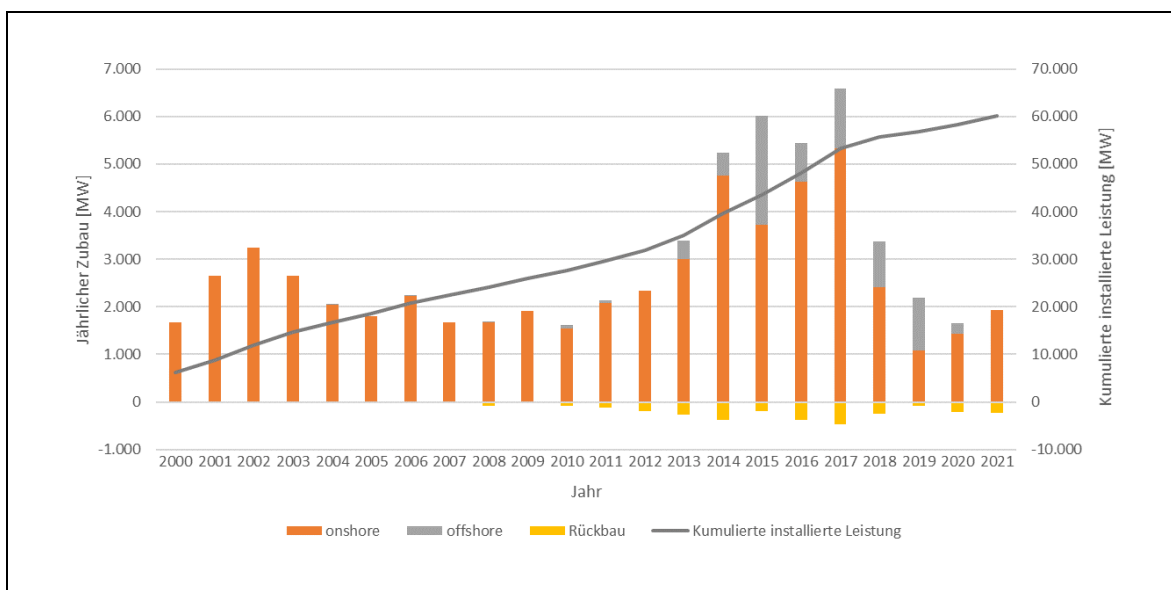


Abb. 2.1: Installierte Leistung und Zubau an Windenergieanlagen (onshore und offshore) von 2000 bis 2021

Quelle: (Deutsche WindGuard 2021; Deutsche WindGuard 2021a; Deutsche WindGuard 2021b)

Im Verlauf der vergangenen zehn Jahre hat der Anteil der Bürgerenergie an den Erneuerbaren Energien immer weiter abgenommen. So war bei der ersten Untersuchung der Eigentümerstruktur der Erneuerbaren Energien noch über 50 % der installierten Leistung in privater Hand (AEE 2021). Bis 2019 reduzierte sich dieser Anteil auf knapp 40 %, wohingegen Gewerbetreibende, Unternehmen und Banken immer mehr an Einfluss gewannen (AEE 2021). Dies zeigt sich besonders im Solarsektor. Auch dort haben Privatpersonen und Landwirt*innen mit 48 % noch die Oberhand, aber Gewerbetreibende sind im PV-Sektor mit 25 % der Anteile bereits stark vertreten (AEE 2021). In der Windenergie an Land sind Privatpersonen mit knapp 41 % ebenfalls dominierend, wohingegen im offshore-Bereich die größten Anteile mit 66 % bei den Energieversorgern und mit 33 % bei Banken und Fonds liegen (AEE 2021).

2.1.2 Photovoltaik

Mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz im Jahr 2000 begann auch der Solarboom in Deutschland. PV-Anlagen wurden attraktiv, da der erzeugte Strom erstmals über eine gesetzliche Einspeisevergütung gefördert wurde. Nach der ersten Novellierung im Jahr 2004 begann ein rasanter Ausbau, der sich bis 2012 auf jährlich ca. 7,5 GWp steigerte. Nach 2012 brach die PV-Nachfrage um 80 % ein. Dies ist laut Einschätzung des Bundesverbands für Solarwirtschaft auf die EEG-Novelle und die damit deutlich verschlechterten Rahmenbedingungen für PV-Strom zurückzuführen. Daher wurden die Ausbauziele in Höhe von 2,5 GW pro Jahr bis 2017 zunächst deutlich verfehlt. Erst seit 2018 nehmen die Zubauraten im Solarsektor wieder zu (Solarwatt 2020). Ende des Jahres 2021 waren 59,3 GW installiert. In Abb. 2.2 sind die installierte Leistung und der Zubau an PV-Anlagen von 2000 bis 2021 dargestellt.

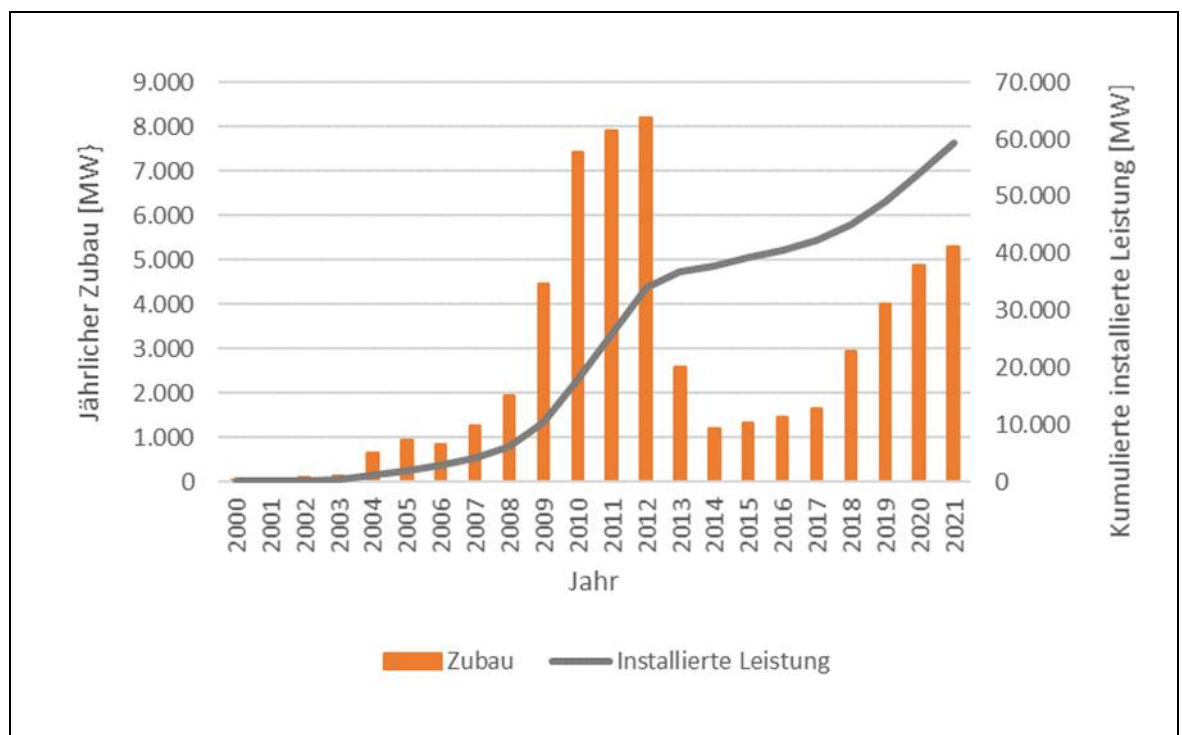


Abb. 2.2: Installierte Leistung und Zubau an PV-Anlagen von 2000 bis 2021

Quelle: (Fraunhofer ISE 2021; Solarserver 2022; statista 2022)

2.2 Umgang mit Altanlagen

Grundsätzlich sind auch Anlagen während oder nach dem garantierten Förderzeitraum im Rahmen des EEG, die noch technisch erhalten sind, geeignet, für eine EE-Gemeinschaft Strom bereitzustellen. Energy Sharing könnte also ein weiteres Finanzierungsmodell sein, Altanlagen bis zum Ende der technischen Lebensdauer zu finanzieren. Die Ergebnisse dieser Studie zeigen, dass das Potenzial für Energy Sharing vor allem darin begründet ist, dass nahezu in ganz Deutschland durch Energy Sharing ein Anreiz besteht, weitere EE-Anlagen zuzubauen. Altanlagen können damit grundsätzlich zum Potenzial von Energy Sharing hinzugerechnet werden und ggf. in einer Übergangszeit dem Eigentum einer EE-Gemeinschaft zugerechnet werden. Die Berücksichtigung von Altanlagen hätte aber auf die Höhe des Potenzials keine Auswirkungen. Daher werden sie bei der Potenzialberechnung nicht weiter betrachtet.

3 Szenarien für den Ausbau erneuerbarer Energien bis 2030

Der Ausbau Erneuerbarer Energien spielt eine zentrale Rolle im von der neuen Regierung vorgelegten Koalitionsvertrag. Bis 2030 soll Strom aus erneuerbaren Energien einen Anteil von 80 % des Strombedarfs erreichen. Diese Ziele spiegeln sich auch in den Ausbaupfaden wider, die im Kabinettsbeschluss vom 06.04.2022 für die Novelle des EEG 2023 für die einzelnen Sparten konkretisiert wurden. Mit diesen Zielen orientiert sich die Bundesregierung nach Einschätzung von Germanwatch (Kleis et al. 2021) am oberen Ende der Bandbreite, die von verschiedenen, in den letzten Monaten erschienenen Klimaneutralitätsszenarien, für das Jahr 2030 aufgespannt wird.

Für diese Studie werden die ambitionierten Ziele des Kabinettsbeschlusses für die Novelle des EEG 2023 zu Grunde gelegt. Diese betragen für Windenergie an Land im Jahr 2030 115 GW und für Photovoltaik 215 GW. Daraus ergibt sich für die Windenergie an Land ein notwendiger Leistungszubau von 62,4 GW bis 2030 und für die Photovoltaik 155,6 GW bis 2030. Tab. 3.1 vergleicht die Ausbauziele des Kabinettsbeschlusses mit den Zielen des EEG 2021 sowie zwei Klimaneutralitätsstudien.

Tab. 3.1: Relevante Ausbauszenarien für Wind (onshore)- und PV-Anlagen in Deutschland bis 2030

Quellen: (EEG 2021; Prognos et al. 2021; Kendzioriski et al. 2021)

	Wind (onshore) [MW]	PV [MW]
Ziele des EEG 2021	71.000	100.000
Agora: Klimaneutral bis 2045	80.000	150.000
DIW: 100% EE für D unter besonderer Berücksichtigung der Dezentralität, Szenario: Integriert (REF)	220.000	305.000
Koalitionsvertrag 2021	Nicht konkretisiert	200.000
Kabinettsbeschluss EEG 2023 (Stand 06.04.2022)	115.000	215.000

4 Bestimmung der Ausbaupotenziale

4.1 Windenergie an Land

4.1.1 Bestimmung der Potenzialflächen

Der erste Schritt zur Ermittlung der Onshore-Windausbaupotenziale ist die Identifikation potenziell geeigneter Flächen unter Berücksichtigung verschiedener Restriktionen rechtlicher, physikalischer und ökologischer Natur. Die Flächen, die für eine Windenergienutzung ausgeschlossen werden oder zu denen ein Mindestabstand eingehalten werden muss, wurden vom Bundesamt für Naturschutz (BfN) untersucht (Thiele et al. 2021b). In dieser detaillierten Studie wurden Flächenkategorien definiert und so genannten „Raumwiderstandsklassen“ gegenüber Windenergie zugeordnet. Tab. 4.1 stellt diese Zuordnung dar. In derselben Studie wurden außerdem die Klassen „niedrig“ und „mittel“ mit den darin enthaltenen Flächen in ganz Deutschland als Geodaten veröffentlicht (Thiele et al. 2021b).

Tab. 4.1: Raumwiderstandsklassen für die Windenergienutzung

Quelle: (Thiele et al. 2021a)

Raumwiderstandsklasse	Flächenkategorie
Sehr hoch	Flächen mit Neigungswinkel $\geq 30^\circ$ Gewässer Nationalparks Naturschutzgebiete Vogelschutzgebiete FFH-Gebiete Siedlungsbereiche: Wohngebiete inkl. Abstand von 750 m nach TA-Lärm bei 40 dB(A) Freizeit/Erholung Industrie/Gewerbe inkl. Abstand von 75 m $\Rightarrow$ nach TA-Lärm bei 60 dB(A) Autobahnen inkl. Abstand von 103,5 m Bundesstraßen inkl. Abstand von 83,5 m Leitungstrassen inkl. Abstands von 127 m Trassenausbau nach BNetzA inkl. Abstand von 127 m Seilbahnen inkl. Abstand von 381 m Bahntrassen inkl. Abstand von 263,5 m Flugverkehr: Differenzierung nach Flughäfen inkl. Abstand von 5.000 m und Flugplätzen inkl. Abstand von 1.760 m Grünes Band Deutschland Truppenübungsplätze & Bergbaufolgelandschaften Wildnis- & Waldentwicklungsgebiete
Hoch	Ramsar-Feuchtgebiete Biosphärenreservate (Kernzonen) Historische Waldstandorte Vorkommen empfindlicher Vogelarten außerhalb von Schutzgebieten der RWS-Klasse sehr hoch zzgl. Abstandspuffer 200 m Pufferzone um Schutzgebiete Landschaftsbildbewertung ≥ 54 von 100 (Hermes in Vorb.)
Mittel	Biosphärenreservate (Pflege- und Entwicklungszonen) Natürliche Überflutungsräume Nationaler Biotopverbund Unzerschnittene verkehrsarme Räume Laub- und Mischwälder Landschaftsschutzgebiete Abstand von 1.000 m um Freizeit/Erholungsflächen (FA Wind 2019)

Gering	Grünland Ackerflächen Nadelforst Landschaftsbildbewertung
--------	--

In unseren Berechnungen treffen wir die Annahme, dass nur Flächen mit niedrigem Raumwiderstand verwendet werden, um eine größtmögliche Machbarkeit zu gewährleisten. Da das Flächenpotenzial für Wind mit einem niedrigen Raumwiderstand in Nordrhein-Westfalen aufgrund der hohen Bebauungsdichte und der großflächigen Landschaftsschutzgebiete geringer ausfällt, werden in unseren Berechnungen für dieses Bundesland auch Flächen mit mittlerem Raumwiderstand eingeschlossen, um ein besseres Verhältnis zwischen der großen Bevölkerung in Nordrhein-Westfalen und den möglichen Standorten zu erreichen.

Flächen, auf denen bereits Windanlagen installiert sind, werden über die Koordinaten aus dem Marktstammdatenregister aus dem Datensatz gefiltert und nicht berücksichtigt (BNetzA 2022a). Die sich ergebenden Potenzialflächen für Windenergie an Land sind die Basis für die Berechnungen in den nächsten Kapiteln.

4.1.2 Bestimmung der installierbaren Leistung

Die Potenzialberechnung orientiert sich an Referenzanlagen, die für die Bestimmung der Anzahl der Windenergieanlagen und deren Leistung auf entsprechenden geeigneten Flächen herangezogen werden. Die Referenzanlagen sollen den zukünftigen Stand der Technik im Betrachtungszeitraum abbilden und auch im Hinblick auf die unterschiedlichen geographischen Rahmenbedingungen in Deutschland ausgewählt sein. Für die Berücksichtigung der geographischen Rahmenbedingungen wurden die Bundesländer in vier Regionen zusammengefasst, die den Veröffentlichungen der Deutsche WindGuard (2020) entnommen und in Tab. 4.2 dargestellt sind.

Tab. 4.2: Zuteilung der Bundesländer zu Regionen

Quelle: Die Regionen sind Deutsche WindGuard (2020) entnommen.

Region	Zugehörige Bundesländer
Norden	Bremen Hamburg Mecklenburg-Vorpommern Niedersachsen
Mitte	Berlin Brandenburg Hessen Nordrhein-Westfalen Sachsen Sachsen-Anhalt Thüringen
Süden	Baden-Württemberg Bayern Rheinland-Pfalz Saarland
Schleswig-Holstein	Schleswig-Holstein

Für die vier Regionen wurden einzelne Referenzanlagen definiert und deren Flächenbedarf aus dem notwendigen Abstand zwischen den Windenergieanlagen berechnet. Die Nennleistung der Referenzanlagen wurde für jede Region aus den Mittelwerten der seit 2019 bis heute gemeldeten EEG-Anlagen laut Marktstammdatenregister ermittelt, zuzüglich der bereits im Marktstammdatenregister vorgemerkten geplanten Anlagen. Um die zukünftige Entwicklung abzubilden, wurden für die Nennleistung der Anlagen, die Rotordurchmesser und die Volllaststunden aus der Spannbreite der Fortschreibungen bis 2030 aus Deutsche WindGuard (2020) konservative Werte angenommen. Von den berechneten Brutto-Energieerträgen wurde nach Deutsche WindGuard (2020) ein Abzug von 17 %¹ vorgenommen, um die Verluste und Abschattungseffekte zu berücksichtigen. Die Netto-Energieerträge und weitere Kennzahlen der Referenzanlagen sind in Tab. 4.3 zusammengefasst.

Nach (UBA 2013) wurde als Abstand zwischen den Windenergieanlagen vereinfachend ein radialer Abstand in Höhe des 4-fachen Rotordurchmessers angenommen. Für die Verrechnung in dem GIS wurde um jede Anlage ein Kreis mit einem Radius des zweifachen Rotordurchmessers angelegt. Daraus lässt sich die spezifische Flächenleistung für die einzelnen Referenzanlagen nach der folgenden Formel 4.1 berechnen.

¹ 17 % wird von Deutsche WindGuard (2020) aufgeteilt in: Abschattungseffekte (8 %); Verfügbarkeit der WEA (2,76 %); elektrischer Wirkungsgrad (1,84 %); Leistungsdegradation (0,46 %); Vereisung (0,92 %); Genehmigungsrechtliche Einschränkungen (3,68 %). Die Summe der einzelnen Kategorien ergibt nicht genau 17 %. Es wird an dieser Stelle von Rundungsgründen ausgegangen.

Formel 4.1 $F = P/(2D)^2 \cdot \pi$

mit	F	spezifische Flächenleistung [MW/km ²]
	P	Nennleistung der Windenergieanlage [MW]
	D	Rotordurchmesser [m]

Die Auswahl der Referenzanlagen erfolgte einzeln für die vier Regionen. Dazu wurde ausgehend von den Mittelwerten der installierten Anlagen von 2019 bis heute und den geplanten Anlagen nach MaStR und der Fortschreibung aus Deutsche WindGuard (2020) die Anlagen festgelegt. Die Entwicklung der Windenergieanlagen geht hin zu immer höheren Türmen, größeren Rotoren und leistungsstärkeren Generatoren. Der sehr hohe Zubau in den nächsten Jahren wird daher absehbar zu höheren Mittelwerten führen. Die Anlagen sind repräsentativ für eine große Region gewählt, so dass dabei keine spezifischen Standortcharakteristika berücksichtigt wurden und die Referenzanlagen durchschnittliche Kennwerte aufweisen und für verschiedene Typen stehen.

Tab. 4.3: Auswahl der Windenergie-Referenzanlagen

Quelle: (BNetzA 2022a; Deutsche WindGuard 2020)

Region	Voll- last- stunden	Mittelwerte			Referenzanlagen			
		Nenn- leistung	Na- ben- höhe	Rotor- durch- messer	Nenn- leistung	Rotor- durch- messer	Netto- Energie- ertrag	Spez. Flä- chenlei- stung
	[h/a]	[kW]	[m]	[m]	[kW]	[m]	[MWh/a]	[MW/km ²]
Norden	2.750	3.770	141	124	4.000	132	9.130	18,27
Mitte	2.550	3.960	148	134	4.200	135	8.889	18,34
Süden	2.350	3.796	151	133	4.000	141	7.802	16,01
Schleswig- Holstein	2.950	3.914	99	122	4.200	124	10.284	21,74

4.1.3 Ergebnisse

Die Ergebnisse der Flächenanalyse zeigen, dass es unter den angenommenen restriktiven Annahmen bundesweit Potenzial für mindestens 149 GW an installierbarer Windleistung gibt. Dieser Wert fällt geringer als Ergebniswerte aus anderen Potenzialstudien (BWE 2011; UBA 2013; IEE et al. 2021) aus, da die betrachteten zulässigen Flächen restriktiv gewählt wurde und bis auf das Bundesland Nordrhein-Westfalen auf geringe Naturschutzkonflikte begrenzt wurde.

Die Potenziale variieren je Bundesland: am größten sind sie in Niedersachsen, Sachsen-Anhalt und Bayern, am kleinsten in Berlin, Hamburg und Bremen. In Tab. 4.4 ist eine Auflistung der Potenzialflächen, der installierbaren Leistungen und der prognostizierten Stromerträge zu finden. Die folgende Karte in Abb. 4.1 veranschaulicht alle Windpotenzialflächen.

Tab. 4.4: Flächenpotenziale für Onshore-Windenergieanlagen je Bundesland

Quelle: Eigene Berechnungen

Bundesland	Potenzialflächen in km²	Installierbare Leistung in GW	Erwarteter Stromertrag in GWh
Baden-Württemberg	321,81	12,46	29.290
Bayern	533,19	22,49	52.856
Berlin	3,87	0,13	343
Brandenburg	298,95	9,03	23.027
Bremen	0,01	0,01	33
Hamburg	0,04	0,02	44
Hessen	169,10	7,68	19.589
Mecklenburg-Vorpom- mern	211,62	6,39	17.578
Niedersachsen	873,19	25,13	69.102
Nordrhein-Westfalen	303,67	11,83	30.159
Rheinland-Pfalz	92,70	3,93	9.231
Saarland	4,32	0,26	602
Sachsen	217,87	7,54	19.224
Sachsen-Anhalt	1144,20	24,99	63.713
Schleswig-Holstein	117,33	4,59	13.555
Thüringen	453,90	12,15	30.984
Gesamt	4.746	148,6	379.330

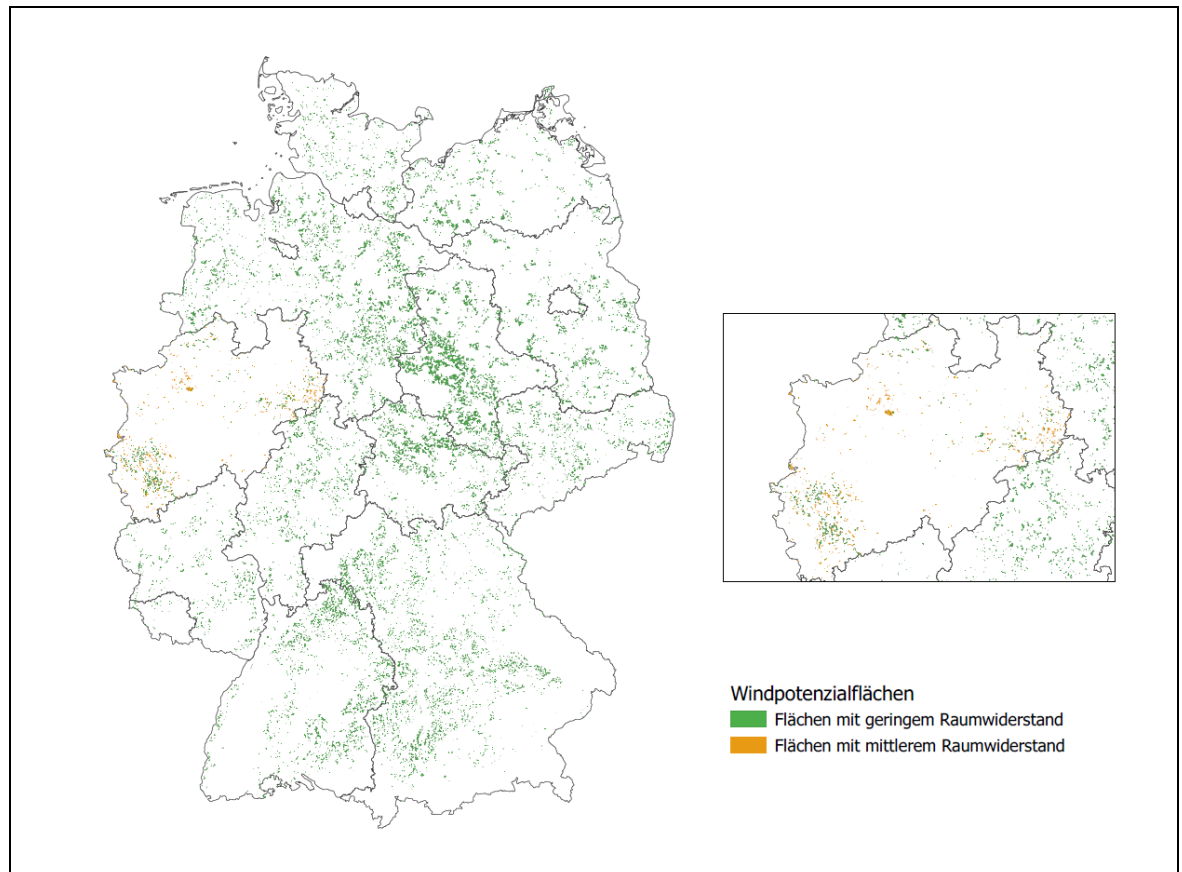


Abb. 4.1: Geeignete Flächen für die Windenergienutzung mit geringem Raumwiderstand (zzgl. Flächen mit mittlerem Raumwiderstand in NRW)

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf Daten aus (Thiele et al. 2021b)

4.2 Freiflächen-Photovoltaik

4.2.1 Bestimmung der Potenzialflächen

Die Vorgehensweise zur Ermittlung der Flächenpotenziale für Freiflächen-PV ähnelt der Ermittlung der Windpotenzialflächen. Zuerst werden die auszuschließenden Flächen identifiziert. Im Gegensatz zur Methodik bei der Windpotenzialermittlung wurden für Freiflächen-PV keine geeigneten öffentlich verfügbaren Datensätze gefunden, die die nutzbaren Potenziale für die gesamte Fläche Deutschlands abdecken². Daher werden hierfür eigene Annahmen getroffen, die sich an der im Flächenrechner verwendeten Methodik orientieren (Reiner Lemoine Institut 2021). Eine Zusammenfassung der berücksichtigten Flächen und der jeweiligen Mindestabstände ist in Tab. 4.5 zu finden. Für die Geodaten der unten aufgelisteten Flächen werden vor allem das digitale Landschaftsmodell vom Bundesamt für Kartografie und Geodäsie (BKG 2022a) und der Datensatz von

² Das BfN hat eine Studie und den entsprechenden Datensatz dazu lediglich für Niedersachsen veröffentlicht (Badelt et al. 2022).

der Bundesanstalt für Gewässerkunde mit Überschwemmungsgebieten in Deutschland (BFG 2022) verwendet.

Tab. 4.5: Auszuschließende Flächenkategorien und Annahmen zu Mindestabständen

Kategorie	Pufferzone in Meter
Siedlungen und Infrastruktur	
Industrie- und Gewerbeflächen	-
Siedlungsgebiete	100
Bundesautobahn	15
Sonstige Straßen	-
Schienenstrecken	15
Bahngelände	-
Flughäfen	-
Flugplätze	-
Militärische Sperrgebiete und Liegenschaften	-
Ökologisch sensible Gebiete	
Nationalparks	-
Naturschutzgebiete	-
Vogelschutzgebiete	-
Feuchtgebiete	-
Biosphärenreservate	-
Landschaftsschutzgebiete	-
Flora-Fauna-Habitat-Gebiete	-
Trinkwasserschutzgebiete	-
Sonstige Gebiete	
Wald	100
Gewässer (stehend / fließend)	5m / 50m
Überschwemmungsgebiete	-

Im Vergleich zu Wind ist für Freiflächen-PV ein zusätzlicher Schritt notwendig, da letztere gemäß § 37 EEG 2021 nur auf bestimmte Flächenkategorien zugelassen sind³. Die im ersten Schritt ermittelten auszuschließenden Flächen werden daher mit den für Freiflächen-PV gesetzlich zulässigen

³ Zum Zeitpunkt der Durchführung dieses Arbeitspakets lag der neue Kabinettsbeschluss für das EEG 2023 noch nicht vor. Mit dem Kabinettsbeschluss kommen noch wiedervernässte Moorböden, Parkplätze, künstliche Gewässer und Agri-PV zu den zulässigen Flächen hinzu. Die Betrachtung dieser zusätzlichen Flächen würde zu einer deutlichen Erhöhung der PV-Freiflächenpotenziale führen.

Flächen überlagert. Vereinfacht dargestellt werden als zulässige Flächen für Freiflächen-PV folgende zwei Kategorien berücksichtigt:

1. Flächen längs von Autobahnen oder Schienenwegen in einer Entfernung von bis zu 200 Metern, gemessen vom äußeren Rand der Fahrbahn mit 15 Meter breitem Korridor
2. Acker- und Grünland, die in einem benachteiligten Gebiet liegen

Für die erste Kategorie wird abweichend von § 37 EEG 2021 ein Abstand von 500 m in Anlehnung an der Methodik aus Reiner Lemoine Institut (2021) angenommen. Für die zweite Kategorie wird das ackerbauliche Ertragspotenzial des BBSR verwendet (BGR 2013), welches die Bodengüte anhand des sog. Soil Quality Rating (SQR) quantifiziert. Um die Konkurrenz zu landwirtschaftlich genutzten Flächen zu vermeiden, werden nur die Flächen in die Analyse miteinbezogen, die ein SQR unterhalb von 40 haben, also eine sehr geringe oder geringe Ertragsfähigkeit aufweisen (BGR 2013). In Zukunft ist davon auszugehen, dass mit der Einführung neuer Technologien, wie Agri-PV, diese Restriktion teilweise weniger ins Gewicht fallen wird.

Diese Methodik wird ebenfalls im Flächenrechner vom Reiner Lemoine Institut (2021) angewendet und ist dort detailliert dokumentiert.

Die ermittelten Potenzialflächen werden in einem letzten Schritt (analog zu dem Prozedere für die Windanlagen) mit den Bestandsanlagen für Freiflächen-PV abgeglichen. Das finale Potenzial setzt sich also nur aus den noch verfügbaren, freien Flächen zusammen. Die Ergebnisse hierfür werden in den folgenden Kapiteln vorgestellt.

4.2.2 Bestimmung der installierbaren Leistung

Die spezifische Flächenleistung für PV-Freiflächenanlagen wird mit einem pauschalen Faktor von 100 MW/km² angesetzt (Reiner Lemoine Institut 2021).

Die Volllaststunden werden spezifisch für jedes Bundesland berechnet. Dafür werden die mittleren Volllaststunden von 965 h/a für ganz Deutschland nach Reiner Lemoine Institut (2021) angenommen. Die individuellen Werte für die einzelnen Bundesländer werden nach ESMAP (2020) mit der direkten Sonneneinstrahlung gewichtet. Daraus ergeben sich die in Tab. 4.6 aufgeführten bundeslandspezifischen Brutto-Volllaststunden für Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Zur Ermittlung der Netto-Volllaststunden werden nach Reiner Lemoine Institut (2021) 9,5 % für elektrische Verluste sowie Verluste aufgrund von Fehlanpassung, Verschmutzung und Verfügbarkeit abgezogen.

Tab. 4.6: Gewichtete Volllaststunden für einzelnen Bundesländer

Quelle: Eigene Berechnung und (Reiner Lemoine Institut 2021; ESMAP 2020)

Bundesland	Brutto-Volllaststunden	Netto-Volllaststunden
Baden-Württemberg	1.074	972
Bayern	1.002	907
Berlin	967	875
Brandenburg	967	875
Bremen	908	822
Hamburg	904	818
Hessen	956	865
Mecklenburg-Vorpommern	1.004	908
Niedersachsen	908	822
Nordrhein-Westfalen	921	833
Rheinland-Pfalz	974	882
Saarland	1.011	915
Sachsen	967	875
Sachsen-Anhalt	965	873
Schleswig-Holstein	976	883
Thüringen	937	847

4.2.3 Ergebnisse

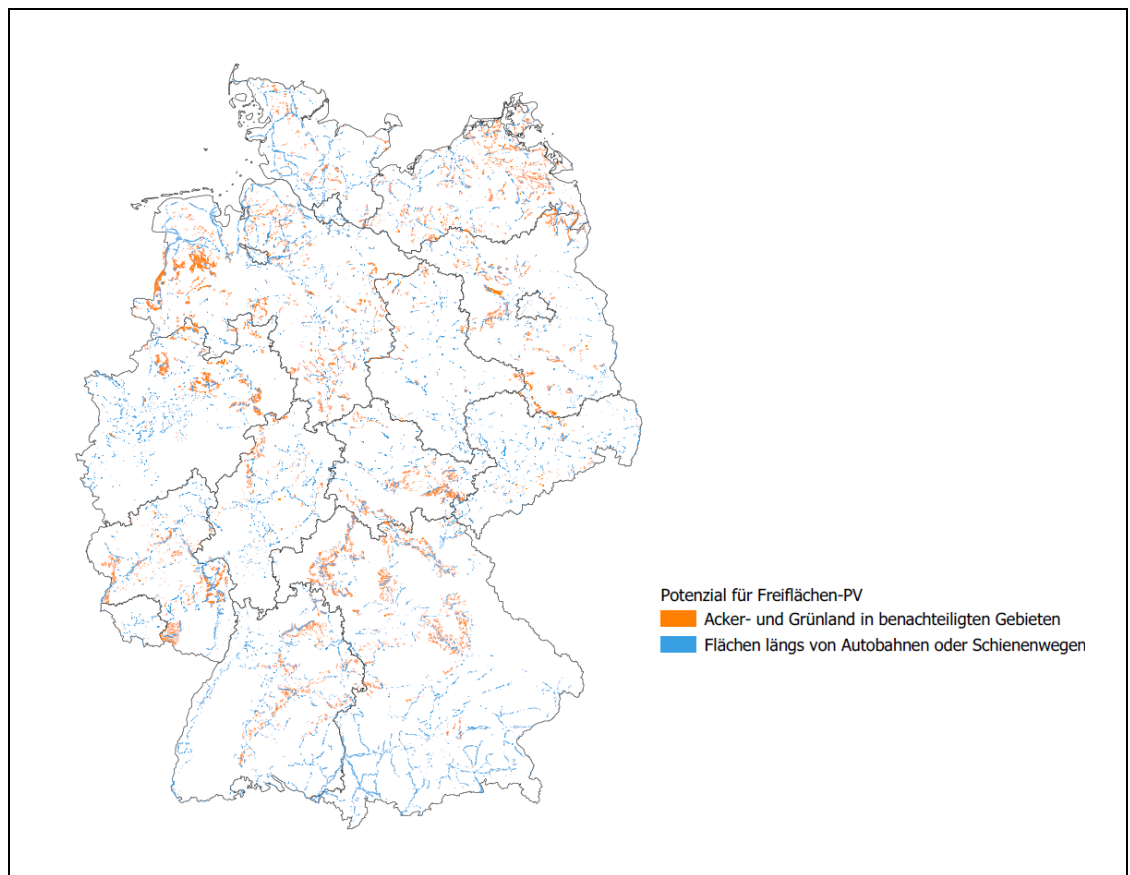
Auch für Freiflächen-PV ergibt sich ein erhebliches Potenzial (siehe Tab. 4.7). Verglichen mit dem im Agora-Flächenrechner ermittelten Potenzial sind die berechneten Werte um 20 % höher. Dies liegt daran, dass beim Agora-Flächenrechner teilweise andere Datensätze verwendet worden sind. Außerdem werden für die definierten Ausschlussflächen andere Puffer- und Mindestabstände angenommen (Reiner Lemoine Institut 2021).

Aufgrund des erheblichen Ausbaupotenzials für Freiflächen-PV, das deutlich größer als die definierten Zubauziele ist, wird im Folgenden angenommen, dass eine Überschätzung dieses Potenzials keinen bedeutsamen Einfluss auf das Energy Sharing Potenzial hat.

Tab. 4.7: Flächenpotenziale für Freiflächen-PV je Kategorie

Quelle: eigene Berechnungen

	Potenzialflächen in km ² - eigene Berechnung	Potenzialflächen in km ² - Agora-Flächenrechner
Flächen längs von Autobahnen oder Schienenwegen	4.575	3.369
Acker- und Grünland in benach- teiligten Gebieten	6.589	5.928
Gesamtpotenzial	11.164	9.297

**Abb. 4.2: Geeignete Flächen für Freiflächen-PV-Anlagen**

Quelle: Eigene Darstellung

Tab. 4.8: Flächenpotenziale für Freiflächen-PV je Bundesland
 Quelle: Eigene Berechnungen

Bundesland	Potenzialflächen in km ²	Installierbare Leistung in GW	Stand Ende 2020 der installierten Leistung in GW (Reiner Lemoine Institut 2021)
Baden-Württemberg	979	97,91	0,57
Bayern	2.114	211,42	3,61
Berlin	5	0,50	2,20
Brandenburg	818	81,81	3,09
Bremen	12	1,24	0,001
Hamburg	29	2,88	0,001
Hessen	312	31,19	0,36
Mecklenburg-Vorpommern	1.059	105,88	1,43
Niedersachsen	2.226	222,61	0,66
Nordrhein-Westfalen	1.041	104,07	0,81
Rheinland-Pfalz	937	93,67	0,57
Saarland	37	3,72	0,15
Sachsen	243	24,29	1,11
Sachsen-Anhalt	241	24,12	1,82
Schleswig-Holstein	550	55,04	0,58
Thüringen	561	56,06	0,83
Gesamt	11.164	1.116,40	15,60

4.3 Dach-Photovoltaik

4.3.1 Bestimmung des Potenzials auf Dachflächen

Um das Potenzial von PV-Anlagen auf Dachflächen zu schätzen, wird eine räumliche Analyse für ganz Deutschland anhand von Geodaten durchgeführt. Als Basis hierfür wird ein Datensatz aus Open-Street-Map (OSM) mit dem gesamten Gebäudebestand in Deutschland in 2D verwendet (Geofabrik 2022). Obwohl der Datensatz sehr umfangreich ist und aktuelle Daten liefert, gibt das keine Auskunft darüber, wie die Dachtopologie ist bzw. ob diese eine spezielle Bebauung hat. Außerdem fehlen in den meisten Einträgen Angaben zur Art des Gebäudes. Somit kann keine genauere Differenzierung zwischen Gebäude mit restriktiver Nutzungsmöglichkeit (z.B. Denkmalschutz, Dachausrichtung usw.) stattfinden (Saam 2020). Umfangreichere 2D- und 3D-Modelle werden durch das Bundesamt für Kartographie und Geodäsie zur Verfügung gestellt (BKG 2022b). Diese sind aber nicht quelloffen und werden daher in dieser Studie nicht genutzt. Stattdessen wird in dieser Studie lediglich zwischen Sattel- und Flachdach unterschieden und den Dachflächen zu empirisch ermittelten Anteilen (Thiele et al. 2021a) randomisiert aufgeteilt.

Analog zu Wind und Freiflächen-PV werden die Geodaten der bestehenden Dachanlagen aus dem Marktstammdatenregister herangezogen (BNetzA 2022a) und die entsprechenden Dächer vom

Gesamtpotenzial abgezogen. Im folgenden Kapitel wird die Methodik zur Bestimmung der installierbaren Leistung erläutert.

4.3.2 Bestimmung der installierbaren Leistung

Bei der Festlegung der spezifischen Flächenleistung wird zwischen Sattel- und Flachdächern unterschieden. Die Fläche eines einzelnen Moduls wird nach Sunlife-Montage (2022) mit 5,44 m²/kW angenommen. In Lödl et al. (2010) wird jeweils für Sattel- und Flachdächer eine Methode vorgestellt, mit der sich die mögliche installierbare Leistung in Abhängigkeit von der Grundfläche eines Gebäudes berechnen lässt. Diese berücksichtigt nur eine Dachhälfte, den Neigungswinkel des Daches, Abzüge für Dacheinbauten für Kamine, Antennen, Dachfenster, Gauben etc. und deren Sicherheitsabstände. Nach dieser Berechnung beträgt die spezifische Flächenleistung bei Satteldächern 11,14 m²/kW und bei Flachdächern 10,88 m²/kW.

Für die Volllaststunden werden die gleichen Werte wie für die Freiflächen-PV-Anlagen nach Tab. 4.4 angenommen.

4.3.3 Ergebnisse

Die Berechnungen zeigen, dass Dachflächen noch ein erhebliches Potenzial an PV-Anlagen unterbringen können. In dieser Analyse werden lediglich Dachflächen betrachtet, die für PV-Anlagen größer als 50 kWp ausreichend sind. Dies ist darauf zurückzuführen, dass kleinere Anlagen bereits für andere Eigenverbrauchsmodelle attraktiv sind und für Energy Sharing von geringer Relevanz sind. Für die weitere Berechnung der Energy Sharing Potenziale wird sogar angenommen, dass die PV-Anlagen mindestens 100 kWp groß sein sollen (siehe Kapitel 5.1). Es wird in diesem Schritt aber die Berechnung für Anlagen bereits ab 50 kWp durchgeführt, um die Potenziale kleinerer Anlagen einschätzen zu können und die Diskussion über die 100 kWp-Grenze unterstützen zu können.

Die Tab. 4.9 zeigt die installierbaren Gesamtleistung für beide Leistungskategorien (50-100 kWp und über 100 kWp).

Tab. 4.9: Potenziale für Dach-PV ab 50 kWp je Kategorie

Quelle: eigene Berechnungen

Nennleistung in kWp	Installierbare Leistung in GW
50 - 100	56
> 100	115
Summe	171

Verglichen mit Literaturwerten aus Stiftung Klimaneutralität (2021) (30-60 kWp: 30 GW, 60-125 kWp: 20 GW, über 125 kWp: 30 GW) liefern die Ergebnisse unserer Studie deutlich höhere Werte. Dies liegt darin, dass keine Abzüge wegen Verschattung oder sonstigen Randbedingungen berücksichtigt worden sind. Außerdem erlaubt der OSM-Datensatz es nicht, eine genaue Differenzierung der Gebäudearten und Dachtopologien zu machen. Da aber das Potenzial viel größer ist

als die bis 2030 angestrebten Ausbauziele, ist das Risiko einer Überschätzung der Energy Sharing Potenziale vernachlässigbar.

In Tab. 4.10 sind die Potenziale der Dach-Anlagen mit einer Nennleistung größer 100 kWp für jedes Bundesland aufgelistet.

Tab. 4.10: Potenziale für Dach-PV mit einer Mindestkapazität von 100 kWp je Bundesland
Quelle: Eigene Berechnungen

Bundesland	Installierbare Leistung in GW
Baden-Württemberg	13
Bayern	18
Berlin	6
Brandenburg	2
Bremen	2
Hamburg	2
Hessen	7
Mecklenburg-Vorpommern	3
Niedersachsen	16
Nordrhein-Westfalen	23
Rheinland-Pfalz	5
Saarland	1
Sachsen	6
Sachsen-Anhalt	4
Schleswig-Holstein	4
Thüringen	3
Gesamt	115

Das große Potenzial für Anlagen < 100 kW zeigt, dass auch für dieses Leistungssegment Instrumente geschaffen werden sollten, die auf diese Größenordnung zugeschnitten sind. Diese Anlagen sind größer als für den typischen privaten Eigenverbrauch. So ist es beispielsweise in Spanien und Frankreich möglich, gemeinsame Eigenversorgung auch über Gebäudegrenzen hinweg, also durch das Verteilnetz zu organisieren und damit bei größer dimensionierten Anlagen als für den eigenen Bedarf den Strom zu teilen. Auch in Slowenien und Portugal ist gemeinsamer Eigenverbrauch durch das Netz möglich.⁴ In Spanien ist die Vorgabe, dass sich die Verbraucher in einem Umkreis von 500 m um die Anlage befinden müssen, in Frankreich gilt eine Distanz von bis zu 2 km und in ländlichen Bereich sogar bis 20 km. Hierfür ist in beiden Ländern keine Voraussetzung, eine Energiegemeinschaft als eigene juristische Person zu bilden. Somit ist auch kein Lieferantenwechsel

⁴ Frieden et al. 2021. Frieden, D.; et al. Are We on the Right Track? Collective Self-Consumption and Energy Communities in the European Union. *Sustainability* 2021, 13, 12494. <https://doi.org/10.3390/su132212494>

notwendig. Die Abrechnung des eigenverbrauchten Stroms und die Vergütung der Überschussenergie wird durch die Energieanbieter basierend auf den zeitgenauen Stromverbrauch der Verteilnetzbetreiber und definierter Koeffizienten in den individuellen Rechnungen der Teilnehmer ausgewiesen.

In Spanien wird der eigenerzeugte Strom nicht mit Umlagen belastet, in Frankreich fällt jedoch eine (verminderte) Netzbennutzungsgebühr an⁵. Insofern sind auch hinsichtlich dieses Aspekts die Übergänge zum Energy Sharing fließend.

5 Matching – Abgleich zwischen möglicher Energieerzeugung und Verbrauch der Mitglieder von EE-Gemeinschaften

Nachdem die Flächenpotenziale bestimmt sind, werden diese mit dem Stromverbrauch potenzieller EE-Gemeinschafts-Mitglieder abgeglichen. Abschätzungen der räumlichen Verteilung des Energieverbrauchs werden anhand von demografischen Daten zur Bevölkerung und Durchschnittsverbräuchen in Deutschland ermittelt. Im Folgenden werden alle zu Grunde liegenden Annahmen sowie das weitere Vorgehen des Matchings ausführlich erläutert.

5.1 Annahmen

Die Methodik des Matchings beruht auf folgenden Annahmen:

Bevölkerungsdichte

Um den Stromverbrauch abschätzen zu können, werden die aktuellsten verfügbaren Zensusdaten zur Bevölkerung in Deutschland verwendet (Zensus 2011). Diese liegen für jedes 1km*1km-Quadrat für Deutschland vor und liefern Informationen zur Bevölkerungsdemografie und -dichte. Die für diese Studie relevanten Kenndaten sind die folgenden:

1. Anzahl der Einwohner*innen
2. Anteil der Bevölkerung unter 18 Jahre
3. Durchschnittliche Haushaltsgröße
4. Durchschnittliche Wohnfläche je Wohnung

Die ersten zwei Felder ergeben die Anzahl an Einwohner*innen im jeweiligen Gitter, die volljährig sind und an Energy Sharing teilnehmen können. Die durchschnittliche Haushaltsgröße im jeweili-

⁵ TURPE (Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Electricité)

gen Gitter ermöglicht es, aus dem Stromspiegel für Deutschland die entsprechenden Stromverbräuche zu bestimmen. Dabei wird zwischen Ein- und Mehrfamilienhäusern mithilfe der angegebenen durchschnittlichen Haushaltsfläche je Wohnung unterschieden. Es wird angenommen, dass Einfamilienhäuser eine Mindestwohnfläche von 140 m² aufweisen (Destatis 2021). Weiterhin wird angenommen, dass die Raumwärme und das Warmwasser nicht strombasiert erzeugt werden. Schließlich werden aus der Stromspiegeltabelle aus co2online (2022a) die Werte in der Verbrauchskategorie D für alle Haushalte angenommen.

Erzeugung innerhalb der EE-Gemeinschaft ist gleich dem Verbrauch.

Die Potenzialanalyse beruht auf der Annahme, dass EE-Gemeinschaften mit den eigenen Erzeugungsanlagen bilanziell genauso viel Strom produzieren, wie sie verbrauchen. Ein signifikanter Teil des Stroms muss demnach nicht ins Übertragungsnetz eingespeist werden, sondern wird direkt vor Ort verbraucht.

Maximale Distanz zwischen Mitgliedern der EE-Gemeinschaft und den Erzeugungsanlagen

Um die räumliche Nähe zu gewährleisten, nehmen wir in unserer Potenzialabschätzung eine maximale Distanz von 25 km an.

Netzeinschränkungen

Es wird angenommen, dass die Reichweite eines Verteilnetzknotens die maximale Reichweite einer EE-Gemeinschaft in Höhe von 25 km abdeckt und es somit zu keinen Einschränkungen der Netzanschlussfähigkeit von Gemeinschaftsmitgliedern an ihre Erzeugungsanlagen kommt.

PV-Leistung größer als 100 kWp

Wegen des hohen spezifischen Verwaltungsaufwandes und der damit verbundenen Kosten werden nur Anlagen berücksichtigt, die mehr als 100 kWp Leistung haben. Außerdem müssen Anlagen >100 kWp mit einem Smart Meter ausgestattet sein, so dass hier keine zusätzlichen Messkosten für die ¼ stündliche Abrechnung entstehen.

PV-Dachanlagen werden gegenüber Freiflächenanlagen bevorzugt gematcht.

Bei der Zuordnung der PV-Anlagen zur jeweiligen EE-Gemeinschaft werden PV-Dachanlagen im Vergleich zu PV-Freiflächenanlagen prioritär behandelt.

5.2 Vorgehen

Unter Berücksichtigung der zuvor genannten Annahmen erfolgt nun ein Abgleich zwischen den identifizierten erneuerbaren Energiepotenzialen mit der ermittelten Verteilung des Energieverbrauchs.

Zuerst werden Einwohner*innen mit den nächstgelegenen Windenergieanlagen innerhalb des 25-km-Radius gematcht. Die Anlagen sind teilweise sehr nah beieinander bzw. liegen weniger als 25 km voneinander entfernt. Um Duplikate bzw. eine doppelte Verbuchung einzelner Einwohner*innen zu vermeiden, erfordert der Matchingvorgang eine hohe Sorgfalt.

Können im gematchten Kreis die Einwohner*innen mindestens 100 % der erzeugten Energie abnehmen, wird angenommen, dass das Kriterium zur Bildung einer EE-Gemeinschaft erfüllt ist.

Ist die Windstromerzeugung kleiner als die Summe der Verbräuche innerhalb des 25km-Kreises um die Anlage herum, wird in einem nächsten Schritt berechnet, ob die innerhalb des Kreises installierbaren PV-Anlagen die Lücke zwischen Erzeugung und Verbrauch füllen können. Wenn ja, werden sie der jeweiligen Energiegemeinschaft zugeordnet. Im Ergebnis ist die Voraussetzung zur Bildung einer EE-Gemeinschaft, die sowohl Wind als auch PV-Anlagen betreibt, erfüllt.

Produziert ein Windpark mehr Strom als abgenommen werden kann, so wird geprüft, ob der bilanzielle Ausgleich durch eine niedrigere Anzahl an Anlagen erreicht werden kann. Wenn ja, werden der Energiegemeinschaft weniger Anlagen zugeordnet.

Besteht der Windpark aus nur einer Anlage und ist der Verbrauch trotzdem zu gering, so wird das Matching für die Windanlage aufgelöst. Stattdessen werden den Verbraucher*innen nur PV-Anlagen zugeordnet, bis deren Verbrauch zu 100 % gedeckt ist. Im Ergebnis ist die Voraussetzung zur Bildung einer EE-Gemeinschaft, die nur PV-Anlagen betreibt, erfüllt.

In einem finalen Schritt werden PV-Anlagen, die sich nicht in den Windanlagenradien befinden, als zentraler Punkt einer Gemeinschaft angenommen, und das Matching wird erneut durchgeführt. Da doppelte Zuordnungen von Einwohner*innen ausgeschlossen sind und die 25-km-Radien um die Windenergieanlagen fast die gesamte Fläche Deutschlands abdecken, ist das Kriterium zur Bildung weiterer EE-Gemeinschaften nur in wenigen Fällen erfüllt. Die Abb. 5.1 fasst die beschriebene Vorgehensweise als Entscheidungsbaum zusammen.

Im nächsten Kapitel werden die Ergebnisse des Matchings vorgestellt. Dabei werden die Anzahl der EE-Gemeinschaften, die gebildet werden können, sowie die dort installierbaren Leistungen für Wind und PV dargestellt.

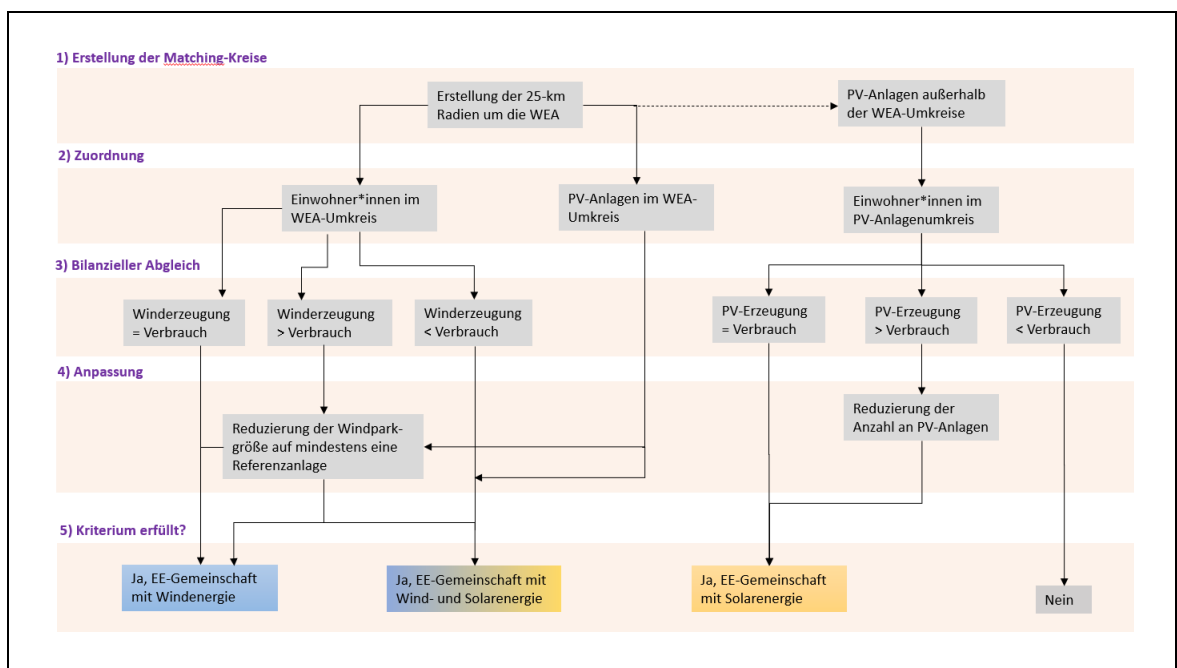


Abb. 5.1: Entscheidungsbaum zur Vorgehensweise beim Matching der EE-Gemeinschaften

Quelle: Eigene Darstellung

6 Potenziale für Energy Sharing

6.1 Bildung von Energiegemeinschaften

Die Potenzialanalyse ergibt, dass sich 5.919 EE-Gemeinschaften bilden können. Davon sind 1.702 EE-Gemeinschaften, die sowohl Wind- als auch PV-Anlagen betreiben, und 4.217 EE-Gemeinschaften, die nur PV-Anlagen betreiben.

Die Abb. 6.1 zeigt, an welchen Orten in Deutschland Energy Sharing möglich ist. Dabei werden die 25-km-Radien der EE-Gemeinschaften für eine bessere Übersichtlichkeit nicht eingezeichnet und die EE-Gemeinschaften lediglich als Punkte in ihrem jeweiligen Zentrum dargestellt.

Es wird deutlich: EE-Gemeinschaften können sich überall in Deutschland bilden. Dabei ist die Anzahl der Mitglieder einer EE-Gemeinschaft in bevölkerungsreichen Regionen, etwa im Ruhrgebiet oder im Umland der Metropole Berlin, deutlich größer als in ländlichen Regionen. Im Durchschnitt hat eine EE-Gemeinschaft 10.800 Mitglieder. Das Energy Sharing Potenzial je Bundesland variiert in Abhängigkeit von der Anzahl der Bewohner*innen. Am größten ist es in den bevölkerungsreichen Ländern Nordrhein-Westfalen, Baden-Württemberg und Bayern, am kleinsten in Bremen, Hamburg und Berlin. Die genauen Zahlen zu den bundeslandspezifischen Energy Sharing Potenzialen sind in Tab. 6.1 zu finden.

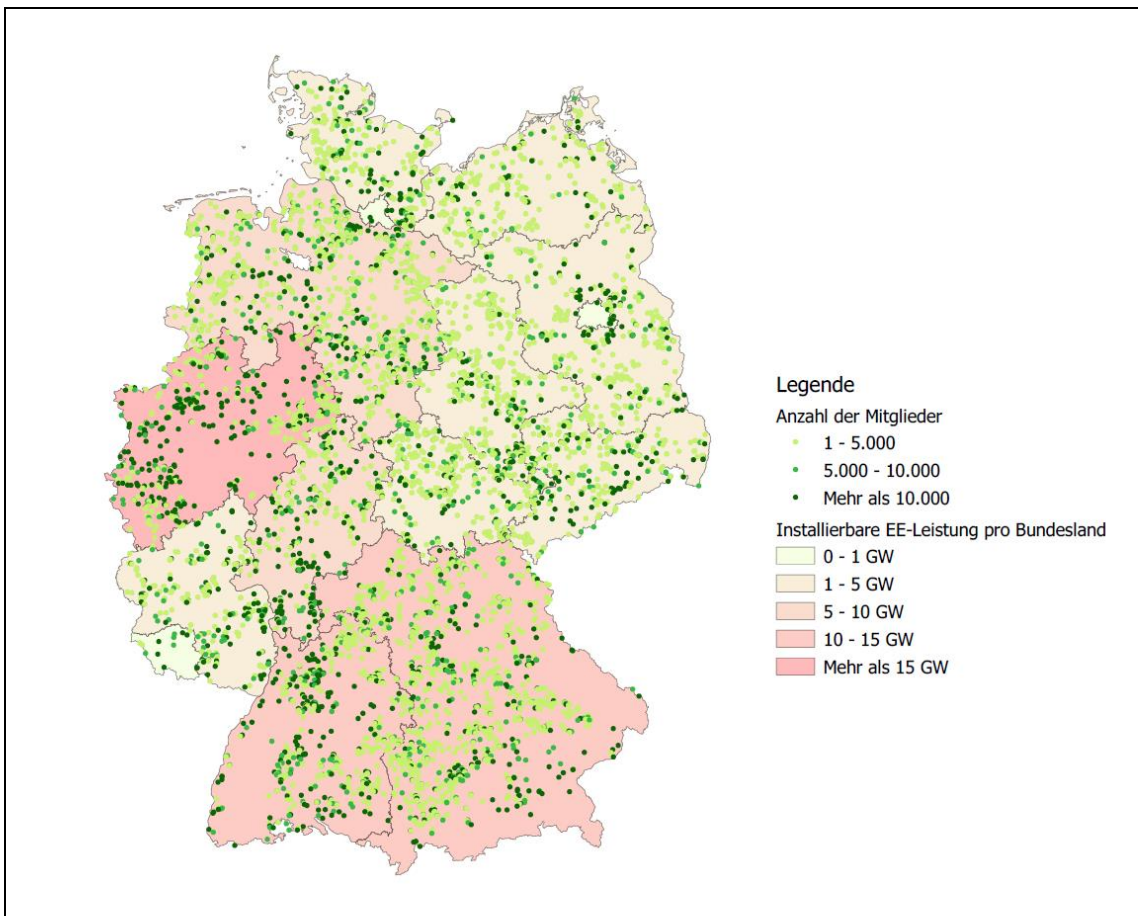


Abb. 6.1: Installierbare EE-Leistungen durch EE-Gemeinschaften

Quelle: Eigene Darstellung

Tab. 6.1: Energy-Sharing-Potenziale je Bundesland

Quelle: Eigene Berechnungen

Bundesland	In EE-Gemeinschaften installierbare Leistung [MW]			Anzahl der EE-Gemeinschaften
	Gesamt	Wind- und PV-Gemeinschaften	PV-Gemeinschaften	
Baden-Württemberg	10.693	9.915	778	556
Bayern	11.218	9.441	1.777	1.120
Berlin	274	269	5	10
Brandenburg	3.939	3.328	611	395
Bremen	12	9	3	3
Hamburg	614	614	0	2
Hessen	6.114	5.668	446	320
Mecklenburg-Vorpommern	1.460	1.014	446	307
Niedersachsen	8.128	6.313	1.814	977
Nordrhein-Westfalen	17.441	16.710	731	555
Rheinland-Pfalz	3.984	3.558	426	257
Saarland	709	695	15	12
Sachsen-Anhalt	3.261	2.667	594	327
Sachsen	2.148	1.587	561	424
Schleswig-Holstein	2.910	2.434	476	302
Thüringen	2.395	1.811	584	352
Gesamt	75.300	66.033	9.267	5.919

Insgesamt ergibt sich ein erhebliches Potenzial für Energy Sharing, das 35 % des von der Bundesregierung aktuell geplanten Ausbauziels bis 2030 decken kann⁶. Das entspricht 75 GW bzw. 75 TWh/a, welche durch Energy Sharing erreicht werden können.

Die installierbare Windleistung beträgt 6.967 MW, also 13 % vom gesamten Ausbauziel bis 2030. Die installierbare Freiflächen- und Dach-PV-Leistungen betragen jeweils 4.199 MW und 64.134 MW, also jeweils 3 % und 46 % der angesetzten Ausbauziele bis 2030. Das im Vergleich zu Wind und Dach-PV kleine Potenzial der Freiflächen-PV lässt sich durch die getroffene Annahme, dass Freiflächen-PV als Letztes im Matching-Verfahren zugeordnet wird, erklären. Werden bei dieser Zuordnung die Prioritäten der EE-Erzeugungstechnologien anders gesetzt, so kann es zu einer Verschiebung der Anteile, also zu einem höheren Energy-Sharing-Potenzial für Freiflächen-PV kommen.

⁶ Im von uns in März 2022 veröffentlichten Impulse-Papier (Aretz et al. 2022) wird dort ein Anteil in Energy Sharing in Höhe von 42 % benannt. Dass das Potenzial nun einen geringeren Wert hat, liegt lediglich darin, dass die Berechnung des Anteils im Impulse-Papier auf die EE-Ausbauziele aus dem Koalitionsvertrag (100 GW für Wind und 200 GW für PV) bezogen werden, die geringer als die im April aktualisierten Ziele (115 GW Wind und 215 GW PV) auffallen.

Die installierbaren Leistungen und die erwarteten Stromerzeugungsmengen sind in Abb. 6.2 dargestellt. Dabei wird ersichtlich, dass die Stromerzeugung aus Wind und PV aufgrund der unterschiedlichen Volllaststunden-Zahlen nicht proportional zu den installierbaren Leistungen sind. Bei 7 GW installierbare Leistung stellt der Windanteil 9 % des Gesamtpotenzials für EE-Gemeinschaften dar, während das mit 19 % (14 TWh) zur Gesamtstromerzeugung beiträgt.

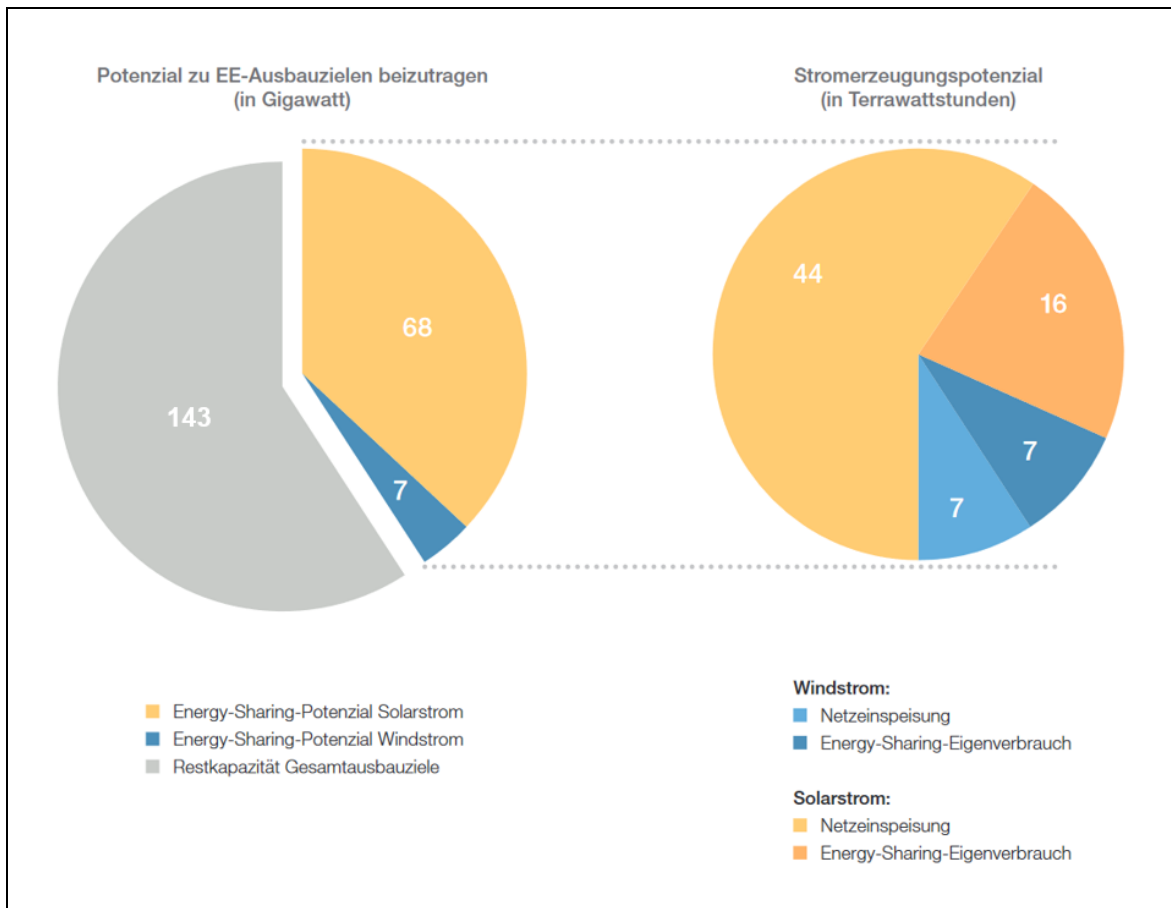


Abb. 6.2: Beitrag von Energy Sharing zu den Ausbauzielen der Bundesregierung bis 2030

Quelle: Eigene Darstellung

6.2 Beteiligung und Investitionen von Bürger*innen und Haushalten

Obwohl der Stromverbrauch, wie in Kapitel 5.1 erläutert, über die Angabe der durchschnittlichen Haushaltsgröße ermittelt wird, werden bei der Zuordnung von Bürger*innen auf die EE-Kreise lediglich volljährige Bürger*innen gezählt. Dies liegt der Annahme zugrunde, dass nur über 18-jährige Menschen Mitglied einer EE-Gemeinschaft sein können.

Wird das bewiesene Potenzial von Energy Sharing voll ausgeschöpft, können ca. 67 Millionen Menschen Teil einer EE-Gemeinschaft werden und somit ihren gesamten Strombedarf bilanziell durch Energy Sharing abdecken. Dies entspricht 96 % aller volljährigen Menschen in Deutschland

(statista 2020). Unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Haushaltsgröße in Deutschland (1,99 Personen pro Haushalt in 2019 (bpb 2021)) entspricht das 34 Millionen Haushalte, also 94 % aller Haushalte in Deutschland. Es können also fast alle Haushalte und fast alle Menschen bei Energy Sharing mitmachen, indem sie Mitglied einer EE-Gemeinschaft werden.

Das Energy-Sharing-Konzept beruht darauf, dass das Eigenkapital bei der Finanzierung von EE-Anlagen zum Teil durch Investitionen der Mitglieder der EE-Gemeinschaften erbracht werden. Tab. 6.2 gibt einen Überblick über in der Literatur genannte Investitionskosten für PV-Dachanlagen, PV-Freiflächenanlagen und Wind-Energieanlagen.

Tab. 6.2: Investitionskosten für EE-Anlagen

Quelle: (Kost et al. 2021; DEA 2022)

Technologie	Investitionskosten je kW	Quelle
PV-Dach (inkl. Wechselrichter)	696	(DEA 2022)
	750-1.400	(Kost et al. 2021)
PV-Freifläche (inkl. Wechselrichter)	528	(DEA 2022)
	530-800	(Kost et al. 2021)
Windenergieanlage (onshore)	1.105	(DEA 2022)
	1.400-2.000	(Kost et al. 2021)

Abb. 6.3 zeigt die minimalen und maximalen Investitionskosten, die mit der Errichtung der EE-Anlagen von EE-Gemeinschaften auf Basis von Investitionskosten aus Tab. 6.2 verbunden sind. Typischerweise werden rund 20 % der Investitionskosten durch Eigenkapital finanziert (Kost et al. 2021). Dies entspricht Eigenkapital in Höhe von 10,9 Mrd. bis 21,4 Mrd. Euro. Das Energy Sharing Konzept vom BBEn schlägt vor, dass mindestens 60 % des in die Errichtung der EE-Anlagen eingebrachten Kapitals bei natürlichen Personen der EE-Gemeinschaft liegen sollte (BBEn 2021). Hieraus ergeben sich 6,5 Mrd. bis 12,8 Mrd. Euro Investitionen durch Privatpersonen, die Mitglied in EE-Gemeinschaften sind. Verteilt auf die Anzahl der potenziellen Privatpersonen bzw. der Haushalte heißt das 97 bis 191 € an Investitionen pro Person bzw. 192 bis 376 Euro pro Haushalt. Das restliche Eigenkapital könnte durch andere Akteure wie kleine und mittlere Unternehmen, lokale Behörden einschließlich Gemeinden oder höhere Beiträge von privaten Personen in der EE-Gemeinschaft eingebracht werden.

Aber natürlich ist es auch durchaus denkbar, dass Mitglieder der EE-Gemeinschaft höhere Investitionen tätigen und so ein noch größerer Anteil des Eigenkapitals in den Händen der Mitglieder liegt. Dies ist gerade mit Blick auf die derzeitigen durchschnittlichen Investitionen in EE-Gemeinschaften in Höhe von 5.200 € pro Mitglied durchaus realistisch (DGRV 2022). Um aber weiterhin den Zugang zu EE-Gemeinschaften auch finanzschwachen Bürger*innen zu ermöglichen, sollte es sich hierbei aber nur um eine freiwillige Investition handeln und Mindesteinlagen von Mitgliedern der EE-Gemeinschaft nicht zu hoch gewählt werden. Gleichzeitig sollte auch die maximale Einlage nicht zu hoch gewählt werden, damit eine breite Beteiligung bei EE-Gemeinschaften ermöglicht wird (BBEn und DGRV 2022).

Die hier durchgeführte Rechnung zeigt, dass Bürger*innen mit 6,5 bis 12,8 Mrd. € einen relevanten Beitrag bei der Finanzierung der Energiewende leisten können.

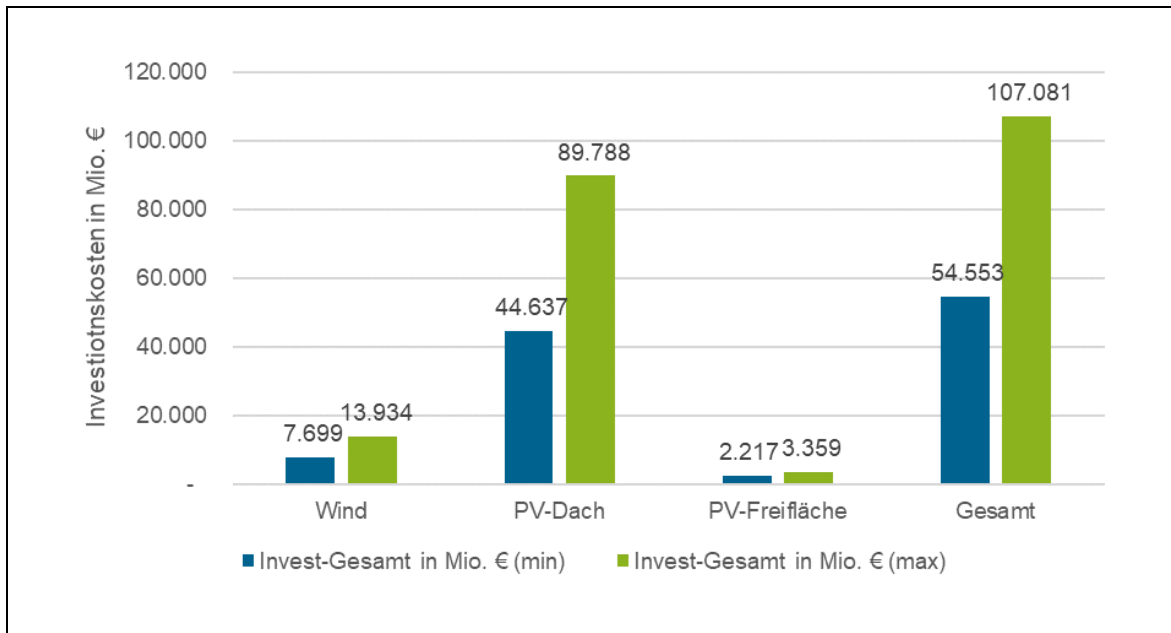


Abb. 6.3: Gesamtinvestitionskosten in EE-Anlagen von EE-Gemeinschaften im Rahmen von Energy Sharing

Quelle: Investitionskosten nach Kost et al. 2021; DEA 2022 multipliziert mit dem ausgewiesenen Potenzial je EE-Technologie.

7 Stromverbrauch und -erzeugung innerhalb der EE-Gemeinschaft

Der Direktverbrauch von selbst erzeugtem Strom innerhalb der EE-Gemeinschaften ist Herzstück des Energy Sharing Konzeptes. An dieser Stelle soll für verschiedene Fallbeispiele eine Abschätzung vorgenommen werden, welche Anteile von selbst erzeugtem Strom innerhalb einer EE-Gemeinschaft selbst verbraucht werden können. Hierfür wird eine Simulation durchgeführt, um eine Aussage für eine möglichst große Anzahl verschiedener EE-Gemeinschaften treffen zu können. Aus Gründen der Datenverfügbarkeit für die Stromerzeugungslinien von PV- und Windenergieanlagen wird als Standort der in der Studie simulierten EE-Gemeinschaften Lindenberg in Brandenburg gewählt. Hierbei handelt es sich um einen Standort, bei dem die Nettovolllaststunden von PV-Anlagen und Windenergieanlagen im Vergleich der verschiedenen Bundesländer bzw. der unterteilten Windregionen ungefähr im Mittel liegt (vgl. Tab. 4.3 und Tab. 4.6). Darüber hinaus werden die Implikationen anderer klimatischer Bedingungen skizziert um auch eine Aussage über den Standort hinaus treffen zu können.

7.1 Methodik

Mithilfe des IÖW-Energie-Prosumer-Modells (EProM) wird die Erzeugung durch Windenergie- und PV-Anlagen sowie der Verbrauch durch Mitglieder der EE-Gemeinschaft simuliert und eine Abschätzung darüber vorgenommen, wie viel Strom selbst verbraucht werden kann.

7.1.1 Energie-Prosumer Modell zur Bestimmung von Direktverbrauchsanteilen

Das EProM ist ein Simulationsmodell, das für einen oder mehrere Haushalte bis hin zu einem Quartier die Energieerzeugung und den Energieverbrauch sowie die Wechselwirkungen minutengenau für ein Jahr simuliert. Als Input fließen in das Modell minutengenaue Werte von sowohl direkter und indirekter Strahlung als auch Windgeschwindigkeiten gemessen am Observationspunkt in Lindenberg ein (Behrens 2017).

Die Steuerung der strom- und wärmeseitigen Erzeuger und Verbraucher kann in Abhängigkeit vom Anwendungsfall angepasst werden. Beispielsweise kann bei einer smarten Steuerung der Direktverbrauch durch den Einsatz von Zeitschaltuhren maximiert werden. Das Modell zeichnet sich durch eine hohe zeitliche Auflösung aus, die zu realistischen Werten sowohl im Energieverbrauch als auch in der Nutzung von verschiedenen Energieträgern führt. Zudem lassen sich in Größe, Ausstattung und Jahresverbrauch variierende Haushalte und einzelne Gewerbebetriebe abbilden, sodass die getroffenen Aussagen als repräsentativ angesehen werden können (IÖW 2022).

7.1.2 Simulation von Verbrauch durch EE-Gemeinschaften

EE-Gemeinschaften bieten den Vorteil, dass ein höherer Direktverbrauch im Vergleich zum Eigenverbrauch einer Vielzahl an einzelnen Prosumenten erreicht werden kann. Bei einem einzelnen Prosumenten erfolgt während Abwesenheiten z.B. aufgrund von Urlaub oder bei Berufstätigkeit nur Eigenverbrauch in Höhe der Grundlast. In einer Gemeinschaft besteht die Möglichkeit, dass andere Teilnehmende einen Teil der erzeugten Strommenge abnehmen. Die unterschiedlichen Jahreslastprofile führen daher zu einem erhöhten Direktverbrauch.

Für die Simulation ist es daher notwendig, verschiedene Haushalte als Teil einer EE-Gemeinschaft zu simulieren. Wie in 6.1 beschrieben variiert die Anzahl der Mitglieder von EE-Gemeinschaften je nach Standort und Erzeugungsanlage. Mit zunehmender Anzahl an Haushalten steigt allerdings auch die benötigte Rechenleistung. Aus diesem Grund wird basierend auf der Simulation einer Mikrogemeinschaft, die eine Mindestgröße einer EE-Gemeinschaft darstellt, abgeschätzt, wie viel Strom auch in größeren Gemeinschaften direkt verbraucht werden könnte. Wie in 5.1 beschrieben treffen wir in dieser Studie die Annahme, dass die Erzeugung der EE-Gemeinschaft ungefähr dem kumulierten Verbrauch durch die Gemeinschaft entsprechen sollte. Wie eingangs beschrieben, ist es grundsätzlich denkbar, für kleinere EE-Anlagen entsprechend kleine EE-Gemeinschaften zu gründen. Allerdings ist der Verwaltungsaufwand überproportional hoch, dass sich so kleine Gemeinschaften eher selten gründen würden. Für die Simulation wird daher davon ausgegangen, dass die minimale gemeinsame Erzeugungsleistung einer EE-Gemeinschaft dem Stromertrag aus einer 100 kWp Anlage und damit rund 87.500 kWh (Brandenburg) beträgt

Entsprechend der Annahme, dass der Bedarf der EE-Gemeinschaft der Erzeugungsleistung entspricht, wird eine EE-Gemeinschaft simuliert, die einen Gesamtbedarf in Höhe von rund 87.500 kWh aufweist. Die Gemeinschaft wird analog zur Verteilung von Haushaltsgrößen in Deutschland (Zensus 2011) und dem durchschnittlichen Strombedarf (Effizienzklasse D) laut

Stromspiegel 2021 in Deutschland zusammengesetzt (co2online 2022a). Hierbei wird der Strombedarf für Haushalte in Einfamilienhäuser ohne strombasierte Warmwasseraufbereitung und Wärmeversorgung ausgewählt. Als Ergebnis ergibt sich eine Mikrogemeinschaft mit 28 Haushalten unterschiedlicher Personenanzahl, die einen Gesamtbedarf von rund 88.800 kWh hat und damit bilanziell ungefähr den Strombedarf der Stromerzeugung aufweist (vgl. Tab. 7.1).

Tab. 7.1: Verteilung Haushaltsgröße in simulierten Energie-Gemeinschaften und jährlicher Stromverbrauch

Der Stromverbrauch der Mikrogemeinschaft und damit deren Größe soll ungefähr die Erzeugung durch eine 100 kWp PV Anlage und die durchschnittliche Verteilung von Haushaltsgrößen in Deutschland reflektieren. Die Aufteilung erfolgt analog zum Stromspiegel Deutschland (2022) und (Zensus 2011)

Haushaltsgröße (Personen)	Relative Häufigkeit in Deutschland	Ø Stromverbrauch/a laut Stromspiegel in kWh	Verteilung Mikrogemeinschaft	Verbrauch je Haushaltsgröße in kWh/a
1	37%	2.500	10 (36%)	25.000
2	33%	3.000	9 (32%)	27.000
3	14%	3.700	4 (14%)	14.800
4	10%	4.000	3 (11%)	12.000
5 und mehr	5%	5.000	2 (7%)	10.000
Summe	100%		28	88.800

Zukünftig werden auch die Bereiche Wärme und Mobilität im Sinne der Sektorkopplung zunehmend elektrifiziert. So können und müssen noch größere Mengen an benötigter Energie aus selbst erzeugtem Strom abgedeckt werden. Um diese Entwicklung zu berücksichtigen wird die Mikrogemeinschaft sowohl ohne als auch mit Technologien der Sektorkopplung (Wärmepumpen und Durchlauferhitzer zur Raum- und Warmwassererzeugung als auch E-Autos für die Elektrifizierung der Mobilität) simuliert. In Tab. 7.2 sind die Stromverbräuche aus den jeweiligen Sektoren aufgeschlüsselt. Hierbei wird deutlich, dass die Elektrifizierung der Wärmeversorgung und der Mobilität den Strombedarf verdoppelt.

Tab. 7.2: Stromverbräuche in Haushalten und EE-Gemeinschaft nach Sektoren
Eigene Berechnungen mit EProM

Haushaltsgröße (Personen)	Stromverbrauch Gesamt EE-Gemeinschaft	Ø Stromverbrauch je Haushalt
Haushaltsgeräte	90.456 kWh	3.231 kWh
Raum- & Warmwasserversorgung	72.241 kWh	2.580 kWh
E-Auto	29.989 kWh	1.071 kWh
Summe	192.686 kWh	6.882 kWh

7.1.3 Simulation von smarter Lastverschiebung

Ein Ziel des Energy Sharing Konzeptes ist es, dass Verbraucher*innen ihren Stromverbrauch an die vorhandene Erzeugungsmenge erneuerbarer Energien anpassen. Dies ermöglicht es, regional Erzeugung und Verbrauch auszugleichen und bestenfalls sogar das Netz zu entlasten. Folglich geht es um eine Darstellung der potenziellen gesamtgesellschaftlichen und systemischen Wirkungen einer smarten Lastverschiebung einer EE-Gemeinschaft.

Ein gesteuertes Lastmanagement ist in verschiedenen Bereichen des Haushaltes möglich. Hierbei kann zwischen drei Kategorien unterschieden werden:

1. **Zeitvariable Verbraucher:** Zu den zeitvariablen Verbrauchern gehören Haushaltsgeräte, wie z.B. die Waschmaschine, die Spülmaschine oder der Wäschetrockner, die zeitlich flexibel gestartet werden können. Kann bei E-Rädern und E-Autos, die über den Haushaltsstrom beladen werden, der Ladezeitpunkt über eine Steuerungseinheit reguliert werden, gehören auch diese dazu. Aber auch dauerhaft laufende Geräte bergen ein Flexibilitätspotenzial. Bei Kühlschränken oder Gefriertruhen kann zum Beispiel der Zeitpunkt der Kühlung in einem gewissen Intervall flexibel gewählt werden. So kann der Zeitpunkt einer energieintensiven Kühlung je nach Tageszeitpunkt bereits bei einer höheren oder erst bei einer niedrigeren Temperatur im Gerät einsetzen.
2. **Flexibilität durch Speicherung:** Eine Speicherung von Energie kann auf verschiedene Arten erfolgen. Ist eine stromgeführte Heizung (z.B. Wärmepumpe) und ein Pufferspeicher vorhanden, kann überschüssiger Strom in Wärme umgewandelt und im Pufferspeicher gespeichert werden. Die Wärme kann dann zu einem späteren Zeitpunkt abgerufen werden. Alternativ kann in Batteriespeichern, die immer häufiger in Privathaushalten vorhanden sind, elektrische Energie zwischengespeichert werden. Perspektivisch ist es außerdem auch denkbar, dass E-Autos oder E-Räder als Zwischenspeicher genutzt werden können.

Um die möglichen Flexibilitätspotenziale einer smarten Steuerung aufzuzeigen, werden zwei verschiedene Modi simuliert. In einem Fall erhält eine EE-Gemeinschaft keine Anreize, Lasten zu verschieben. In dem zweiten Fall erhalten die Haushalte der EE-Gemeinschaft entsprechende Anreize und verschieben Lasten über eine smarte Gerätesteuerung.

- **Modus Keine Verschiebung von Lasten:** Der Haushalt hat keinerlei Anreize, Lasten zu verschieben. Entsprechend werden auch bei Geräten, bei denen eine Lastverschiebung möglich ist, keine Lasten verschoben. E-Autos werden zum Beispiel direkt beim Einstecken vollgeladen oder der Pufferspeicher wird immer beim Erreichen einer bestimmten Temperatur wieder aufgeheizt
- **Modus Smarte Verschiebung von Lasten:** Bei der smarten Lastverschiebung wird angenommen, dass der Haushalt eine perfekte Prognose der Erzeugung erhält und entsprechend sein Verbrauchsverhalten der zeitvariablen Geräte danach ausrichtet. Darüber hinaus wird überschüssiger Strom aus eigener Erzeugung soweit möglich dazu genutzt das E-Auto zu laden und den Pufferspeicher zu erhitzen. Sollte der überschüssige Strom aus eigener Erzeugung nicht ausreichen um die benötigte Wärme bzw. Ladung des E-Autos zu gewährleisten wird dieser aus dem Netz gezogen. Der Haushalt erfährt entsprechend keine Komforteinbußen.

7.1.4 Simulation von Erzeugungsanlagen

EProM ermöglicht es, sowohl PV- als auch Wind-Erzeugungsanlagen zu simulieren. Wie oben beschrieben produzieren Windenergieanlagen ausreichend Strom um bilanziell⁷ mehrere Tausend Haushalte zu versorgen. Wie in Kapitel 7.1.2 beschrieben ist das eingesetzte Modell nicht darauf ausgelegt, eine so große Anzahl an Haushalten zu simulieren. Es werden daher Erzeugungskurven von PV- und Winderzeugung mit Hilfe von EProM modelliert und diese auf die Höhe des Gesamtverbrauchs der Mikrogemeinschaft skaliert, damit Erzeugung und Verbrauch übereinstimmen.

Die Berechnung der PV-Erzeugung erfolgt hierbei auf Basis einer PV-Anlage, die in Richtung Süden ausgerichtet ist und mit einem Anstellwinkel von 35 Grad aufgestellt ist, um einen möglichst hohen Erzeugungskapazität zu erreichen (Kümpel 2022). Bei einer Maximierung des Direktverbrauchs kann es allerdings auch Sinn ergeben, eine Ost-West Ausrichtungen von Anlagen in Betracht zu ziehen, da hier mehr Strom in Zeiten hohen Verbrauchs erzeugt wird. Daher wird zumindest exemplarisch für einzelne Energiegemeinschaften eine Ost-West PV-Anlage mit Ost-West Ausrichtung modelliert um eine Abschätzung der Auswirkungen einer entsprechenden Ausrichtung treffen zu können. Die Umwandlung der Strahlungsenergie in elektrische Energie erfolgt auf Basis von Sauer et al. (Sauer 1994).

Berechnung der Erzeugungsleistung wurde mit der Referenzanlage Vestas V136- 4,2 MW (Vestas 2022) eine Windenergieanlage simuliert, die in etwa der in der Potenzialanalyse angenommenen Referenzanlage in Brandenburg entspricht (vgl. Tab. 4.3). Die Windenergieanlage produziert je nach Windgeschwindigkeit Erträge ab einer Einschaltgeschwindigkeit von 3 m/s (wind-turbine-models.com 2022). Eine Abschätzung über die Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe im Vergleich zur

Messhöhe auf 10 Metern erfolgte anhand von Formel $v_{h2} = v_{h1} * \frac{\ln\left(\frac{h_2}{z_{0,2}}\right)}{\ln\left(\frac{h_1}{z_{0,1}}\right)}$ wobei v_{h2} die Windge-

schwindigkeit auf Nabenhöhe v_{h1} die Windgeschwindigkeit auf Messhöhe, h_2 die Nabenhöhe, h_1 die Messhöhe, $z_{0,1}$ die Rauigkeit der Landschaft/Umgebung der Messtation und $z_{0,1}$ die Rauigkeit der Landschaft/Umgebung der Anlage abbildet. In dieser Studie wird eine Rauigkeit von 0.15 für

⁷ Bilanziell bedeutet, dass die Nettoerzeugung dem Nettoverbrauch entspricht. Da Erzeugungsanlagen ans öffentliche Netz angeschlossen sind, wird technisch gesehen der gesamte Strom eingespeist. Selbst wenn Anlagen und Verbraucher hinter dem Netzanlasspunkt liegen, erfolgt der Verbrauch und die Erzeugung nicht immer zeitgleich. Daher wird auch in diesem Fall Strom eingespeist bzw. aus dem Netz bezogen.

Brandenburg angenommen, welche ein landwirtschaftliches Gelände mit z.T. Bäumen und oder Büschen kennzeichnet.

Wie in 6.1 beschrieben konnte ein Potenzial sowohl für EE-Gemeinschaften mit PV- und Windenergieanlagen als auch für EE-Gemeinschaften nur mit PV Strom aufgezeigt werden. Im Folgenden werden daher EE-Gemeinschaften mit 100% PV- Strom und EE-Gemeinschaften mit 50 % PV und 50 % Winderzeugung abgebildet. Ergebnisse für eine Gemeinschaft mit 100 % Winderzeugung werden darüber hinaus skizziert.

7.1.5 Zusammenfassung der Szenarien

In Tab. 7.3 werden nochmal alle Szenarien dargestellt, für die mit Hilfe der Simulation Direktverbrauchswerte ermittelt werden. Außerdem wird in der Tabelle direkt ersichtlich, welche Stromverbräuche mit den jeweiligen Szenarien verbunden sind.

Tab. 7.3: Simulierte Szenarien

Szenario	Stromverbrauch/ Stromerzeugung	Sektor- kopplung	Last-ver- schie- bung	Strom-er- zeugung aus PV	Strom-er- zeugung aus Wind
PV Referenz	90.456 kWh	Nein	Nein	100%	0%
PV Lastverschiebung	90.456 kWh	Nein	Ja	100%	0%
PV Sektorkopplung	192.686 kWh	Ja	Nein	100%	0%
PV Sektorkopplung Lastverschiebung	192.686 kWh	Ja	Ja	100%	0%
PV/ Wind Referenz	90.456 kWh	Nein	Nein	50%	50%
PV/ Wind Lastver- schiebung	90.456 kWh	Nein	Ja	50%	50%
PV/ Wind Sektor- kopplung	192.686 kWh	Ja	Nein	50%	50%
PV/ Wind Sektor- kopplung Lastver- schiebung	192.686 kWh	Ja	Ja	50%	50%

7.2 Ergebnisse

7.2.1 Erzeugungsprofile

Wie in Kapitel 7.1.4 beschrieben werden sowohl PV- als auch Windenergieanlagen simuliert. Beide Erzeugungsprofile variieren in ihren Tages- und Jahresganglinien und haben so einen erheblichen Einfluss auf den Anteil des Stroms, der zeitgleich verbraucht werden kann.

In Abb. 7.1 werden die Tagesgang- und Monatsganglinien der mit Hilfe von Windgeschwindigkeiten (Deutscher Wetterdienst 2022) und Strahlungsdaten (Behrens 2017) aus Lindenberg aus dem Jahr 2015 errechneten Profile für die Erzeugung aus PV- und Windenergieanlagen gezeigt.

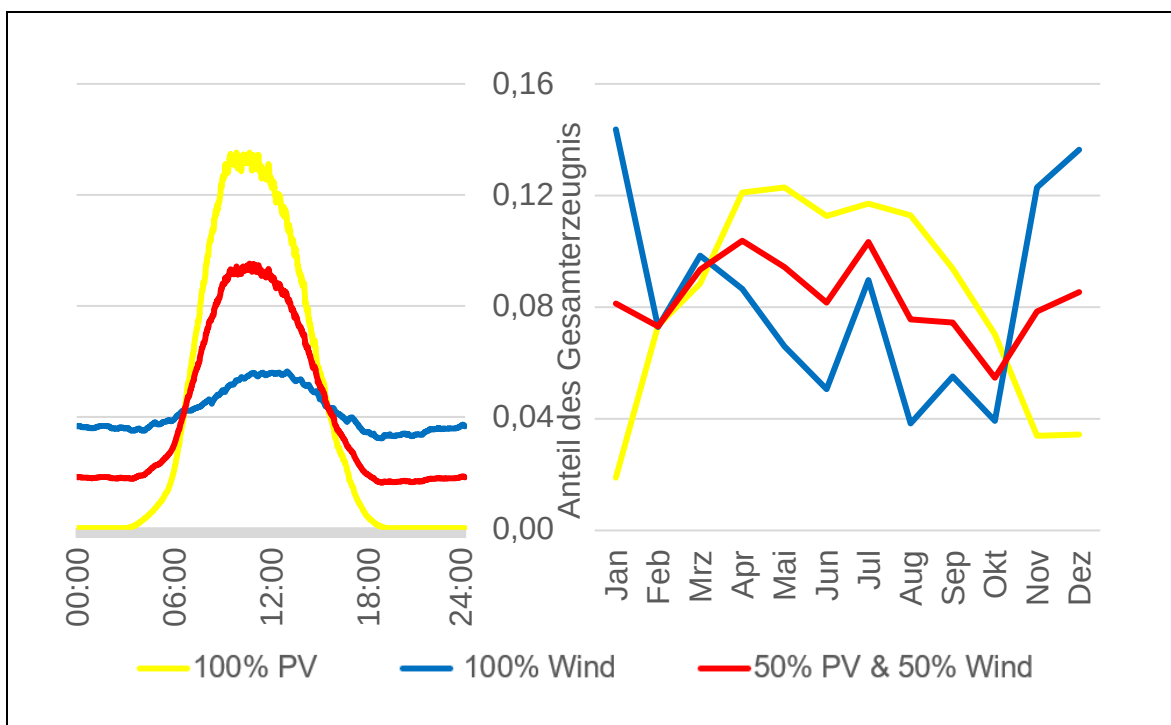


Abb. 7.1: Tagesgang und Monatsganglinie der erstellten Profile von 100 % PV-Erzeugung, 100 % Wind-Erzeugung und einem Mix aus 50 % PV- und 50 % Wind-Erzeugung

Eigene Berechnungen basierend auf Wetterdaten aus Lindenberg 2015 (Behrens 2017; Deutscher Wetterdienst 2022), Herstellerangaben von Vestas (Vestas 2022) und PV-Solarberechnungen nach Sauer (1994). Die Fläche unter der Kurve entspricht jeweils 1.

Hierbei ist für die PV-Erzeugung der typische Mittagspeak und die fehlende Stromerzeugung in der Nacht zu erkennen. Im Jahresverlauf wird deutlich, dass die Erträge aus der PV-Produktion im Sommer deutlich größer sind als im Winter.

Bei der Winderzeugung verteilt sich die Winderzeugung deutlich gleichmäßiger über den Tag und das Jahr. Eine höhere Winderzeugung im Winter und ein kleiner Peak gegen Mittag im Tagesver-

lauf sind zu erkennen. Während die erhöhte Stromerzeugung im Winter durchaus typisch ist, überrascht der Mittagspeak und die fehlende geringere Winderzeugung am Vormittag, die eigentlich bei einem Vergleich mit typischen Windstromerzeugungskurven zu erwarten war (Hau 2016). Allerdings ist die Stromerzeugung nicht wie sonst häufig in diesen Höhenlagen üblich am Vormittag geringer als zu anderen Tageszeiten (Hau 2016). Das kann verschiedene Gründe haben. Zum einen ist die Anwendung der oben genannten Formel zur Bestimmung von Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe (vgl. Kapitel 7.1.4) bei der verwendeten Nabenhöhe mit Ungenauigkeiten behaftet (Troen und Lundtang 1990) und zum anderen können auch individuelle Besonderheiten an der Messtation selber oder bei dem betrachteten Jahr 2015 für diese Besonderheit sorgen. Die Abweichung von typischen Tagesganglinien verdeutlicht, dass die Ergebnisse lediglich eine Abschätzung über tatsächliche Werte an anderen Standorten geben kann. Für exakte Berechnungen müssen immer die jeweiligen Standorte und deren klimatischen und geographischen Gegebenheiten hinzugezogen werden.

7.2.2 Lastprofile

Wie in den Kapiteln 7.1.2 und 7.1.3 beschrieben, werden sowohl EE-Gemeinschaften analysiert, bei denen keine Lastverschiebung stattfindet als auch EE-Gemeinschaften, bei denen eine Lastverschiebung angepasst an den produzierten PV- bzw. PV- & Windstrom erfolgt. In Abb. 7.2 werden sowohl für eine EE-Gemeinschaft, die 100 % PV-Strom erzeugt als auch eine EE-Gemeinschaft, die eine Kombination aus 50 % PV- und 50 % Windstrom erzeugt, die Lastkurven mit und ohne Lastverschiebung sowie die zu Grunde liegende Erzeugung gezeigt.

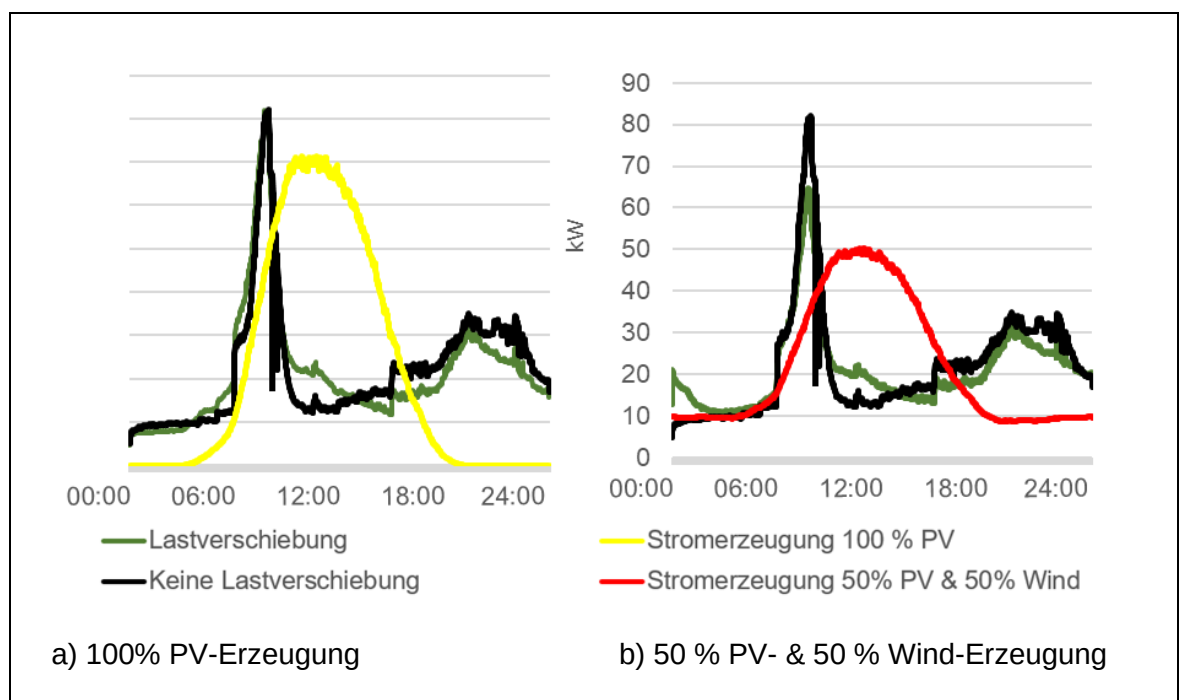


Abb. 7.2: Lastverschiebung bei intelligenter Steuerung auf Basis perfekter Voraussicht von Erzeugung aus a) 100 % PV-Erzeugung und b) 50 % PV- und 50 % Wind-Erzeugung

Quelle: Eigene Berechnungen durchgeführt mit EProM

Die Lastkurven verdeutlichen, dass der Verbrauch nicht gleichmäßig über den Tag verteilt ist und auch je nach Erzeugungsvariante die Stromerzeugung unterschiedlich gut selbst verbraucht werden kann. Insbesondere bei einer Variante mit 100 % PV-Anlagen ist gut zu erkennen, dass ein Großteil des Verbrauchs außerhalb der Sonnenstunden und damit auch außerhalb der Stromerzeugung stattfindet. Der Peak am Morgen lässt sich durch das Verbrauchsverhalten in den verschiedenen Sektoren bzw. durch die Eigenheiten vom EProM Modell erklären. Beim Einsatz von Haushaltsgeräten entstehen in den Morgenstunden erhöhte Lasten durch typische morgendliche Aktivitäten die im Zusammenhang mit dem Frühstück stehen wie z.B. Stromverbrauch durch Kaffeekocher, E-Herd oder Toaster. Dazu entstehen auch im Wärmebereich erhöhte Verbräuche insbesondere durch die Warmwasserbereitung z.B. für die Dusche am Morgen oder den erhöhten Heizungsbetrieb in den Morgenstunden. Hinzu kommt, dass in den Morgenstunden ein Großteil der Ladung der E-Autos erfolgt. Grund hierfür ist, die im Modell implementierte Steuerung, die eine E-Auto erst pünktlich zur Startzeit, die meist in den Morgenstunden liegt, belädt.

Bei der smarten Lastverschiebung werden verschiebbare Lasten soweit möglich in die Zeiten der Stromerzeugung geschoben. Zum einen hat der Haushalt eine perfekte Prognose über die Erzeugung und kann verschiebbare Verbraucher wie Waschmaschinen oder Spülmaschine in Zeiten hoher Stromerzeugung anstellen und zum anderen kann durch eine regelbasierte Steuerung ein größerer Teil des selbsterzeugten Stroms direkt verbraucht werden. Die regelbasierte Steuerung betrifft insbesondere die Sektoren Wärme und Mobilität. Wird nicht der komplett erzeugte Strom durch die Nutzung von Haushaltsgeräten verbraucht nutzt die Wärmepumpe den selbsterzeugten Strom um den Pufferspeicher zu erhitzen das E-Auto überschüssigen Strom um die Batterie frühzeitig zu laden.

7.2.3 Direktverbrauchswerte

In Abb. 7.3 sind die Direktverbrauchswerte für die unterschiedlichen Szenarien abgebildet. Es wird ersichtlich, dass ein Erzeugungsprofil aus PV & Wind die Direktverbrauchsquoten deutlich steigert. So erhöht sich der selbst verbrauchte Anteil bei diesen EE-Gemeinschaften ohne stromgeführten Wärmeversorgung oder E-Mobilität von 26 % auf 48 % ohne Lastverschiebung und von 34 % auf 55 % mit Lastverschiebung. Der maßgebliche Grund hierfür sind die höhere Stromerzeugung sowohl im Tagesverlauf zu Nachtzeiten als auch die höhere Erzeugung während der Wintermonate.

Außerdem wird deutlich, dass auch bei einer Sektorkopplung und einer damit verbundenen Erhöhung der Erzeugungskapazität der Anteil des direktverbrauchten Stroms sogar nochmal ein wenig zunimmt. Das liegt darin begründet, dass die Lastkurven in den Bereichen Wärme und Mobilität etwas besser zu den Erzeugungskurven durch PV bzw. PV und Wind passen und hier etwas höhere Direktverbrauchsquoten möglich sind.

In der Abb. 7.3 ist zu erkennen, dass die Lastverschiebung durch die intelligente Steuerung die Direktverbrauchsquote in allen betrachteten Szenarien um 5-8 % erhöhen kann. Der Grund hierfür ist, dass ein Teil des Verbrauchs am Abend in die Mittagsstunden geschoben werden konnte. Bei einer reinen PV-Erzeugung war es allerdings kaum möglich, den Morgenpeak signifikant zu verschieben. Dies ist zumindest teilweise bei einer, mit Wind-Anlagen ausgestatteten EE-Gemeinschaft, möglich. Denn hier können E-Autos zum Teil bereits durch im Haushalt nicht anderweitig verbrauchten Strom in der Nacht geladen werden. Denn anders als bei einer reinen Stromerzeugung mit PV liefert die Windenergieanlage auch in der Nacht Strom.

Durch eine Ost-West-Ausrichtung der PV-Anlage lässt sich der Direktverbrauch nochmals erhöhen (Moshövel et al. 2015). Dies geht allerdings zu Lasten einer etwas geringeren Stromerzeugung und wird daher im Folgenden nicht näher vertieft.

Die Direktverbrauchsquoten und Potenziale der Lastverschiebung haben sowohl einen technischen Einfluss auf Netzebene als auch einen ökonomischen Einfluss, wenn Vergünstigungen maßgeblich durch Direktverbrauchsquoten beeinflusst werden.

Eine Simulation einer EE-Gemeinschaft nur basierend auf Wind konnte zeigen, dass die Direktverbrauchswerte (z.B. ohne Lastverschiebung und ohne Sektorkopplung bei 50,4 % und bei Sektorkopplung ohne Lastverschiebung bei 50,6 %) auf einem ähnlich hohen Niveau wie bei einem Mix aus PV- und Windenergieanlagen liegen.

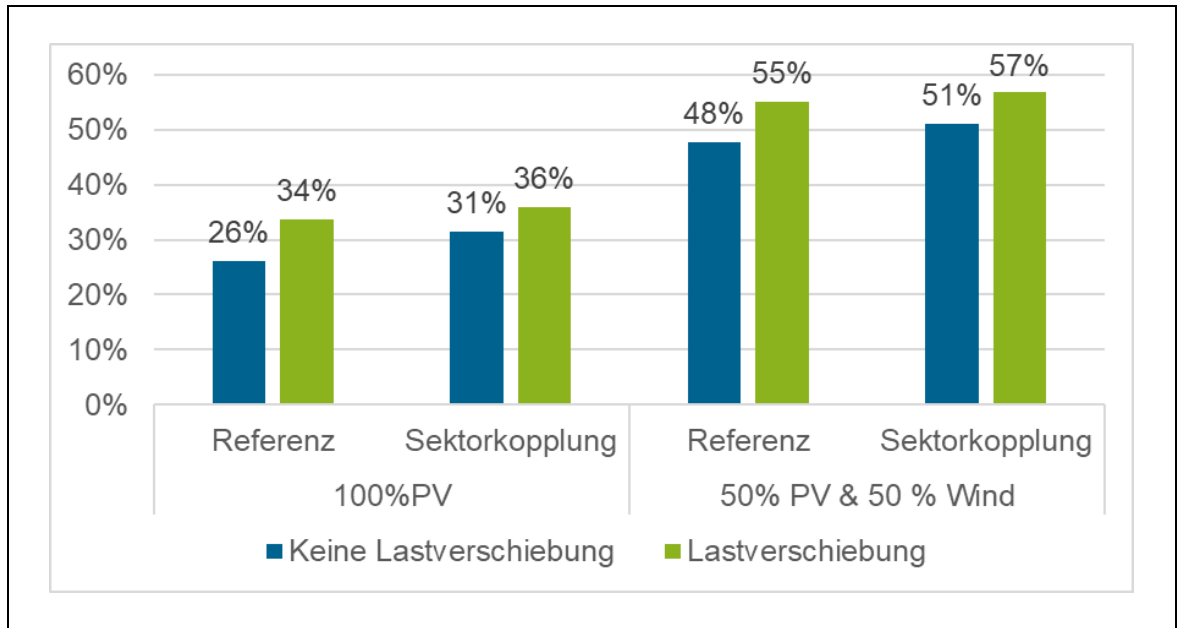


Abb. 7.3: Direktverbrauchsquoten von EE-Gemeinschaften

Quelle: Eigene Berechnungen durchgeführt mit EProM. Annahme: Erzeugung aus eigenen Anlagen entspricht bilanziell dem Verbrauch

8 Netzsimulation

Energy Sharing gibt den beteiligten Haushalten den Anreiz, eine smarte Laststeuerung durchzuführen, um möglichst viel von der Erzeugung zeitgleich innerhalb der EE-Gemeinschaft zu verbrauchen. An dieser Stelle wird untersucht, inwiefern der lokale Energieausgleich durch Energy Sharing zu einer Entlastung der Verteilnetze führen kann. Hierfür wird ein repräsentatives Niederspannungsnetz simuliert und die Netzbelastung anhand von vordefinierten Indikatoren quantifiziert.

8.1 Modellierung eines Beispielnetzes

Lokale Verteilnetze unterscheiden sich signifikant hinsichtlich 1) ihrer Topologie und 2) ihrer Versorgungsaufgabe (Meinecke et al. 2020; Struth et al. 2013).

Die Topologie beschreibt die Struktur und Dimensionierung des Netzes und dessen Komponenten. Verteilungsnetze auf der Niederspannungsebene kommen überwiegend in einer Strahlentopologie vor. Dabei unterscheiden sich die Netztopologien je nachdem, ob sie sich im ländlichen, suburbanen oder urbanen Raum befinden. Die größten Infrastrukturherausforderungen sind im ländlichen und suburbanen Gebiet zu bewältigen (Meinecke et al. 2020). Dort sind in der Regel die Stromleitungen länger, also mit größeren Verlusten behaftet und die Transformatoren meist kleiner dimensioniert.

Die Versorgungsaufgabe der Netze ist durch die Anzahl der angeschlossenen Letztverbraucher*innen und Erzeugungsanlagen sowie die Höhe der bezogenen bzw. eingespeisten Leistungen bestimmt. Daten des statistischen Bundesamtes und deren Auswertungen in Meinecke et al. (2020) zeigen, dass die Versorgungsflächen aufgrund der unterschiedlichen räumlichen Verteilung der zu versorgenden Verbraucher*innen und der Bevölkerungsdichten sehr heterogen sind.

Aus den oben genannten Aspekten wird klar, dass ein repräsentativer Netzknoten sorgfältig ausgewählt werden sollte. Hierfür wird auf die Benchmark-Netze, die im Simbench-Projekt 2014 (Meinecke et al. 2020) entstanden sind, zurückgegriffen. Dort wurden zahlreiche Beispielnetze für alle Spannungsebenen modelliert und Datensätze zur Verfügung gestellt, um Benchmarkanalysen durchführen zu können. Aufgrund der Fragestellung dieser Studie wird die Auswahl auf Netze im Niederspannungsbereich eingeschränkt. Als Beispielnetz wird ein suburbanes Niederspannungsnetz ausgewählt, das eine mittlere Größe repräsentiert. Abb. 8.1 zeigt die Strahlentopologie dieses Netzes. Insgesamt sind 41 Verbraucher*innen an drei Abgängen vom Transformator angeschlossen. Der Transformator hat eine Bemessungsleistung in Höhe von 400 kVA und operiert zwischen den Nennspannungen 0,4 und 20 kV.

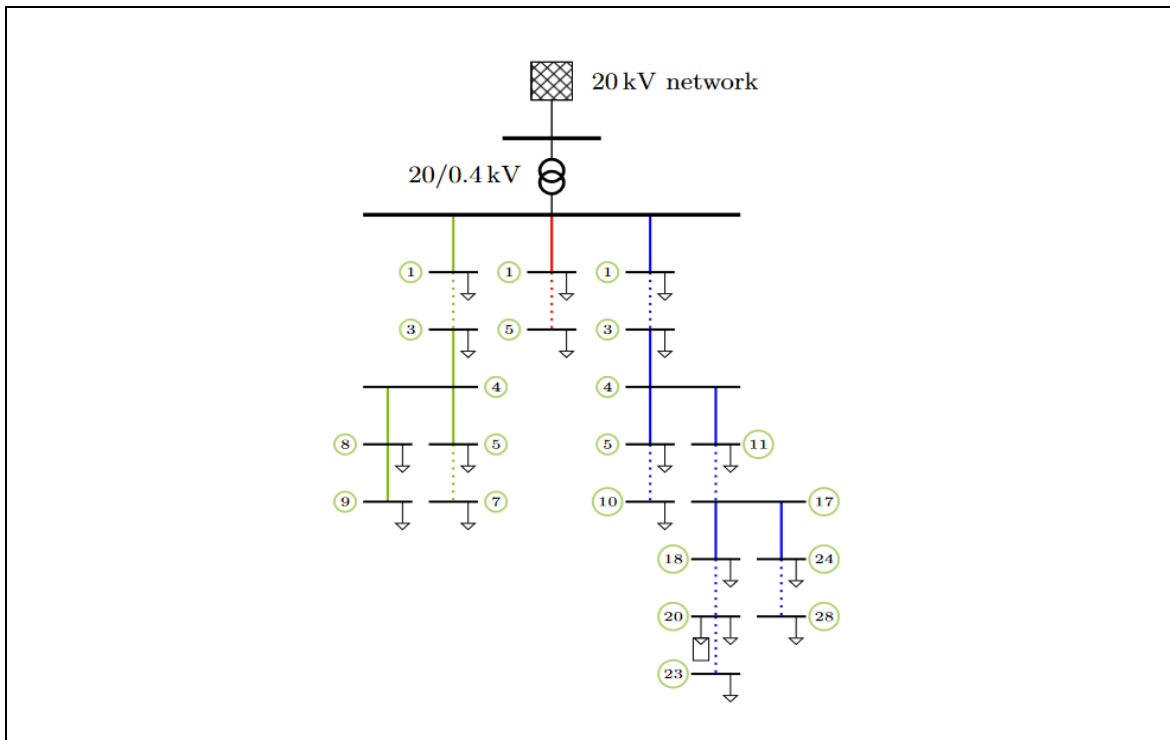


Abb. 8.1: Topologie des modellierten Netzknotens

Quelle: (Meinecke et al. 2020), CC BY 4.0

Das Simbench-Projekt bietet außerdem Lastprofile an. Diese werden für die Haushalte außerhalb der Energiegemeinschaft verwendet. Haushalte, die Energy Sharing betreiben, werden mithilfe der in Kapitel 7 vorgestellten Methodik simuliert. Während die in EProM simulierten Zeitreihen im minütlichen Takt vorliegen (siehe Kapitel 7), sind die Simbench-Zeitreihen viertelstündig. Um die Zeitschritte zu vereinheitlichen, werden die EProM Profile für jede Viertelstunde gemittelt. Das resultierende Netz wird für ein Jahr (35.040 Zeitschritte) simuliert.

8.2 Definition der Untersuchungsszenarien

Der oben beschriebene Netzknoten wird für verschiedene Anwendungsfälle simuliert. Analog zur Methodik aus Kapitel 7.1 werden Szenarien bezüglich mehrerer Kriterien variiert:

- Smarte Lastverschiebung bei Energy Sharing: Hier wird zwischen Referenzszenarien (Haushalte betreiben kein Energy Sharing) und Energy Sharing Szenarien (Haushalte können eine perfekte Prognose der Energieerzeugung aus den Anlagen in der Gemeinschaft bekommen und dementsprechend ihre Lasten in die Erzeugungsstunden schieben) unterschieden.
- Sektorkopplung: Um den Effekt der Sektorkopplungstechnologien zu untersuchen, werden Simulationen mit und ohne E-Autos und Wärmepumpen durchgeführt. Die Auswirkungen werden sowohl für die Haushalte innerhalb als auch außerhalb der EE- Gemeinschaft untersucht.
- Verhältnis Wind- zu PV-Erzeugung: Die Potenzialanalyse hat ergeben, dass als mögliche Konstellationen für EE-Gemeinschaften Mischformen von Wind- und PV-EE-Gemeinschaften sowie reine PV-EE-Gemeinschaften in Betracht kommen. Um beide Fälle abbilden zu können, werden für die Simulation zum einen Szenarien mit 100 % PV-Erzeugung und zum anderen Szenarien mit einem gleichmäßigen Erzeugungsverhältnis von Wind- zu PV-Energie (jeweils 50 %) definiert.
- Verortung der PV-Erzeugung: Das ausgesuchte Beispielnetz bildet nur die Niederspannungsebene ab. Dort werden üblicherweise keine Windenergieanlagen oder große Freiflächen-PV-Anlagen angeschlossen. Diese werden üblicherweise der Mittelspannungsebene zugeordnet. Um die Dynamik zwischen den Spannungsebenen bzw. den Einfluss der Verortung der PV-Anlagen berücksichtigen zu können, wird zwischen dem Fall mit einer in der Niederspannungsebene einspeisenden PV-Anlage (Dachanlage) und den Fall mit einer ins Mittelspannungsnetz einspeisenden PV-Anlage (Freiflächen-PV) unterschieden.

Tab. 8.1 fasst die definierten Szenarien zusammen.

Tab. 8.1: Zusammenfassung der untersuchten Szenarien

Szenariokürzel	Erzeugungsfall	Haushalte mit Energy Sharing	Haushalte mit Sektorkopplung	Haushalte mit Sektorkopplung betreiben Energy Sharing
PV _{Dach}	Dach-PV	0	0	-
PV _{Dach} Energy Sharing	Dach-PV	28	0	-
PV _{Dach} Sektorkopplung	Dach-PV	0	28	Nein
PV _{Dach} Energy Sharing & Sektorkopplung	Dach-PV	28	28	Ja
PV _{FF} & Wind	Freiflächen-PV und Wind	0	0	-
PV _{FF} & Wind Energy Sharing	Freiflächen-PV und Wind	28	0	-
PV _{FF} & Wind Sektorkopplung	Freiflächen-PV und Wind	0	28	Nein
PV _{FF} _Wind Energy Sharing & Sektorkopplung	Freiflächen-PV und Wind	28	28	Ja
PV _{Dach} & Wind	Dach-PV und Wind	0	0	-
PV _{Dach} & Wind Energy Sharing	Dach-PV und Wind	28	0	-
PV _{Dach} & Wind Sektorkopplung	Dach-PV und Wind	0	28	Nein
PV _{Dach} Wind Energy Sharing & Sektorkopplung	Dach-PV und Wind	28	28	Ja

8.3 Definition der Indikatoren

Die Variationen der oben beschriebenen Szenarien werden simuliert, um die Effekte des geänderten Energieaustausches im Netz auf die der Infrastruktur (Belastung der Netzkomponenten) und den dem notwendigen Echtzeitausgleich (Stromtransport aus übergeordneten Netzebenen) zu untersuchen. Hierfür werden fünf Indikatoren definiert. Diese werden im Folgenden detailliert beschrieben und in Tab. 8.2 zusammengefasst:

- Belastung des Ortsnetztransformators: Dieser Indikator wird anhand einer elektrotechnischen Modellierung des Transformators im Python-Tool „pandapower“ (Thurner et al. 2018) ermittelt. Dieser gibt die Belastung des Transformators in Prozent an. Eine Überschreitung der Transformatorkapazität führt zu Belastungswerten größer 100 % und demzufolge zu unmittelbaren Stromunterbrechungen bzw. zur Abregelung der dezentralisierten Erzeugungsanlagen im entsprechenden Netzknoten. Eventuell sind aufwändigen Netzausbaumaßnahmen erforderlich (u.a. zusätzliche Transformatorstationen), die jeweils mit hohen Kosten verbunden sind.
- Theoretische Leistung am Ortsnetztransformator: Dieser Indikator stellt die aggregierte Nettoleistung dar, die sich im Falle einer Interaktion (Stromeinspeisung oder -bezug) mit der höheren Spannungsebene am Ortsnetztransformator ergibt, und gibt an, ob die Bemessungsleistung des Transformators als obere Grenze eingehalten wird.
- Leitungsbelastung: Höhere Lasten führen zu einer Erhöhung der Stromtragfähigkeit und damit der thermischen Belastung der Netzleitungen (Gähns et al. 2013). Anhand einer technischen Modellierung der Netzleitungen im selben Modellierungstool „pandapower“ wird diese Belastung für die verschiedenen Szenarien simuliert. Dabei sollte der berechnete Wert die 100 % nicht überschreiten.
- Spannungseinhaltung: Dieser Indikator gibt an, wie viel Spannung sich an jedem Anschlusspunkt (Verbrauch und/oder Erzeugung) im Netz ergibt. Je nach Stromflussrichtung finden entlang einer Netzleitung Spannungsabsenkungen und -anhebungen statt. Zu große Leistungen an Stromanzapf- bzw. Einspeisepunkten können zu Über- oder Unterschreitungen des Nennspannungswertes und somit zu einer Verschlechterung der Spannungsqualität, also zu einer aufwendigen und kostenintensiven Spannungsausgleichsprozedur führen (Konstantin 2017; Struth et al. 2013; VDE 2017).
- Stromtransport aus der höheren Netzebene: Jenseits der technischen Belastungen der Netzinfrastuktur vor Ort wird außerdem anhand dieses Indikators die zusätzliche Stromeinspeisung bzw. der zusätzliche Strombezug aus der höheren Netzebene berechnet. Der Indikator gibt einerseits die Veränderung der lokal ausgeglichenen Energiebilanz an. Andererseits kann die zusätzliche Belastung der Mittelspannungsebene abgeschätzt werden.

Tab. 8.2: Definition der Indikatoren zur Quantifizierung der Wirkungen auf Netzebene

	Indikator	Einheit	Kriterium	Berechnung
Anstieg der (lokalen) Netzbelastung	Transformatorbelastung	%	< 100 %	Modell in pandapower
	Bemessungsleistung	kW	< 400 kVA	Aggregierte Last abzüglich der aggregierten PV-Einspeisung
	Leitungsbelastung	%	< 100 %	Modell in pandapower
	Spannungseinhaltung	p.u. (per unit)	1 p.u. $\pm$ 0,1	Modell in pandapower
Anstieg des Ausgleichsaufwandes	Stromtransport aus höheren Netzebenen	%	-	Relative Differenz zwischen der Nettoleistungen am Ortsnetztransformator im betrachteten Szenario und im Referenzszenario

8.4 Ergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Netzsimulationen vorgestellt. Dabei wird zuerst auf die resultierende lokale Netzbelastung eingegangen. In einem weiteren Schritt wird die Veränderung des Stromtransportes zwischen der Nieder- und der Mittelspannungsebene analysiert.

8.4.1 Veränderung der lokalen Netzbelastung

Die lokale Netzbelastung lässt sich anhand der Transformatorbelastung, der Bemessungsleistung, der Leitungsbelastung und der Spannungseinhaltung (siehe Tab. 8.2) beschreiben. Eine erhöhte Belastung kann entweder durch die Erzeugung oder den Verbrauch bedingt sein. Von der Erzeugungsseite ist diese im Szenario „PV_{Dach}“ zu erwarten. Dort ist die in der Niederspannungsebene installierten PV-Leistung am größten und der Verbrauch gleichzeitig nicht smart gesteuert, so dass das Verbrauchsprofil nicht auf das Erzeugungsprofil zugeschnitten ist. Von der Verbrauchsseite gesehen ist die höchste Belastung in den Szenarien „PV_{FF} & Wind Sektorkopplung“ und „PV_{FF} & Wind Energy Sharing & Sektorkopplung“ zu erwarten. Dort besitzen mehr als die Hälfte der Haushalte im Netzknoten Sektorkopplungstechnologien. In Szenario „PV_{FF} & Wind Sektorkopplung“ betreiben diese Haushalte kein Energy Sharing, führen also keine smarte Laststeuerung durch. Lastspitzen können daher in Stunden geringer Erzeugung auftreten und mit einer starken Belastung des Netzes einher gehen. In Szenario „PV_{FF} & Wind Energy Sharing & Sektorkopplung“ kann es zu einer hohen Belastung kommen, wenn alle Haushalte im Energy Sharing ihre energieintensiven Geräte gleichzeitig verwenden, da sie alle das gleiche Signal der Erzeugung bekommen.

Die Simulationen zeigen, dass es zu keiner Überlastung der Transformatoren für das ganze simulierte Jahr kommt (siehe Abb. 8.2 für die Extremszenarien). Hier ist wichtig anzumerken, dass die

simulierten Netze eine Mikrogemeinschaft abbilden, die aus 28 Haushalte und eine darauf skalierte Erzeugungskapazität besteht (siehe Kapitel 7.1.4). Ziel dahinter ist, die Wechselwirkungen zwischen Erzeugung und Verbrauch durch Energy Sharing und die zeitgleich stattfindenden Energieflüsse im Netz zu untersuchen. Ob die konkrete Integration großer Erzeugungsanlagen Netze zusätzlich belasten und Netzausbaumaßnahmen erfordern, wird hier nicht weiter untersucht. Es sei zum Beispiel auf die Studie vom Fraunhofer IEE (2018) verwiesen, wo im Gegensatz zu den hier vorliegenden Ergebnissen signifikante Netzbelastungen aufgrund von Sektorkopplung und Integration von EE-Anlagen festgestellt werden.

Insgesamt wird die Kapazität des Transformators zu maximal 66 % für alle simulierten Szenarien ausgenutzt. Weiterhin bleiben die kalkulierten Leitungsbelastungen fast über das ganze Jahr unterhalb von 90 %.

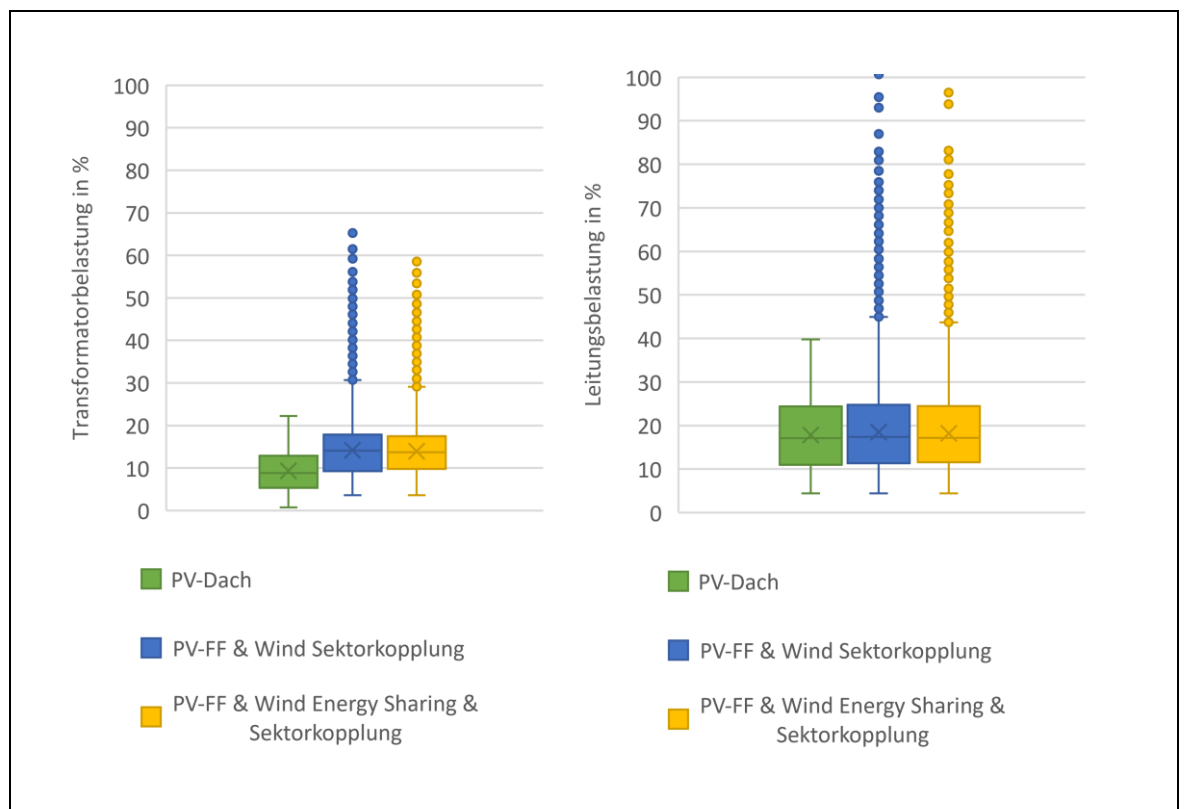


Abb. 8.2: Spannbreite der Transformatorbelastung (links) und der Leitungsbelastung (rechts) in den Extremszenarien „PV_{Dach}“, „PV_{FF} & Wind Sektorkopplung“ und „PV_{FF} & Wind Energy Sharing & Sektorkopplung“⁸

Quelle: Eigene Darstellung

⁸ Die Abbildung stellt ein Kastengrafikdiagramm dar und zeigt die Verteilung der Zeitreihen in Quartilen, wobei Mittelwerte und Ausreißer hervorgehoben werden. Die vertikalen Linien oberhalb und unterhalb der Kästen geben die Verteilung der Zeitreihenpunkte außerhalb der oberen und unteren Quartile an. Jeder Punkt außerhalb dieser Linien wird als Ausreißer betrachtet.

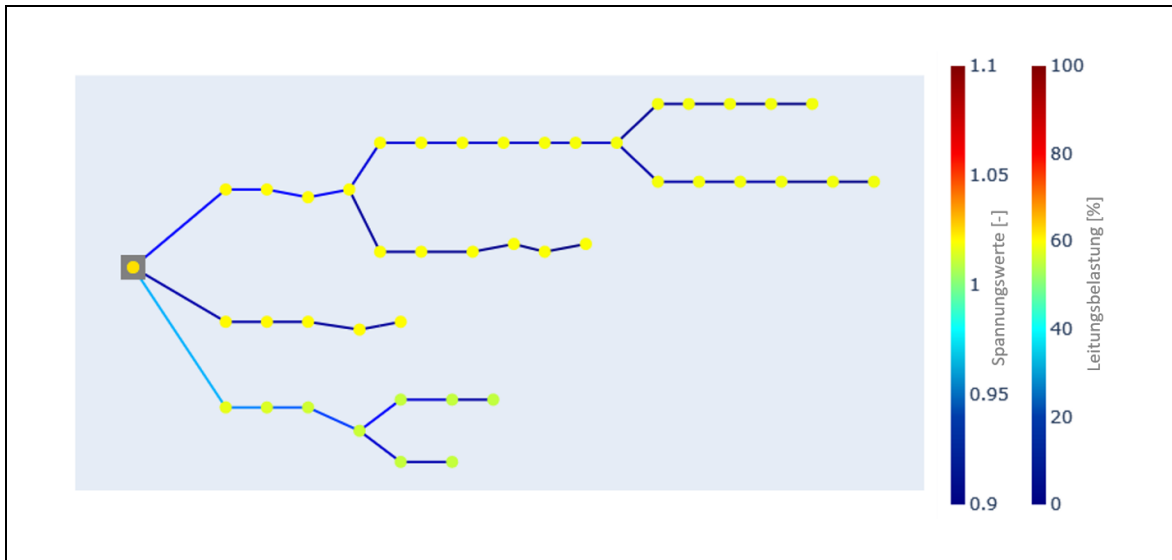


Abb. 8.3: Leitungsbelastung und Spannungswerte im modellierten Netz für das Szenario „PV_{FF} & Wind Sektorkopplung“

Quelle: eigene Darstellung. In der Grafik stellen Linien die Leitungen im Netz dar, während Knoten auf Netzanschlusspunkte deuten (Busse, wo ein oder mehrere Verbraucher/Erzeuger angeschlossen sind). Erklärung der Farbkodierung: Knoten sollten möglichst im grünen Bereich sein (Spannung bei 1 p.u.), Linien möglichst nicht im roten Bereich (Leitungsbelastung bei maximal 100 %).

Ferner werden alle Spannungsgrenzen in allen Szenarien eingehalten. Abb. 8.3 zeigt beispielhaft die Spannungs- und Leitungsbelastungswerte in Szenario „PV_{FF} & Wind Sektorkopplung“ für den Zeitpunkt im Jahr mit den höchsten Lasten im Netzknoten.

Einfluss von Lastverschiebung durch Energy Sharing

Die höchsten Werte der Belastung sind in Szenario „PV_{FF} & Wind Sektorkopplung“ festzustellen. Dabei wird ersichtlich, dass die smarte Lastverschiebung durch Energy Sharing in Szenario „PV_{FF} & Wind Energy Sharing & Sektorkopplung“ es ermöglicht, die Ausreißer der Belastung deutlich zu verringern.

In den Szenarien „PV_{FF} & Wind Sektorkopplung“ und „PV_{FF} & Wind Energy Sharing & Sektorkopplung“ sind höhere Leitungsbelastungen als in Szenario „PV_{Dach}“ zu sehen. An 2-3 Zeitschritte (Viertelstunden) liegen die Werte am oberen Rande, zwischen 90-100 %. Im Szenario mit Lastverschiebung durch Energy Sharing (Szenario „PV_{FF} & Wind Energy Sharing & Sektorkopplung“) ist die Belastung jedoch im Durchschnitt um einen Prozentpunkt kleiner und die Ausreißer können bis zu sechs Prozentpunkte gemindert werden.

Einfluss der Sektorkopplung

Um die Effekte der Sektorkopplung im Detail zu untersuchen, werden die Szenarien mit Energy Sharing einmal ohne und einmal mit Sektorkopplung gegenübergestellt (siehe Abb. 8.4). Unabhängig von der Art und Verortung der Erzeugung im Netz ist die gleiche Tendenz zu erkennen: Sektorkopplung führt zu einer Erhöhung der durchschnittlichen Belastung um 3 % und zu mehreren Ausreißern, die mehr als doppelt so hoch wie im Fall ohne Sektorkopplung sein können (von maximal 26 % auf ca. 60 %).

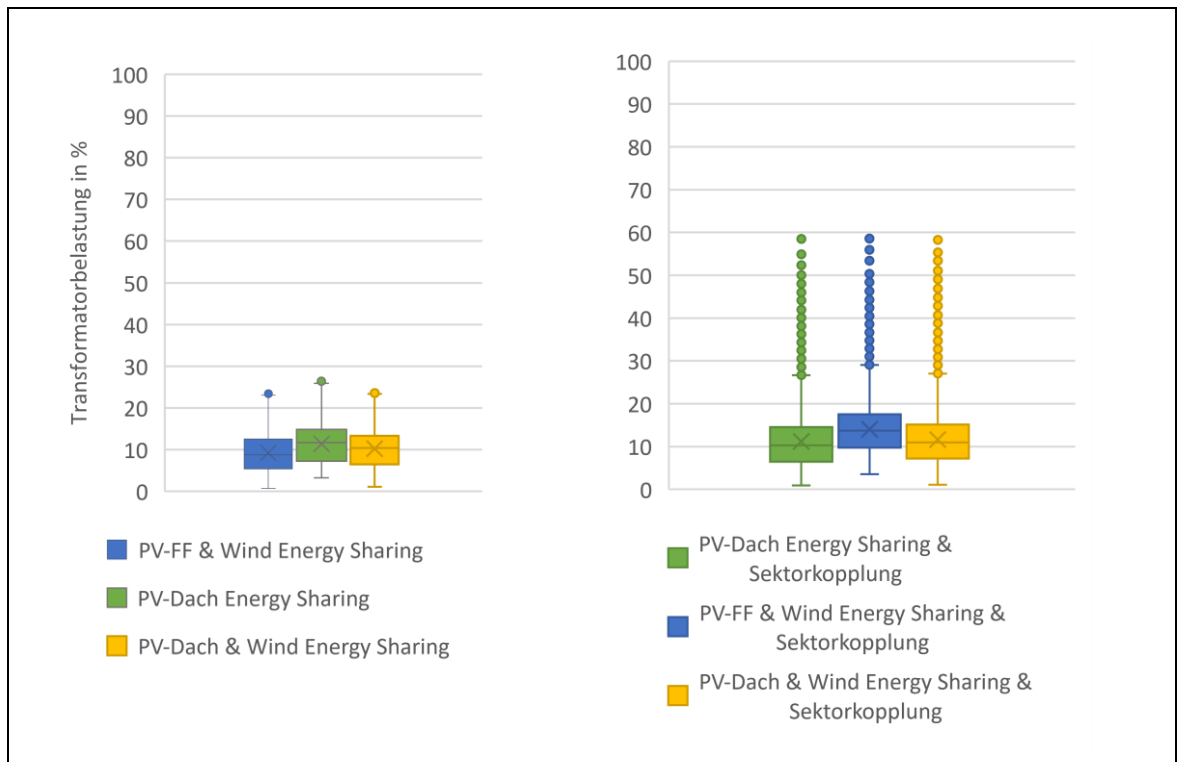


Abb. 8.4: Spannweite der Transformatorbelastung in den Szenarien mit Energy Sharing – ohne Sektorkopplung (links) und mit Sektorkopplung (rechts)

Quelle: Eigene Darstellung

Einfluss der Erzeugungsanlagen und deren Anschlussebenen

An dieser Stelle werden die Auswirkungen der unterschiedlichen Erzeugungsanlagen und deren Anschlussebenen untersucht. Hierfür wird der Fokus auf die Szenarien mit Energy Sharing und Sektorkopplung. Variiert werden daher nur die Art und Platzierung der Erzeugungsanlagen.

Die Spannweite der Transformatorbelastung ist am größten, wenn die Erzeugung komplett im Mittelspannungsnetz liegt, also im Fall einer Erzeugung durch PV-Freifläche und Wind (Szenario „PV_{FF} & Wind Energy Sharing & Sektorkopplung“) (siehe Abb. 8.5). Durchschnittlich beträgt sie 14 %. Im Fall eines Erzeugungsprofils mit Windanlagen in der Mittelspannungsebene und Dach-PV in der Niederspannungsebene (Szenario „PV_{Dach} & Wind Energy Sharing & Sektorkopplung“) ist die Belastung um einen Prozentpunkt größer als im Fall einer reinen PV-Erzeugung, die mit Niederspannung in das Netz einspeist (Szenario „PV_{Dach} Energy Sharing & Sektorkopplung“).

Die Leitungsbelastung ist im Durchschnitt am größten, wenn Energy Sharing in den EE-Gemeinschaften mit reiner PV-Energie in der Niederspannungsebene (Szenario „PV_{Dach} Energy Sharing &

Sektorkopplung“) betrieben wird (siehe Abb. 8.5). Das ist darauf zurückzuführen, dass in diesem Szenario am meisten PV-Leistung eingespeist wird.

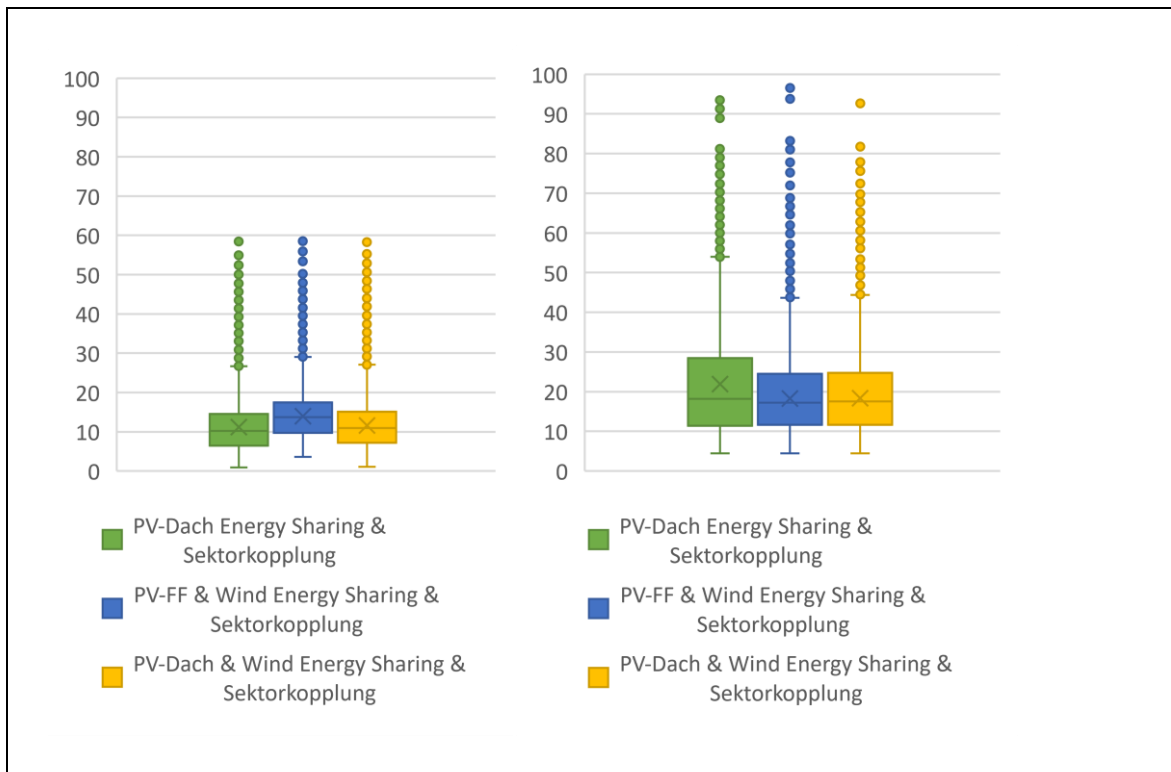


Abb. 8.5: Spannbreite der Transformatorbelastung (links) und der Leitungsbelastung (rechts) in den Szenarien mit Energy Sharing und Sektorkopplung und unterschiedlichem Erzeugungsportfolio und -anschlusspunkt

Quelle: Eigene Darstellung

8.4.2 Veränderung des Stromtransportes zwischen den Netzebenen

Der Stromtransport ist an dieser Stelle als zusätzliche/verminderte Interaktion mit der höheren Netzebene zu verstehen. Da die EE-Gemeinschaften teilweise Erzeugungsanlagen betreiben, die an der Mittelspannungsebene angeschlossen sind, kann das in diesen Fällen zu mehr Energieflüssen zwischen den Spannungsebenen führen, also unmittelbar am Ortsnetztransformator.

Abb. 8.6 zeigt den Nettoenergieaustausch zwischen den Netzebenen in Szenario „PV_{Dach} Energy Sharing & Sektorkopplung“ für den Fall Erzeugung durch eine PV-Dachanlage mit Niederspannung und in Szenario „PV_{Dach} & Wind Energy Sharing & Sektorkopplung“ für den Fall einer Erzeugung durch sowohl Windenergie (Mittelspannung) als auch Dach-PV-Energieerzeugung (Niederspannung) für einen Beispieltag im Januar. Dort wird ersichtlich, dass aufgrund der Winderzeugung in den Nachtstunden der Stromtransport aus der höheren Netzebene deutlich größer im Szenario mit Dach-PV und Winderzeugung (Szenario „PV_{Dach} & Wind Energy Sharing & Sektorkopplung“).

Gleichzeitig zeigt die Abb. 8.6, dass es im Fall einer Versorgung der EE-Gemeinschaft aus nur PV-Anlagen in der Niederspannungsebene zu höheren Lastspitzen in den Mittagsstunden kommt. Dies kann daran liegen, dass in der EE-Gemeinschaft alle Haushalte das Signal der PV-Erzeugung bekommen und ihre Lasten dahin verschieben. Da aber die PV-Erzeugung nicht die gesamte Last abdecken kann, muss der zusätzlich benötigte Strom aus der höheren Spannungsebene bezogen werden. EE-Gemeinschaften mit Winderzeugung hingegen haben mehr Flexibilität, da sie zwei entkoppelten Erzeugungssignale erhalten (Wind und PV) und so ihren Verbrauch besser auf den gesamten Tag verteilen können.

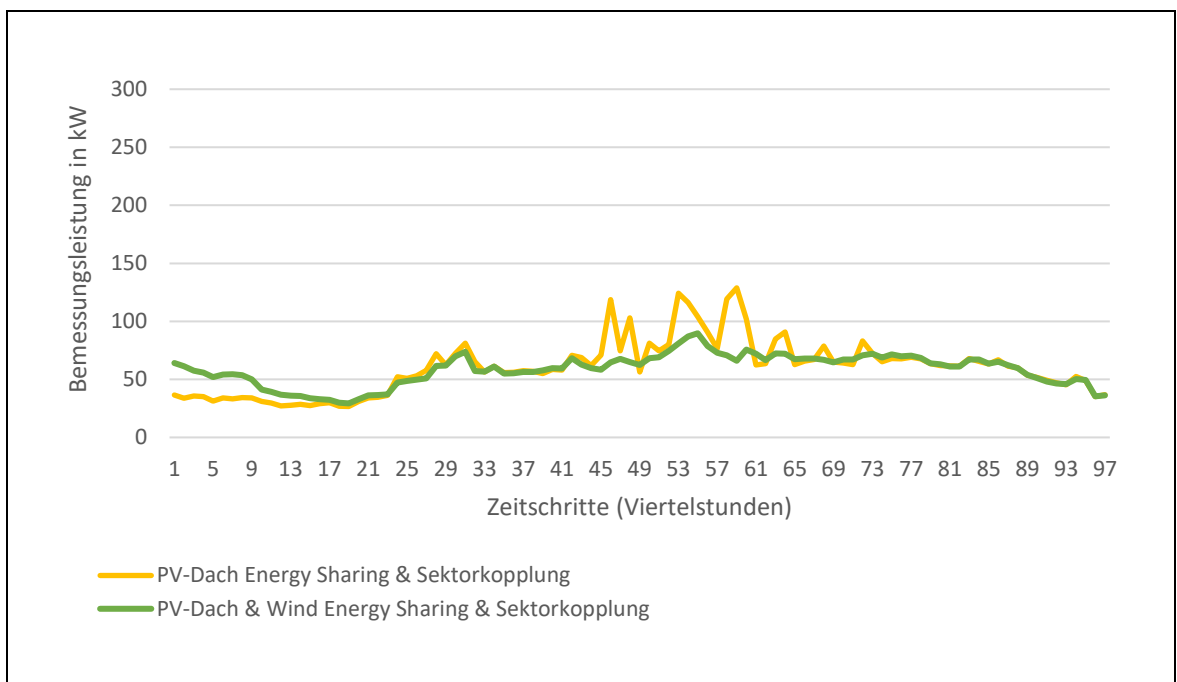


Abb. 8.6: Bemessungsleistung am Ortsnetztransformator für einen Tag im Januar in den Szenarien mit nur einer PV-Dachanlage (gelb) und einer PV-Dach- und einer Windanlage (grün)

Quelle: Eigene Darstellung

8.4.3 Zusammenfassung

Die Ergebnisse zeigen, dass die Lastverschiebung in den EE-Gemeinschaften zu keiner Belastung der simulierten Netze führt, und zwar unabhängig davon, ob die Erzeugungsanlagen in der Nieder- oder der Mittelspannungsebene angeschlossen sind und wie sich der Erzeugungsmix zusammensetzt.

Szenarien mit Sektorkopplung weisen die höchsten Belastungen auf und führen vor allem zu kritischen Werten für die Leitungsbelastung im Stromnetz. Durch die Simulationen wurde bewiesen, dass Energy Sharing diese Belastung abfedern und starke Lastspitzen glätten kann.

In Netzkonstellationen, die dem hier simulierten Beispielnetz ähneln, kann schlussgefolgert werden, dass Energy Sharing dazu beitragen kann, zukünftige Herausforderungen an das Stromnetz abzumildern und damit schneller (und kostengünstiger) als mit einem Netzausbau Technologien zur Sektorkopplung in das Stromnetz zu integrieren.

9 Regionale Akzeptanz durch Energy Sharing

Aus der Akzeptanzforschung sind die wichtigen Faktoren bekannt, welche die Akzeptanz und den Erfolg von EE-Projekten positiv beeinflussen: Wie ist jemand grundsätzlich zur Energiewende eingestellt? Wie kann man selbst oder die Kommune wirtschaftlich von EE-Anlagen profitieren? Wie gelingt eine möglichst geringe Belastung von Mensch und Natur? Wie können das Vertrauen in die Beteiligten und den Prozess gestärkt werden?

Energy Sharing kann die Akzeptanz für Erneuerbare Energieanlagen erhöhen, weil sich breite Bevölkerungsschichten an den Anlagen beteiligen können und einen finanziellen Vorteil über günstigere Strompreise erlangen, die bisher keine Möglichkeit dazu hatten. Über den rein finanziellen Ansatz hinaus bietet Energy Sharing außerdem das Potenzial einen alternativen Ansatz des Wirtschaftens aufzuzeigen: Bürger*innen werden durch echte Teilhabe Teil einer Gemeinschaft, es kann sich ein Gemeinschaftsgefühl bilden und je nach Ausgestaltung des Konzeptes können auch solidarische Ansätze innerhalb der Gemeinschaft verfolgt werden. Das Konzept Energy Sharing vereint also wesentliche akzeptanzfördernde Aspekte:

Akzeptanz durch finanzielle Beteiligung

Ein sehr wichtiges Element für eine Stärkung der Akzeptanz besteht in der finanziellen Beteiligung von Bürger*innen (Lienhoop 2018). Genau hier setzt Energy Sharing an. Durch die Mitgliedschaft in einer EE-Gemeinschaft, die mit einer finanziellen Einlage verbunden ist, wird gemeinsam investiert bzw. erfolgt eine Eigenkapitalbeteiligung in EE-Anlagen.

Damit ist Energy Sharing deutlich direkter als zum Beispiel eine indirekte finanzielle Beteiligung wie sie nach Scherhauser et al. (2016) auch durch Ausgleichs- und Kompensationszahlungen an die Kommune oder nicht-beteiligte Bürger*innen erfolgen kann, um die Akzeptanz für EE-Anlagen zu erhöhen. Durch die finanzielle Beteiligung entstehen finanzielle Vorteile wie die Versorgung mit günstigem Ökostrom aber auch andere Vorteile, wie zum Beispiel Mitbestimmungsmöglichkeiten innerhalb der EE-Gemeinschaft auf Gesellschaftsversammlungen (IZES et al. 2022). Auch in Hübner et al. (2019) wird dargestellt, dass eine breite lokale finanzielle Beteiligung einen positiven Einfluss auf die Akzeptanz hat. Profitieren nur Einzelne finanziell vom Betrieb der Anlagen, trägt dies kaum zur Akzeptanz bei.

Akzeptanz durch Einbeziehung in der Planung

Energy Sharing ermöglicht es den Mitgliedern der EE-Gemeinschaft, den Planungsprozess für die eigene EE-Anlage mitzugestalten, welcher durch die Offenheit und Transparenz des Bottom-Up Prozesses für mehr Akzeptanz sorgen kann. Die Berücksichtigung lokaler Belange wie individuellen Anwohnerinteressen, Natur- und Umweltverträglichkeit kann demnach die Akzeptanz des Baus von EE-Anlagen fördern. Diese Miteinbeziehung ist durch das Prinzip von Energy-Sharing-Projekten gegeben (Nanz und Fritsche 2012). Mitbestimmungsrechte, welche durch Mitgliedschaft in der EE-Gemeinschaft erteilt werden, stärken die Einbeziehung der lokalen Bevölkerung im Planungsprozess, sowie auch im Anlagenbetrieb. Konflikten im Planungsprozess kann durch einen Überblick über verschiedene Interessen und Absichten ebenfalls vorgebeugt werden (Wurbs und Ansmann 2016). Für einen partizipativen und offenen Planungsprozess spricht außerdem, dass die lokale Bevölkerung die eigenen Bedürfnisse am besten kennt. Lokale Belange sollten berücksichtigt werden, um negative Auswirkungen auf die Menschen und die Natur zu verringern (ebd.).

Akzeptanz durch lokale Wertschöpfung

Ein weiterer wichtiger Faktor, welcher die Akzeptanz des Baus von EE-Anlagen, insbesondere die Akzeptanz von Windenergieanlagen, erhöht, ist die Durchführung verschiedener Wertschöpfungsschritte im Bau, der Planung und der Instandhaltung von Anlagen durch regionale Unternehmen und Akteure. Dies kann aktiv durch die Mitglieder der EE-Gemeinschaft durch deren Teilhabe beeinflusst werden. Dies erhöht die Identifikation der Bürger*innen mit dem Bauvorhaben und durch die lokale Wertschöpfung verbleiben Einnahmen in der Region (IZES et al. 2022). So können lokale Arbeitsaufträge durch die Beauftragung regionaler kleiner und mittelständischer Unternehmen gesichert, Arbeitsplätze geschaffen und Gewerbesteuer und Pacht in der Kommune eingenommen werden. Insofern kann Energy Sharing dazu beitragen, dass nicht nur EE-Mitglieder profitieren können, sondern schafft es auch finanzielle Vorteile für die Kommune, durch welche auch unbeteiligte Bürger*innen passiv profitieren. Die zusätzlichen Einnahmen der Kommune können gemeinnützig eingesetzt werden. So wird zusätzlich die Lebensqualität und die Wertschöpfung der gesamten Kommune gestärkt und eventuell die kollektive Akzeptanz von EE-Anlagen in der Region durch das Energy-Sharing-Projekt erhöht (ebd.).

10 Ökonomische Analyse des Energy Sharing Konzeptes

Energy Sharing kann, wie einleitend beschrieben, eine Reihe an positiven Auswirkungen haben. Damit das Konzept aber auch umgesetzt werden kann, muss es wirtschaftlich tragfähig sein. Das heißt, dass sich das Praktizieren von Energy Sharing durch eine EE-Gemeinschaft für die Mitglieder finanziell lohnen muss. Sofern eine Förderung notwendig ist, muss auch gewährleistet sein, dass die Kosten oder entgangenen Einnahmen für den Staat angemessen und gerechtfertigt sind.

In diesem Kapitel wird das Energy Sharing Konzept aus wirtschaftlicher Sicht betrachtet. Hierzu werden die finanziellen Auswirkungen vorgestellt, die Stromgestehungskosten von EE-Anlagen berechnet und anschließend die finanziellen Auswirkungen sowohl für Teilnehmende als auch für die Allgemeinheit beschrieben.

10.1 Ausgestaltung des finanziellen Rahmens beim Energy Sharing Konzept

Im Koalitionsvertrag und der Eröffnungsbilanz des BMWK wird eine "Plattform Klimaneutrales Stromsystem" für das Frühjahr 2022 angekündigt. In dieser Plattform sollen u. a. die Abgaben-, Umlagen- und Steuersystematik des zukünftigen erneuerbaren Energiesystems diskutiert werden. Allen Akteuren im Energiesystem ist klar, dass das Finanzierungssystem sich wandeln muss. Es liegen aber noch keine ausformulierten Konzepte vor. Daher stehen alle Wirtschaftlichkeitsberechnungen für Energy Sharing, ebenso wie für andere Geschäftsmodelle unter diesem Regelungsvorbehalt.

In dem Konzeptpapier Energy Sharing des BBE ist bereits eine Finanzierungssystematik vorgestellt worden (BBE 2021), die finanzielle Anreize schaffen soll, damit Energy Sharing Konzepte wirtschaftlich tragfähig sind. An dieser Stelle erfolgt eine kurze Zusammenfassung der finanziellen Aspekte des Energy Sharing Konzeptes nach BBE.

Das BBEn schlägt vor, dass EE-Gemeinschaften den kompletten EE-Strom einspeisen und hierfür die festgeschriebene Einspeisevergütung bzw. Marktprämie erhalten. Die Höhe der Einspeisevergütung bzw. Marktprämie sollte einen wirtschaftlichen Betrieb auch ohne Direktverbrauch von erzeugtem Strom ermöglichen. Diese Planungs- und finanzielle Sicherheit ist gerade für EE-Gemeinschaften sehr wichtig. Um den regionalen Verbrauch von Strom aus eigenen Anlagen durch die Mitglieder im Sinne des Energy Sharings anzureizen, braucht es allerdings zusätzliche Anreize.

Der EE-Gemeinschaft sollte es möglich sein, dass der zeitgleich von den Mitgliedern verbrauchte Strom den Mitgliedern zu vergünstigten Konditionen zur Verfügung gestellt wird. Hierdurch wird der regionale Verbrauch angereizt und Mitglieder profitieren direkt vom Strom aus eigenen Anlagen.

Ein Anreiz zum zeitgleichen Verbrauch von Strom – nachweisbar durch eine viertelstündige Energieflussmessung - kann zum Beispiel durch verringerte Stromnebenkosten oder eine Prämie auf zeitgleich verbrauchten Strom gewährleistet werden. Zu den verringerten Stromnebenkosten könnten zum Beispiel verringerte Netzentgelte (2022: vergünstigter Tarif von 5,5 Cent/kWh statt 8,5 Cent/kWh) und Konzessionsabgaben (0,1 Cent/kWh anstatt 1,66 Cent/kWh⁹) sowie ein Wegfall von KWK- (2022: 0,378 Cent/kWh), Offshore- (2022: 0,419 Cent/kWh), AbLaV- (2022: 0,003 Cent/kWh) und StromNEV-Abgabe (2022: 0,437 Cent/kWh) sowie der Stromsteuer (2,05 Cent/kWh)¹⁰ gehören (BBEn 2021). In Summe führt dies zu einer Erleichterung in Höhe von 7,84 Cent/kWh für Strom, der zeitgleich zur Erzeugung verbraucht wird. Es ist, wie beschrieben, aber auch denkbar den Anreiz in ähnlicher Höhe durch eine Prämie zu erzeugen und diese der EE-Gemeinschaft gutzuschreiben und keine Anpassungen bei den Stromnebenkosten vorzunehmen. Ähnliches gibt es zum Beispiel beim Mieterstromkonzept, wo es für eigenverbrauchten Strom einen Mieterstromzuschlag gibt.

Der Strombedarf, der nicht durch eigene Anlagen gedeckt werden kann, muss hinzugekauft werden. Die EE-Gemeinschaft muss hierfür entweder selbst Elektrizitätsversorgungsunternehmen werden oder die energiewirtschaftlichen Prozesse an einen Dienstleister übergeben. Dies führt zu Kosten, die durch Einnahmen durch den Direktverbrauch gedeckt sein müssen.

Werden finanzielle Auswirkungen aus dem Anlagenbetrieb, die aus einer Differenz von Stromgestehungskosten und Einspeisevergütung entstehen, direkt an die Mitglieder weitergegeben, ergibt sich eine Mischkalkulation aus EE-Anlagenbetrieb und Umsetzung des Energy Sharing Konzepts. Diese entscheidet darüber, ob ein Energy Sharing Konzept wirtschaftlich attraktiv ist. Abb. 10.1 zeigt nochmals die Einnahmen und Ausgaben von EE-Gemeinschaften, die ausschlaggebend dafür sind, ob ein Energy Sharing Konzept wirtschaftlich tragfähig ist.

⁹ Hier wurde die durchschnittliche Konzessionsabgabe laut BDEW (2022) angenommen.

¹⁰ Hier müsste noch rechtlich geklärt werden, ob ein kompletter Wegfall der Stromsteuer möglich ist.

Tab. 10.1: Einnahmen und Ausgaben von EE-Gemeinschaften

	Einnahmen (bzw. verringerte Ausgaben im Vergleich zu konventionellem Strombezug)	Ausgaben
EE- Anlagenbetrieb	Einspeisevergütung/ Marktprämie für produzierten Strom	Stromgestehungskosten für produzierten Strom Verbleibende (reduzierte) Stromnebenkosten auf den direkt verbrauchten Strom
Energy Sharing Konzept	Verringerte Stromnebenkosten bzw. Prämienzahlung je kWh	Mehrkosten für die EE-Gemeinschaft durch Energy Sharing wie z.B. Betreuung der Mitglieder, Bilanzierung, IT-Invest, Boarding, Abwicklung und Vermarktung (selbst übernommen oder durch Dienstleister) Kosten für zugekauften Strom (in den Zeiträumen, in denen die eigenen Anlagen den Bedarf der Mitglieder nicht decken)

10.2 Stromgestehungskosten von EE-Anlagen

Um zu ermitteln, ob unter den derzeitigen Rahmenbedingungen ein wirtschaftlicher Betrieb von EE-Anlagen gewährleistet werden kann, werden Stromgestehungskosten berechnet. Hiervon hängt auch ab, ob das ausgewiesene Potenzial realisierbar ist. Zur Berechnung der Stromgestehungskosten wird die Annuitätenmethode nach VDI 2067 (2000) mit einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren und dem Investitionszeitpunkt Januar 2022 angewandt.

Die Berechnung der Stromgestehungskosten orientiert sich weitestgehend an den Annahmen zur Berechnung der Stromgestehungskosten von (Kost et al. 2021). Allerdings wird anstelle der technischen Lebensdauer der Anlage die Dauer der Abschreibung zu Grunde gelegt, da sich Finanzierungsentscheidung eher hier dran orientieren und die Entwicklungen der letzten Jahre auch gezeigt haben, dass nach 20 Jahren ein Repowering eine sinnvolle Entscheidung sein kann. Außerdem wurde der Eigenkapitalzins etwas niedriger angesetzt, da beim Energy Sharing nicht die Rendite durch die Eigenkapitalgeber im Vordergrund stehen sollte, sondern die geringeren Stromkosten der Mitglieder. In Tab. 10.2 sind einige der wichtigsten Annahmen abgebildet. Im Anhang Tab. 13.1 ist eine komplette Liste der Annahmen zu finden.

Tab. 10.2: Annahmen bei der Berechnung der Stromgestehungskosten für EE-Anlagen
 Vollständige und detaillierte Auflistung der Annahmen finden sich in Tab. 13.1

Daten	Wert	Quelle bzw. Begründung für eigene Annahmen
Eigenkapitalanteil	20%	(Kost et al. 2021)
Fremdkapitalzins	0,035	(Kost et al. 2021)
Eigenkapitalzins	0,05	Etwas niedriger als bei Kost et al. (2021)) um zu verdeutlichen, dass nicht die Rendite von Eigenkapitalgeber*innen sondern geringere Stromkosten im Vordergrund stehen
Betrachtungszeitraum PV/Wind Anlage	20 Jahre	Dauer der Abschreibung
Stromerzeugung PV-Anlage	875 kWh/kWp	Siehe Stromerzeugung Tab. 4.6 (Brandenburg)
Stromerzeugung Wind-Anlage	2.116 kWh/kW	Siehe Referenzanlage Tab. 4.3 (Region Mitte)
Wind Invest	1.700 €/kW	(Kost et al. 2021)
PV-Invest (Dach/Freifläche inkl. Wechselrichter)	1.075/ 665 €/kWp	(Kost et al. 2021)

Auf Basis der getroffenen Annahmen werden die Stromgestehungskosten ermittelt. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Höhe der Stromgestehungskosten je nach Standort und Größe der Anlage unterschiedlich hoch ausfallen. Die hier berechneten Stromgestehungskosten beziehen sich auf den Standort Lichtenberg und dem mit diesem Standort verbundenen Windenergie- sowie PV-Potenzial, da dieser wie auch schon in Kapitel 7 beschrieben bei Nettovollaststunden und Ø Stromerzeugung der Windreferenzanlage ungefähr im Mittel liegt (vgl. Tab. 4.3 und Tab. 4.6). Die errechneten Stromgestehungskosten sind in Tab. 10.3 dargestellt und werden den derzeitigen und den im Kabinettsbeschluss angekündigten Einspeisevergütungen/ Marktpremien gegenübergestellt. Für PV-Freiflächenanlagen und Windenergieanlagen werden die durchschnittlichen Zuschlagswerte aus den Ausschreibungen in 2021 zu Rate gezogen, da sowohl große Freiflächenanlagen als auch Windenergieanlagen in der Größe der Referenzanlagen an Ausschreibungen teilnehmen müssen.

Tab. 10.3: Stromgestehungskosten und Einspeisevergütung

Quelle: (BNetzA 2022b; Bundesregierung 2022a), eigene Berechnungen

	Berechnete Stromgestehungskosten je kWh	Derzeitige Vergütung	Änderung Vergütung ab 2023 laut Kabinettsbeschluss
PV-Dach	11,32 Cent/kWh	<10 kW = 7,23 ct/kWh, 10-40 kW = 7,03 ct/kWh, 40 kW-1 MW = 5,59 ct/kWh. Abzüglich einer Managementprämie in Höhe von 0,4 ct/kWh	Für Eigenverbrauchsanlagen: <10 kW = 6,93 ct/kWh, ≤40 kW = 6,85 ct/kWh, ≤1 MW = 5,36 ct/kWh. Abzüglich einer Managementprämie in Höhe von 0,4 ct/kWh Für Volleinspeisung: <10 kW = 13,8 ct/kWh, ≤40 kW = 11,3 ct/kWh, 100kW = 11,3 ct/kWh; ct/kWh; ≤400 = 9,4 kW; ≤1 MW = 8,1 ct/kWh. Abzüglich einer Managementprämie in Höhe von 0,4 ct/kWh
PV-Freifläche	6,71 Cent/kWh	5,0 ct/kWh (Ø Zuschlagswert in 2021)	Keine Angabe
Wind	7,14 Cent/kWh	6,2 ct/kWh (Ø Zuschlagswerte in 2021)	Keine Angabe

Die Tab. 10.3 verdeutlicht, dass die Stromgestehungskosten für alle drei EE-Technologien deutlich über der derzeitigen Vergütung liegen. Ein wirtschaftlicher Betrieb ist daher nur möglich, wenn Investitions-, Finanzierungs- und/ oder laufende Kosten unter den angenommenen Kosten liegen oder an dem Standort der Anlageninstallation durch günstigere Wetterbedingungen eine höhere Stromerzeugung möglich ist. Allerdings werden diese unterschiedlichen Wettervoraussetzungen zumindest im Windbereich bei den Vergütungssätzen durch einen Korrekturfaktor an einen hundertprozentigen Referenzstandort angepasst (BNetzA 2022b). Insbesondere im PV-Dachbereich wird die Differenz zwischen Stromgestehungskosten und Vergütungssätzen ganz offensichtlich und verdeutlicht, dass hier nur über den Eigenverbrauch wirtschaftlich tragfähige Projekte umgesetzt werden können. Die geplante Anhebung der Vergütungssätze für Volleinspeisung geht hier in die richtige Richtung, aber die Berechnung zeigt auch, dass ab Anlagen über 100 kW die Stromgestehungskosten immer noch höher sind als die geplanten Vergütungssätze für Volleinspeisung.

10.3 Stromkosten für Mitglieder von EE-Gemeinschaften

Die Auswirkungen auf die Stromkosten für Mitglieder von EE-Gemeinschaften hängt wie in Kapitel 10.1 beschrieben von verschiedenen Faktoren ab und wird in der Praxis ein Mix aus den Einnahmen durch die Einspeisevergütung/ Marktprämie und den Auswirkungen einer Energy Sharing Regelung sein, die einen Direktverbrauch mit geringeren Stromnebenkosten oder einer Prämie, ermöglicht. Um an dieser Stelle den Fokus auf den Effekten des Energy Sharing Konzeptes aufzuzeigen, **wird angenommen, dass die Einspeisevergütung bzw. Marktprämie den Stromgestehungskosten entspricht** und sich hieraus weder ein finanzieller Vorteil aber auch kein Nachteil für die Mitglieder der EE-Gemeinschaft ergibt.

Außerdem soll auch nicht weiter die Eigenkapitalanlage der Mitglieder beleuchtet werden. Diese kann als Geldanlage mit einer wie in Tab. 10.2 festgelegten Rendite angesehen werden und hängt nur indirekt mit den jährlichen Stromkosten, sondern primär von der Höhe des beigesteuerten Eigenkapitals und der in der EE-Gemeinschaft vereinbarten Eigenkapitalrendite zusammen.

Der konventionelle Strombezug wird mit 27,0 Cent/kWh angesetzt. Dieser ergibt sich aus dem durch die Bundesnetzagentur angegebenen durchschnittlichen mengengewichteten Preis für Energiebeschaffung, Vertrieb, Marge (8,59 Cent/kWh), dem Entgelt für Messbetriebe (0,34 Cent/kWh) (BNetzA 2022c) sowie den aktuellen Abgaben und Umlagen.¹¹ Eine EEG-Umlage wurde aufgrund der beschlossenen Abschaffung ab Juli 2022 nicht mehr berücksichtigt.

Die Stromkosten der EE Gemeinschaft durch ein Energy Sharing setzen sich wie folgt zusammen:

1. **Kosten für direktverbrauchten Strom aus eigenen Anlagen:** Direktverbraucher Strom verursacht für Mitglieder der EE-Gemeinschaft verringerte Stromnebenkosten (2022: vergünstigter Tarif von 5,5 Cent/kWh statt 8,5 Cent/kWh) und Konzessionsabgaben (0,1 Cent/kWh anstatt 1,66 Cent/kWh) sowie die Mehrwertsteuer von 19 %.
2. **Kosten für zugekauften Strom:** Wie in Kapitel 7.2.3 gezeigt kann die EE-Gemeinschaft je nach Szenario nur einen bestimmten Anteil des Strombedarfs durch eigene EE-Anlagen decken. Eine Analyse der Stromkosten laut BNetzA (2022d) konnte zeigen, dass die Stromkosten in Zeiten, in denen die Stromerzeugung aus eigenen Anlagen den Bedarf nicht decken konnte, höher als die durchschnittlichen Stromkosten des Jahres waren. Abhängig vom Erzeugungsportfolio lagen die Stromkosten 10 % bis 40 % über den durchschnittlichen Stromkosten des Jahres. Der Grund hierfür ist, dass, in Zeiten in denen die eigene EE-Anlage keinen Strom erzeugt, auch andere EE-Anlagen keinen Strom erzeugen z.B. werden alle PV-Anlagen in der Nacht keinen Strom erzeugen. Dies wirkt sich preisstärkend aus. In dieser Studie wird davon ausgegangen, dass der Bezugspreis von zusätzlich benötigtem Strom bei allen Szenarien mit 10,74 Cent/kWh zzgl. Abgaben, Umlagen und Steuern um 25 % höher ist als der im Referenzstrompreis enthaltene Preis von 8,59 Cent/kWh (vgl. BNetzA 2022c). Auf einen differenzierten höheren Wert je nach EE-Technologie wird verzichtet, da zurzeit die höheren Strompreise eher durch Merit Order Effekte im Windbereich zu finden sind dies aber zukünftig auch beim PV-Bereich auftreten wird.
3. **Kosten für die EE-Gemeinschaft durch Energy Sharing:** Die Umsetzung von Energy Sharing ist für die EE-Gemeinschaft mit zusätzlichen Kosten verbunden. Wie im Konzept beschrieben 10.1 wird die EE-Gemeinschaft für die Mitglieder zum EVU oder überträgt die energiewirtschaftlichen Prozesse und Pflichten an einen Dienstleister. Die Kosten für z.B. Betreuung der Mitglieder, Bilanzierung, IT-Invest, Boarding, Abwicklung und Vermarktung hängt stark von der Anzahl der Mitglieder und den Strukturen in der EE-Gemeinschaft ab. Hierüber eine Aussage für Kosten je Teilnehmer zu machen fällt daher schwer. Aussagen potenzieller Anbieter über mögliche jährliche Kosten pro Mitglied der EE-Gemeinschaft schwanken zwischen 50 und 300€. An dieser Stelle wird daher darauf verzichtet eine exakte Summe festzulegen. Stattdessen wird ausgewiesen wie hoch die Einnahmen und quantifizierbaren Kosten sein könnten um zu zeigen welcher finanzielle Spielraum sich für die Umsetzung des Energy Sharing Konzeptes ergibt.

¹¹ Netzentgelte (8,5 Cent/kWh), Konzessionsabgaben (2022: Ø 1,66 Cent/kWh), KWK- (2022: 0,378 Cent/kWh), Offshore- (2022: 0,419 Cent/kWh), AbLaV- (2022: 0,003 Cent/kWh) und StromNEV-Abgabe (2022: 0,437 Cent/kWh), Stromsteuer (2,05 Cent/kWh), Mehrwertsteuer (19 %)

Im Sinne einer anschaulichen Darstellung werden die Gesamtkosten und -einnahmen der EE-Gemeinschaft durch die Anzahl der Haushalte geteilt. In Abb. 10.1 sind die jährlichen Kosten und Erträge eines Haushaltes dargestellt. Die Erträge und Kosten sind dabei immer als Differenz zu dem Referenzhaushalt, der nicht Mitglied einer EE-Gemeinschaft ist, zu verstehen.

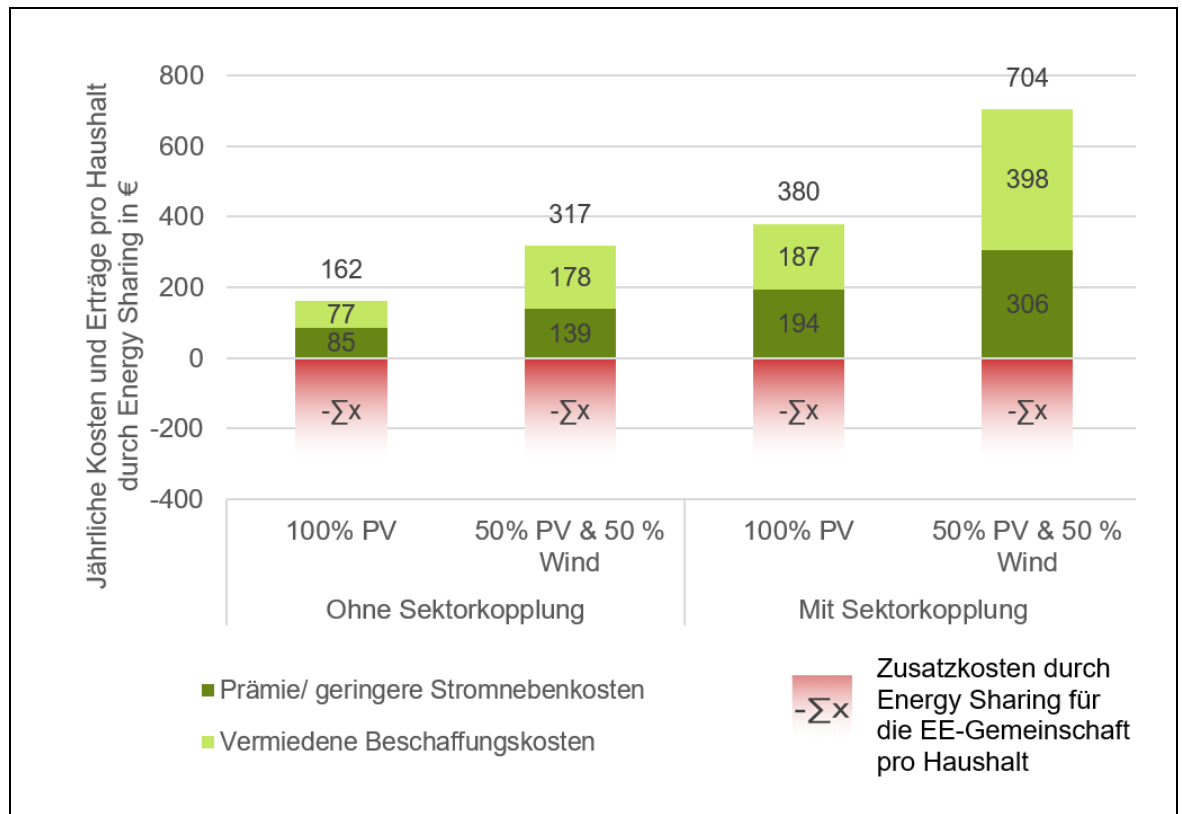


Abb. 10.1: Jährliche Kosten und Erträge pro Haushalt durch Energy Sharing

Eigene Berechnungen auf Basis eigener Annahmen und Energy-Sharing-Konzept von BBEn (BBEn 2021). Die Zusatzkosten für die EE-Gemeinschaft können nicht pauschal quantifiziert werden und wurden daher hier nur angedeutet

Aus der Abb. 10.1 lassen sich verschiedene Schlüsse ziehen:

Die Erträge durch Energy Sharing setzen sich aus zwei Komponenten beim direktverbrauchten Strom zusammen. Zum einen erhält der Haushalt den direktverbrauchten Strom mit reduzierten Nebenkosten oder bekommt eine Prämienzahlung und zum anderen werden Beschaffungskosten für den direktverbrauchten Strom vermieden.

Da Direktverbrauchsquoten für PV-Dach und PV-Freiflächen Anlagen gleich hoch sind, sind die Erträge aus einer Prämie bzw. geringere Stromgestehungskosten und der Anteil der vermiedenen Beschaffungskosten äquivalent. An der Grafik wird deutlich, dass die Wahl der Erzeugungstechnologie einen großen Einfluss auf die Erträge der EE-Gemeinschaft hat. Bei EE-Gemeinschaften, die auch Windenergieanlagen betreiben, kann ein größerer Anteil an Strom direktverbraucht werden und diese EE-Gemeinschaften profitieren damit stärker als reine PV-Gemeinschaften von den be-

schriebenen Effekten. Höhere Kosten im Bezug von Strom, der nicht durch eigene Anlagen gedeckt werden kann, sind in dieser Grafik nicht gesondert ausgewiesen, sondern verbergen sich in Erträgen für geringere Beschaffungskosten. Hier wirken sich höhere Strombezugskosten etwas ertragsmindernd aus. Wobei auch hier wieder ein geringerer Anteil an zusätzlich benötigtem Strom bei EE-Gemeinschaften mit Windenergie dafür sorgt, dass dieser Effekt bei EE-Gemeinschaften mit nur PV-Anlagen stärker ins Gewicht fällt. Eine EE-Gemeinschaft nur mit Windenergieanlagen (hier nicht abgebildet) weist ähnlich hohe Erträge auf, da hier die Direktverbrauchsquoten ähnlich wie bei einer 50 % PV- und 50 % Wind-EE-Gemeinschaft sind (vgl. Kapitel 7.2.3).

Den Erlösen stehen zusätzliche Kosten für die Umsetzung von Energy Sharing durch die EE-Gemeinschaft pro Haushalt gegenüber. Diese Kosten für Energy Sharing lassen sich nicht genau quantifizieren. Damit Energy Sharing lohnenswert ist, dürfen die Kosten je Haushalt nicht die Einnahmen aus dem Direktverbrauch übersteigen. Werden eher geringe Zusatzkosten in Höhe von 50 € angesetzt dann sind alle EE-Gemeinschaften wirtschaftlich tragfähig und es ist möglich, Mitgliedern verringerte Stromkosten im Vergleich zu einem Referenzstrompreis anzubieten. Werden eher hohe Zusatzkosten in Höhe von 300 € angesetzt braucht es entweder Sektorkopplung oder Windenergieanlagen im Portfolio.

Ein Vergleich von EE-Gemeinschaften mit und ohne Sektorkopplung zeigt, dass sich die Sektorkopplung sogar überproportional zu den bezogenen Strommengen auf den Strompreis auswirkt. Der Grund hierfür sind leicht höhere Anteile an Direktverbrauch.

10.4 Finanzielle Auswirkungen von Energy Sharing auf die Allgemeinheit

Wie in Kapitel 10.3 dargestellt, braucht es finanzielle Anreize, damit ein Energy Sharing Konzept attraktiv ist. Eine Stromnebenkostenreduzierung oder Prämienzahlung muss allerdings je nach Ausgestaltung entweder durch alle Bürger*innen, die nicht Teil einer EE-Gemeinschaft sind, übernommen werden oder durch die Allgemeinheit getragen werden. Daher ist es notwendig, dass die gewährten finanziellen Anreize angemessen sind. In diesem Kapitel werden die finanziellen Auswirkungen für die Allgemeinheit beleuchtet.

10.4.1 Kosten für die Gesellschaft

Wie im Konzeptpapier des BBEn dargelegt könnten die finanziellen Anreize für EE-Gemeinschaften sowohl aus Stromnebenkostenreduzierung oder einer Prämienzahlung kommen. Die konkrete und bestmögliche Umsetzung im rechtlichen Rahmen muss an anderer Stelle geführt werden. An dieser Stelle wird davon ausgegangen, dass eine mögliche Prämienzahlung in Höhe der vorgeschlagenen Stromnebenkostenreduzierung (8,17 Cent/kWh, vgl. Kapitel 10.1) erfolgen würde.

Auf Basis des ausgewiesenen Energy Sharing Potenzials (vgl. Kapitel 6) und den ermittelten Direktverbrauchswerten (vgl. Kapitel 7) werden nun Kosten für die Gesellschaft ermittelt. In Tab. 10.4 sind diese finanziellen Mittel zur Förderung von Energy Sharing je Technologie dargestellt. Sollte das gesamte ausgewiesene Potenzial realisiert werden, ergeben sich insgesamt Kosten in Höhe von rund 2,2 Mrd. € pro Jahr. Dies entspricht rund 3,2 % der jährlichen Gesamtenergiekosten deutscher Haushalte (BMWK 2022). An dieser Stelle sei nochmal darauf hingewiesen, dass hier eine

komplette Hebung des Potenzials vorausgesetzt wird und die Anzahl der sich bildenden EE-Gemeinschaften vermutlich deutlich niedriger als das Gesamtpotenzial ausfällt. Entsprechend verringert sich auch die Höhe der entgangenen Abgaben und Umlagen bzw. der Prämienzahlung.

Tab. 10.4: Kosten für die Allgemeinheit

Annahmen: 100% des Potenzials wird umgesetzt, Direktverbrauchswerte wurden mit EProM errechnet

	PV	Wind
Gesamtpotenzial in GW	68	7
Erzeugter Strom in GWh	59.960	14.620
Direktverbrauchsquoten (mit Lastverschiebung)	34%	55%
Direktverbrauchter Strom in GWh	20.164	8.044
Prämienzahlung oder Stromnebenkostenreduzierung in Mio. €	1.580	630
Summe Kosten für die Allgemeinheit in Mio. €	2.211	

10.4.2 Nutzen für die Gesellschaft

Wie bereits in Kapitel 6.1 beschrieben kann Energy Sharing einen erheblichen Beitrag zu einer Beschleunigung der Energiewende leisten. Damit kann Energy Sharing zu einer Dekarbonisierung des Energiesektors beitragen. Durch jede Investition in Erneuerbare Energien kann CO₂ eingespart werden. Werden die CO₂ Emissionsfaktoren von PV (52 g CO₂-Äquivalent/kWh nach (Lauf et al. 2021)) und Wind (16,7 g CO₂-Äquivalent/kWh nach (Lauf et al. 2021)) dem Emissionsfaktor des derzeitigen Strommixes (485 g CO₂-Äquivalent/kWh nach (Icha 2019)) gegenübergestellt ergeben sich CO₂-Einsparungen in Höhe von 32 Mio. Tonnen. Im Emissionsfaktor des Strommix sind allerdings bereits auch EE-Technologien enthalten. Wird angenommen, dass der aus EE-Anlagen erzeugte Strom Kohlestrom (815 g CO₂-Äquivalent/kWh) verdrängt, ergeben sich sogar eingesparte Emissionen in Höhe von 57 Mio. Tonnen CO₂. Bei derzeitigen CO₂-Kosten in Höhe von 25 € pro Tonne CO₂ (Bundesregierung 2022b) ergeben sich Einsparungen in Höhe von 820 Mio. € (beim Vergleich mit dem Strommix) bzw. 1,4 Mrd. € (beim Vergleich mit Kohlestrom) für die Gesellschaft. Diese Berechnung setzt voraus dass es sich hierbei um zusätzliche EE-Anlagen handelt, die ohne

Energy Sharing nicht entstanden wären. Auch wenn dies auf der einen Seite eine sehr pessimistische Annahme bzgl. des Ausbaus ohne Energy Sharing ist, sind auf der anderen Seite auch positive Effekte auf den Ausbau außerhalb von Energy Sharing zu erwarten. Führt Energy Sharing zu einer erhöhten Akzeptanz der Energiewende insgesamt (wie in Kapitel 9 beschrieben) dann ergeben sich auch indirekt positive Auswirkungen aus Anlagen, die von anderen Akteuren errichtet werden.

Darüber hinaus kann Energy Sharing, wie in Kapitel 8 gezeigt, dazu führen, dass mehr Strom regional verbraucht und damit nicht über das Übertragungsnetz transportiert werden muss. Hieraus sind positive Effekte auf die Netzkosten zu erwarten, die an dieser Stelle aber nicht quantifiziert werden können. Dafür bräuchte es eine differenzierte Betrachtung der spezifischen Netzgegebenheiten, die im Rahmen dieser Studie nicht leistbar war. Die monetären Auswirkungen auf die Netzkosten eines dezentralen Ausbaus wurden z.B. durch Kendziorzski et al. (2021) beleuchtet. Netzentlastungen durch einen angepassten Verbrauch von Haushalten an die Stromerzeugung führt darüber hinaus auch dazu, dass weniger EE-Anlagen abgeschaltet und damit entschädigt werden müssen.

Jede erzeugte kWh durch EE-Anlagen führt darüber hinaus zu einer geringeren Abhängigkeit von Energieimporten und stärkt die Resilienz des Energiesystems. Hierfür eine monetäre Bewertung festzulegen ist nicht sinnvoll, ist aber nichtsdestotrotz gerade in der derzeitigen Situation absolut relevant und spricht dafür Energy Sharing zu fördern.

10.5 Weitere ökonomische Aspekte

Im Koalitionsvertrag und der Eröffnungsbilanz des BMWK wird eine "Plattform Klimaneutrales Stromsystem" für das Frühjahr 2022 angekündigt. In dieser Plattform sollen u. a. die Abgaben-, Umlagen- und Steuersystematik des zukünftigen erneuerbaren Energiesystems diskutiert werden. Allen Akteuren im Energiesystem ist klar, dass das Finanzierungssystem sich wandeln muss. Es liegen aber noch keine ausformulierten Konzepte vor. Daher stehen alle Wirtschaftlichkeitsberechnungen für Energy Sharing, ebenso wie für andere Geschäftsmodelle, unter diesem Regelungsvorbehalt.

Die Ampelregierung hat mit der Abschaffung der EEG-Umlage und der Steuerfinanzierung des EE-Ausbaus entschieden, einen wichtigen Teil des Energiesystems – nämlich einen Teil der erneuerbaren Erzeugungskapazität – nicht mehr im Rahmen des Energiesystems selbst zu finanzieren. Diese Entscheidung zeigt, wie schnell sich Rahmenbedingungen verändern können und damit sowohl die Rentabilität von Energy Sharing Projekten als auch mögliche Auswirkungen auf Refinanzierungsbedarf. Hinzu kommt, dass die steuerbasierte Finanzierung prinzipiell auch für andere Komponenten des Energiesystems denkbar ist, beispielsweise Teile der Netzinfrastruktur, deren Kosten ihrerseits ggf. von Energy Sharing beeinflusst werden.

Auch andere Energiemarktparadigmen werden in den nächsten Monaten und Jahren auf den Prüfstand kommen, z.B. das Marktdesign, die Preisbildung durch die Merit-Order, die Schaffung von Flexibilitätsoptionen, Rechte und Pflichten der Akteure inklusive Prosumer*innen. Insofern erscheint eine exakte Berechnung der Refinanzierung des Energy Sharings – als ein Aspekt unter vielen beim Übergang zu einem erneuerbaren Energiesystem – zum jetzigen Zeitpunkt weder machbar noch zielführend.

10.6 Fazit der ökonomischen Analyse

Aus der ökonomischen Analyse lassen sich drei Kernbotschaften rausziehen:

1. **Das vorgeschlagene Energy Sharing Konzept ermöglicht wirtschaftlich tragfähige Modelle.** Hierbei ist allerdings zu beobachten, dass der Spielraum für die Kosten für die zusätzlichen Kosten durch Energy Sharing für die EE-Gemeinschaft unterschiedlich hoch ausfallen. Bei einer Ausgestaltung des gesetzlichen Rahmens sollte nochmals genau beleuchtet werden welche zusätzlichen Kosten für einen EE-Gemeinschaft entstehen und wie hoch eine Prämie bzw. eine Reduzierung von Stromnebenkosten ausfallen muss damit eine Umsetzung von Energy Sharing attraktiv ist.
2. **Die Art der EE-Erzeugungstechnologie innerhalb der EE-Gemeinschaft hat einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit.** Sollte es gewünscht sein, dass Anreize für Energy Sharing Konzepte nicht abhängig von der EE-Technologie sind, muss ein gesetzlicher Rahmen dafür sorgen, dass Unterschiede in den Direktverbrauchsquoten anderweitig ausgeglichen werden (z.B. durch technologiespezifische Prämien). Allerdings kann es auch eine Chance sein, dass durch höhere finanzielle Anreize für Windenergie, gerade in diesem mit Akzeptanzproblemen konfrontierten Sektor wieder höhere Zubauraten erreicht werden können. Auch können durch einen technologieübergreifenden Ansatz Anreize geschaffen werden, dass die von den EE-Gemeinschaften gebauten Erzeugungstechnologien bestmöglich auf den eigenen Verbrauch ausgerichtet sind.
3. **Den Kosten von Energy Sharing steht ein hoher Nutzen für die Allgemeinheit gegenüber.** Durch die Förderung des zeitgleichen regionalen Verbrauchs, werden EE-Gemeinschaften angereizt, in einen systemdienlichen Zubau zu investieren und Mitglieder von EE-Gemeinschaften sich systemdienlich zu verhalten. Hierdurch kann CO₂ eingespart werden, es verringern sich die Netzausbaukosten, die Abhängigkeit von Rohstoffimporten sinkt und die Resilienz des Energiesystems wird gestärkt.

11 Fazit und Empfehlungen

11.1 Die wichtigsten Ergebnisse in Kürze

Energy Sharing hat ein enormes Potenzial: Die vorliegende Studie zeigt, dass etwa 35 % des von der Bundesregierung im „Osterpaket“ geplanten Ausbauziels bis 2030 durch Energy Sharing gedeckt werden können. Das entspricht 75 GW bzw. 75 TWh/a, welche durch die direkte Beteiligung der Bürger*innen installiert bzw. erzeugt werden können. Über 90 % der Haushalte könnten bei den vorgenommenen Annahmen – bis zu 25 km um eine Anlage herum – an Energy Sharing teilhaben. Das entspricht deutschlandweit etwa 5.900 Energiegemeinschaften, die Energy Sharing anbieten.

Energy Sharing löst Investitionen zur Finanzierung der Energiewende aus: Energy Sharing erlaubt auch Haushalten mit geringen finanziellen Mitteln, an der Energiewende teilzunehmen.

Wird angenommen, dass die Mitglieder, die natürliche Personen sind, der sich neu bildenden EE-Gemeinschaften, wie im BBE-Konzept angenommen, mindestens 12 % der Investitionskosten

ihrer Anlagen beisteuern, ergeben sich private Investitionen in Höhe von 6,5 bis 12,8 Milliarden Euro. Jede Privatperson wäre dann im Durchschnitt mit rund 100 bis 200 Euro selbst an den Anlagen beteiligt. Insgesamt ließen sich damit Investitionen von bis zu 54 bis zu 107 Milliarden Euro anregen. Die privaten Investitionen leisten damit einen relevanten Beitrag zum Gelingen der Energiewende.

Energy Sharing braucht finanzielle Anreize: Für eine erfolgreiche Etablierung des Instruments Energy Sharing braucht es finanzielle Anreize. Diese müssen es für EE-Gemeinschaften attraktiv machen, Energy Sharing anzubieten, und Bürger*innen motivieren, EE-Gemeinschaften beizutreten, in Anlagen zu investieren und ihr Verbrauchsverhalten an die tatsächliche Stromerzeugung anzupassen. Ein Anreiz könnte eine angemessene Entlastung auf Abgaben und Umlagen sein oder eine Prämie für den Strom, der zeitgleich mit der Stromerzeugung der Anlagen stattfindet.

Rahmenbedingungen für einen wirtschaftlichen Betrieb von EE-Anlagen sind derzeit nicht ausreichend: Die Berechnung der Stromgestehungskosten zeigen, dass insbesondere für PV-Dachanlagen die Einspeisevergütung bzw. die Marktprämie nicht ausreichend attraktiv ist, wenn nur die von der Bundesregierung vorgeschlagenen Vergütungssätze angenommen werden.

Energy Sharing reizt eine smarte Lastverschiebung an: Um einen möglichst großen Anteil der Erzeugung zeitgleich innerhalb der EE-Gemeinschaft zu verbrauchen, sollte diese den Haushalten die nötigen Informationen und Anreize bieten, damit sie ihr Verbrauchsverhalten anpassen können. Simulationen zeigen, dass Haushalte durch das versetzte Einschalten elektrischer Geräte das Potenzial haben, Lastverschiebungen vorzunehmen und damit die Direktverbrauchsquote der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft zu erhöhen. Ein Mittel für die Lastverschiebung der Haushaltsstromnachfrage könnte ein Zwei-Tarif-Modell sein, bei dem beim Direktverbrauch ein geringerer Tarif gilt als wenn Strom von anderen Erzeugern gekauft werden muss. Wie hoch letztlich die Lastverschiebungen sein können, ist derzeit nicht abschätzbar, aber Gegenstand verschiedener Forschungsprojekte.

Energy Sharing hat Perspektive für Netzentlastung: Unabhängig davon, ob die Erzeugungsanlagen in der Nieder- oder der Mittelspannungsebene angeschlossen sind, konnte in den durchgeführten beispielhaften Netzsimulationen keine zusätzliche Belastung der Netze durch Energy Sharing ermittelt werden. Vielmehr konnte gezeigt werden, dass in Szenarien mit Sektorkopplung (Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge) Energy Sharing die Netze sogar entlasten konnte. Dies wird weiter an Bedeutung gewinnen, wenn Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge vermehrt Einzug in den Haushalten halten. Energy Sharing kann also eine Maßnahme sein, zukünftigen Netzüberlastungen entgegen zu wirken.

11.2 Unsere Handlungsempfehlungen

Bürger*innen durch Energy Sharing an Energiewende beteiligen: In dieser Studie konnte das enorme Potenzial für Energy Sharing in Deutschland gezeigt werden. Dieses Potenzial gilt es nun zu nutzen. Um die ambitionierten Ausbauziele der neuen Bundesregierung zu erreichen, müssen neue schlagkräftige Maßnahmen eingeführt werden. Energy Sharing bietet die Chance, dass die Bürger*innen an der Energiewende teilhaben und sich finanziell beteiligen können. Dabei spielt es keine Rolle, in welchen Wohnverhältnissen die Mitglieder der EE-Gemeinschaften leben. Egal ob Mieter*innen, Wohnungseigentümer*innen oder Hausbesitzer*innen, alle können bei Energy Sharing mitmachen. Diese Teilhabemöglichkeit zeichnet Energy Sharing aus und ist somit eine wichtige Voraussetzung für die Akzeptanz vor Ort. Das Energiesystem wird so schneller dezentral und damit auch resilienter werden.

Einen neuen Marktrahmen für Energy Sharing ausgestalten: In den nächsten Monaten sollte definiert werden, wie Energy Sharing in Deutschland im Detail umgesetzt wird. Neben den rechtlichen und finanziellen sollten auch prozessbezogene Aspekte mitberücksichtigt werden, um Einstiegsbarrieren und damit auch gesellschaftliche Kosten zu verringern. So sollte der Wechsel in eine EE-Gemeinschaft wie ein gewöhnlicher Anbieterwechsel unkompliziert möglich sein.

Generell sollte Energy Sharing als integraler Bestandteil des zukünftigen Energiesystems gesehen werden. Dies ist nicht nur mit Hinblick auf die Umsetzung der europäischen EE-Richtlinie geboten, sondern auch, und insbesondere, wegen der in dieser Studie gezeigten Potenziale des Energy Sharings. Welche genaue Rolle Energy Sharing spielen wird, ist dabei noch nicht abzusehen, da beim Übergang zu einem 100 Prozent Erneuerbaren-Energiesystem noch einige Paradigmen auf den Prüfstein kommen werden, beispielsweise das Marktdesign und die generelle Finanzierung des Energiesystems (Steuern, Abgaben, Umlagen). Unabhängig davon wie die Ausgestaltung von Energy Sharing konkret aussieht, eine grundsätzliche Voraussetzung wird sein, dass es EE-Gemeinschaften ermöglicht wird, das Stromnetz nutzen zu dürfen.

Rahmenbedingungen für die Wirtschaftlichkeit von Energy Sharing und den EE-Ausbau schaffen: Die Mitgliedschaft in einer EE-Gemeinschaft sollte einen finanziellen Anreiz bieten, so dass möglichst viele Menschen Teil einer EE-Gemeinschaft werden. Dabei sollten die Konditionen für die finanzielle Beteiligung sozial ausgestaltet sein, so dass die Einstiegshürden gering sind. Eine Möglichkeit ist, Energy Sharing durch Reduzierung von Netzentgelten und Umlagen auf direktverbrauchten Strom lukrativ zu gestalten. Dies hat zur Folge, dass Windstrom für EE-Gemeinschaften attraktiver ist als PV-Strom, denn Windenergieanlagen haben ein günstigeres Erzeugungsprofil, so dass deutlich mehr Strom direktverbraucht werden kann als bei PV-Anlagen. Hier sollte für die Berechnung der reduzierten Netzentgelte und Umlagen geprüft werden, inwiefern eine Differenzierung zwischen dem direktverbrauchten PV- und Windstrom adäquat wäre. Eine andere Möglichkeit besteht darin, durch Prämienzahlungen einen finanziellen Anreiz zu schaffen. Hier gilt es zu prüfen, in welcher Höhe finanzielle Erleichterungen für einen Anreizeffekt nötig und angesichts Netzentlastungen und damit eingesparter Kosten angemessen sind.

Die Berechnung der Stromgestehungskosten haben auch gezeigt, dass insbesondere für PV-Dachanlagen die Einspeisevergütung bzw. die Marktprämie nicht ausreichend attraktiv ist, wenn nur die von der Bundesregierung vorgeschlagenen Vergütungssätze angenommen werden. Hier besteht ein Bedarf nach Anpassungen, wenn der angestrebte Ausbau erreicht werden soll. Insbesondere ist das aktuelle Marktgeschehen im Auge zu behalten, weil sich die große Nachfrage auch auf die Preisentwicklung auswirken kann.

Für kleinere PV-Anlagen (< 100 kW) gemeinsame Eigenversorgung ermöglichen: Für Energy Sharing kommen als PV-Dachanlagen vor allem größere Anlage >100 kW in Betracht, da die EE-Gemeinschaft als Energielieferant bestimmte administrative Kosten hat und kleinere Anlagen dann unwirtschaftlich sind. Das Potenzial für Anlagen unter 100 kW ist 56 GW für Anlagen zwischen 50 und 100 kW (und auch unter 50 kW) erheblich (siehe auch Kapitel 4.3). Für diese kleineren Anlagen, welche auch gemeinschaftlich über das Verteilnetz genutzt werden könnten, sollte ein eigener regulatorischer Rahmen geschaffen werden. Die Erfahrungen aus anderen europäischen Ländern sollten dabei berücksichtigt werden.

12 Literatur

- AEE [Agentur für Erneuerbare Energien] (2021): Neue Studie zeigt: Bürgerenergie bleibt zentrale Säule der Energiewende. 15. Januar. Website: <https://www.unendlich-viel-energie.de/studie-buergerenergie-bleibt-zentrale-saeule-der-energiewende> (Zugriff: 13. April 2022).
- Aretz, Astrid, Nesrine Ouanes, Jan Wiesenenthal, Kristian Petrick und Bernd Hirschl (2022): Energiewende beschleunigen: Stromnetz für gemeinschaftliches Energy Sharing öffnen. Institut für ökologische Wirtschaftsforschung. https://www.ioew.de/publikation/energiewende_beschleunigen_stromnetz_fuer_gemeinschaftliches_energy_sharing_oeffnen.
- Badelt, Ole, Christina von Haaren und Julia Wiehe (2022): Areas in Lower Saxony with low and medium spatial vulnerability to ground mounted photovoltaics. 19. April. Website: <https://data.uni-hannover.de/dataset/areas-in-lower-saxony-with-low-and-medium-spatial-vulnerability-to-ground-mounted-photovoltaics> (Zugriff: 19. April 2022).
- BBE [Bündnis Bürgerenergie e.V.] (2021): Konzeptpapier Energy Sharing: Partizipation vor Ort stärken & Flexibilität aktivieren.
- BBE und DGRV (2022): Vorschlag einer Definition für Bürgerenergiegesellschaften zur Befreiung dieser Gesellschaften von Ausschreibungen. https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user_upload/20220228_Definition_Buergerenergiegesellschaft_Befreiung_Ausschreibungen.pdf.
- BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft] (2022): BDEW-Strompreisanalyse Januar 2022. https://www.bdew.de/media/documents/220124_BDEW-Strompreisanalyse_Januar_2022_24.01.2022_final.pdf.
- Behrens, Klaus (2017): Basic measurements of radiation at station Lindenberg (2015-01). Baseline Surface Radiation Network (BSRN); PANGAEA - Data Publisher for Earth & Environmental Science; <https://doi.org/10.1594/PANGAEA.883106>. <https://doi.pangaea.de/10.1594/PANGAEA.883106>.
- BFG [Bundesanstalt für Gewässerkunde] (2022): Floodplain (Überschwemmungsgebiete-DE). Website: <https://geoportal.bafg.de/inspire/download/AM/floodplain/datasetfeed.xml> (Zugriff: 19. April 2022).
- BGR [Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe] (2013): Ackerbauliches Ertragspotential der Böden in Deutschland. Website: <https://produktcenter.bgr.de/terraCatalog/OpenSearch.do?search=47BE6C4F-> (Zugriff: 19. April 2022).
- BKG [Bundesamt für Kartographie und Geodäsie] (2022a): Digitales Landschaftsmodell 1:250 000 (Ebenen) (DLM250). Website: <https://gdz.bkg.bund.de/index.php/default/open-data/digitales-landschaftsmodell-1-250-000-ebenen-dlm250-ebenen.html> (Zugriff: 19. April 2022).
- BKG [Bundesamt für Kartographie und Geodäsie] (2022b): Amtliche Hausumringe Deutschland (HU-DE). Website: <https://gdz.bkg.bund.de/index.php/default/amtliche-hausumringe-deutschland-hu-de.html> (Zugriff: 19. April 2022).
- BMWK [Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz] (2022): Energiedaten: Gesamtausgabe. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.htm>.
- BNetzA [Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen] (2022a): Marktstammdatenregister. www.marktstammdatenregister.de.
- BNetzA [Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen] (2022b): EEG-Registerdaten und Fördersätze. Website: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/Zahlen-DatenInformationen/EEG_Registerdaten/start.html.
- BNetzA [Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen] (2022c): Monitoringbericht 2021. Bonn: BNetzA. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf?__blob=publicationFile&v=3.
- BNetzA [Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen] (2022d): SMARD Strommarktdaten. <https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten#!?downloadAttributes=%7B%22selectedCategory%22%3A%22selectedSubCategory%22%3A%22selectedRegion%22%3A%22DE-LU%22%22from%22%3A%221650405600000%22to%22%3A%221651355999999%22selectedFileType%22%3Afalse%7D>.
- bbp [Bundeszentrale für politische Bildung] (2021): Soziale Situation in Deutschland - Bevölkerung und Haushalte. <https://www.bbp.de/kurz-knapp/zahlen-und-fakten/soziale-situation-in-deutschland/61584/bevoelkerung-und-haushalte/>.
- Bundesregierung (2022a): Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor - Gesetzentwurf der Bundesregierung. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/04_EEG_2023.pdf?__blob=publicationFile&v=8.

- Bundesregierung (2022b): Anreiz für weniger CO₂-Emissionen. Website: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/weniger-co2-emissionen-1790134> (Zugriff: 1. Mai 2022).
- BWE [Bundesverband WindEnergie] (2011): Potenzial der Windenergienutzung an Land. https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/01-mensch-und-umwelt/03-naturschutz/bwe_potenzialstudie_kurzfasung_2012-03.pdf.
- co2online [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit] (2022a): Stromspiegel für Deutschland 2021. Website: <https://www.stromspiegel.de/fileadmin/ssi/stromspiegel/Broschuere/stromspiegel-2021.pdf> (Zugriff: 7. April 2021).
- co2online [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit] (2022b): Stromspiegel für Deutschland 2021. Website: <https://www.stromspiegel.de/fileadmin/ssi/stromspiegel/Broschuere/stromspiegel-2021.pdf> (Zugriff: 7. April 2021).
- DEA (2022): Technology Data. Danish Energy Agency. <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data>.
- Destatis [Statistisches Bundesamt] (2021): Von Januar bis November 2020 genehmigte Wohnungen: 59 % in Mehrfamilienhäusern. 25. Februar. Website: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2021/02/PD21_N015_44.html (Zugriff: 19. April 2022).
- Deutsche WindGuard (2020): Volllaststunden von Windenergieanlagen an Land - Entwicklung, Einflüsse, Auswirkungen. <https://www.lee-nrw.de/data/documents/2020/11/23/532-5fbb61e5e6bb2.pdf>.
- Deutsche Windguard (2021): Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland Jahr 2020. Website: https://www.wind-guard.de/jahr-2020.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/windenergiestatistik/2020/Status%20des%20Windenergieausbaus%20an%20Land%20-%20Jahr%202020.pdf.
- Deutsche WindGuard (2021a): Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland Jahr 2021. Website: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/Factsheet_Status_Windenergieausbau_an_Land_2021.pdf.
- Deutsche WindGuard (2021b): Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland Jahr 2021. Website: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/pressemitteilungen/2021/Status_des_Offshore-Windenergieausbaus_Jahr_2021.pdf.
- Deutscher Wetterdienst [DWD] (2022): Windgeschwindigkeit und Windrichtung in Form von Zehnminutenmittelwerten in deutschen Wetterstationen. Website: http://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/observations_germany/climate/10_minutes/wind/ (Zugriff: 27. April 2022).
- DGRV [Deutscher Genossenschafts- und Raiffeisenverband] (2022): Energiegenossenschaften 2021 - Jahresumfrage des DGRV. https://www.dgrv.de/wp-content/uploads/2021/06/20210621_Kurz_DGRV_Umfrage_Energiegenossenschaften_2021.pdf.
- EEG (2021): "Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 11 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist. https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2021.pdf.
- ESMAP [Energy Sector Management Assistance Program] (2020): Global Photovoltaic Power Potential by Country. Washington, DC: World Bank.
- Fraunhofer IEE (2018): Verteilnetzstudie Hessen 2024 - 2034. https://www.energieland.hessen.de/mm/Verteilnetzstudie_Hessen_2024_bis_2034.pdf.
- Fraunhofer ISE (2021): Jährlicher Zu- und Rückbau an Nettoleistung in Deutschland. https://3pkem226sk6p252wx4117vb-wpengine.netdna-ssl.com/wp-content/uploads/sites/4/2021/02/Grafik_Fraunhofer_ISE_Energy_Charts_Photovoltaik_Zu-und_Rueckbau_2002-2020-scaled.jpg.
- Gähns, Swantje, Matthias Leuthold, Mark Bost, Moritz Cramer, Eva Szczechowicz, Bernd Hirschl, Armin Schnettler, Dirk Uwe Sauer, Janina Struth und Astrid Aretz (2013): Thesen und Hintergründe zum Nutzen von Speichern in netzgekoppelten PV-Anlagen: 42.
- Geofabrik (2022): OpenStreetMap Data. <https://www.geofabrik.de/de/data/download.html>.
- Hau, Erich (2016): Windkraftanlagen. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. <http://link.springer.com/10.1007/978-3-662-53154-9>.
- Hübner, Gundula, Johannes Pohl, Jan Warode, Boris Gotchev, Patrizia Nanz, Dörte Ohlhorst, Michael Krug, Steven Salecki und Wolfgang Peters (2019): Naturverträgliche Energiewende - Akzeptanz und Erfahrungen vor Ort. Bundesamt für Naturschutz. https://www.ioew.de/fileadmin/user_upload/BILDER_und_Downloaddateien/Publikationen/2019/Naturvertr%C3%A4gliche_Energiewende.pdf.

- Icha, Petra (2019): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2018. Dessau: Umweltbundesamt. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-04-10_cc_10-2019_strommix_2019.pdf.
- IEE, ISE, Becker Büttner Held und BEE (2021): Neues Strommarktdesign für die Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien. https://www.klimaneutrales-stromsystem.de/pdf/Strommarktdesignstudie_BEE_final_Stand_14_12_2021.pdf.
- IÖW [Institut für ökologische Wirtschaftsforschung] (2022): Energie-Prosumer als Schlüsselement der Energiewende. Website: <https://www.ioew.de/klima-und-energie/ioew-prosumer-modell> (Zugriff: 29. März 2022).
- IWR (2022): Windenergie-Markt Deutschland. Website: <https://www.windbranche.de/windenergie-ausbau/deutschland#Windenergie-Grafik> (Zugriff: 13. April 2022).
- IZES, IÖW und AEE (2022): Erste ReWA-Forschungsergebnisse: Hünfelden profitiert finanziell vom Windpark, Bevölkerung von Anfang an stark eingebunden. Website: <https://www.unendlich-viel-energie.de/rewa/ergebnisse> (Zugriff: 29. März 2022).
- Kendzioriski, Mario, Leonard Göke, Claudia Kemfert, Christian von Hirschhausen und Elmar Zozmann (2021): 100% erneuerbare Energie für Deutschland unter besonderer Berücksichtigung von Dezentralität und räumlicher Verbrauchsnähe – Potenziale, Szenarien und Auswirkungen auf Netzinfrastrukturen. https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.816979.de/diwkompakt_2021-167.pdf.
- Kleis, Kirsten, Tessa-Sophie Schrader, David Frank und Eva Schmid (2021): Erneuerbare Energien im Koalitionsvertrag – Ausbauziele jetzt konkret und nachhaltig umsetzen. Eine Analyse der Ampel-Pläne und Forderungen an die neue Bundesregierung. https://germanwatch.org/sites/default/files/Germanwatch_Erneuerbare%20Energien%20im%20Koalitionsvertrag.pdf?mscl-kid=f91907d2bbf311ec9972fa4de924b599.
- Konstantin, Panos (2017): Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung, Übertragungsnetzausbau und Kernenergieausstieg. 4., aktualisierte Auflage. VDI-Buch. Berlin [Heidelberg]: Springer Vieweg.
- Kost, Christoph, Shivenes Shammugam, Verena Fluri, Dominik Peper, Aschkan Davoodi Memar und Thomas Schlegel [Fraunhofer für Solare Energiesysteme ISE] (2021): Studie: Stromgestehungskosten erneuerbare Energien - Fraunhofer ISE. <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>.
- Kümpel, Nadine (2022): Die richtige Ausrichtung einer Photovoltaikanlage. Website: <https://www.wegatech.de/ratgeber/photovoltaik/plannung-und-installation/ausrichtung/> (Zugriff: 19. April 2022).
- Lauf, Thomas, Michael Memmler und Sven Schneider (2021): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2020. Dessau: Umweltbundesamt. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2021-12-13_climate-change_71-2021_emissionsbilanz_erneuerbarer_energien_2020_bf_korr-01-2022.pdf.
- Lienhoop, Nele (2018): Acceptance of wind energy and the role of financial and procedural participation: An investigation with focus groups and choice experiments. *Energy Policy* 118: 97–105.
- Lödl, Martin, Georg Kerber, Rolf Witzmann, Clemens Hoffmann und Michael Metzger (2010): Abschätzung des Photovoltaik-Potentials auf Dachflächen in Deutschland. <https://mediatum.ub.tum.de/doc/969497/969497>.
- Meinecke, Steffen, Džanan Sarajlić, Simon Ruben Drauz, Annika Klettke, Lars-Peter Lauven, Christian Rehtanz, Albert Moser und Martin Braun (2020): SimBench—A Benchmark Dataset of Electric Power Systems to Compare Innovative Solutions based on Power Flow Analysis. *Energies* 13, Nr. 12: 3290.
- Moshövel, Janina, Dirk Magnor, Dirk Uwe Sauer, Swantje Gähns, Mark Bost, Bernd Hirschl, Moritz Cramer, Baris Özalay, Claas Matrose, Christoph Müller, et al. (2015): Analyse des wirtschaftlichen, technischen und ökologischen Nutzens von PV-Speichern. Ergebnisbericht. Gemeinsamer Ergebnisbericht für das Projekt PV -Nutzen. Berlin: ISEA, IÖW, IFHT. https://www.ioew.de/fileadmin/user_upload/BILDER_und_Downloaddateien/Publikationen/2015/PV-Nutzen_Verbund-Schlussbericht.pdf.
- Nanz, Patrizia und Miriam Fritsche (2012): Handbuch Bürgerbeteiligung - Verfahren und Akteure, Chancen und Grenzen. <https://www.bpb.de/shop/buecher/schriftenreihe/76038/handbuch-buergerbeteiligung/>.
- Prognos, Öko-Institut und Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann Langfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_231_KNDE2045_Langfassung_DE_WEB_2.pdf.
- Reiner Lemoine Institut (2021): Der Photovoltaik- und Windflächenrechner. <https://reiner-lemoine-institut.de/pv-windflaechenrechner/>.

- Saam, Sophia (2020): Vergleich der amtlichen Hauskoordinaten und Hausumringe Deutschland mit OpenStreetMap-Daten. https://www.ldbv.bayern.de/file/pdf/15551/Bachelorarbeit_Sophia_Saam_final.pdf.
- Sauer, U. (1994): Untersuchungen zum Einsatz und Entwicklung von Simulationsmodellen für die Auslegung von Photovoltaik-Systemen. Technische Universität Darmstadt.
- Scherhauer, Patrick, Stefan Höltinger, Boris Salak, Thomas Schauppenlehner und Johannes Schmidt (2016): Leitfaden zum Umgang mit der sozialen Akzeptanz von Windkraftanlagen. Wien: Universität für Bodenkultur (BOKU).
- Solarserver (2022): Photovoltaik-Zubau 2021 um rund 10 Prozent gestiegen. Website: <https://www.solarserver.de/2022/01/03/photovoltaik-zubau-2021-10-prozent-gestiegen/>.
- Solarwatt (2020): Solarenergie in Deutschland. Website: [https://www.solarwatt.de/ratgeber/solarenergie#:~:text=Mit%20der%20ersten%20Novelle%20des%20EEG%20im%20Jahr,2012%20brach%20die%20PV-Nachfrage%20um%2080%20%25%20ein](https://www.solarwatt.de/ratgeber/solarenergie#:~:text=Mit%20der%20ersten%20Novelle%20des%20EEG%20im%20Jahr,2012%20brach%20die%20PV-Nachfrage%20um%2080%20%25%20ein.). (Zugriff: 13. April 2022).
- statista (2020): Bevölkerung - Zahl der Einwohner in Deutschland nach relevanten Altersgruppen am 31. Dezember 2020. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1365/umfrage/bevoelkerung-deutschlands-nach-altersgruppen/>.
- statista (2022): Installierte Leistung (kumuliert) der Photovoltaikanlagen in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2021. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/13547/umfrage/leistung-durch-solarstrom-in-deutschland-seit-1990/>.
- Stiftung Klimaneutralität (2021): Photovoltaik (PV) – Potentiale. <https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2021/02/2021-02-18-PV-Potentiale-Literaturrecherche.pdf>.
- Struth, Janina, Matthias Leuthold, Astrid Aretz, Mark Bost, Swantje Gähns, Moritz Cramer, Eva Szczechowicz, Bernd Hirschl, Armin Schnettler und Dirk Uwe Sauer (2013): Thesen und Hintergründe zum Nutzen von Speichern in netzgekoppelten PV-Anlagen.
- Sunlife-Montage (2022): Wieviel qm Dachfläche für 1 kWp (Kilowattpeak)? <https://www.dachvermieten.net/wieviel-qm-dachflaeche-fuer-1-kwp-kilowattpeak/>.
- Thiele, Julia, Julia Wiehe, Philip Gauglitz, Carsten Pape, Clemens Lohr, Astrid Bensmann, Richard Hanke-Rauschenbach, Leonard Klus, Lutz Hofmann, Tobias Kraschewski, et al. (2021a): BfN Schriften 614 - Konkretisierung von Ansatzpunkten einer naturverträglichen Ausgestaltung der Energiewende, mit Blick auf strategische Stellschrauben. „Naturverträgliche Ausgestaltung der Energiewende“ (EE100-konkret). BfN Schriften. Bundesamt für Naturschutz. <https://www.bfn.de/sites/default/files/2021-09/Skript614.pdf>.
- Thiele, Julia, Julia Wiehe und Christina von Haaren (2021b): Areas with low and medium spatial vulnerability to a prototype wind turbine (19. Juli). <https://data.uni-hannover.de/dataset/dataset-areas-with-low-and-medium-spatial-vulnerability-to-a-prototype-wind-turbine>.
- Turner, Leon, Alexander Scheidler, Florian Schäfer, Jan-Hendrik Menke, Julian Dollichon, Friederike Meier, Steffen Meinecke und Martin Braun (2018): Pandapower—An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems. IEEE Transactions on Power Systems 33, Nr. 6: 6510–6521.
- Troen, Ib und Petersen Lundtang Erik (1990): Europäischer Windatlas. Roskilde: Risø National Laboratory.
- UBA [Umweltbundesamt] (2013): Potenzial der Windenergie an Land - Studie zur Ermittlung des bundesweiten Flächen- und Leistungspotenzials der Windenergienutzung an Land. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/potenzial_der_windenergie.pdf.
- VDE [Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.] (2017): Spannungsqualität in Stromnetzen. Website: <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/versorgungsqualitaet/spannungsqualitaet> (Zugriff: 17. September 2021).
- VDI [Verein Deutscher Ingenieure e.V.] (2000): VDI 2067 Blatt 1. Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnungen.
- Vestas (2022): 4 MW Platform. <https://nozebra.ipapercms.dk/Vestas/Communication/4mw-platform-brochure/?page=4>.
- wind-turbine-models.com (2022): Vestas V136-4.2. Website: <https://www.wind-turbine-models.com/turbines/1839-vestas-v136-4.2> (Zugriff: 19. April 2022).
- Wurbs, Sven und Till Ansmann (2016): Das Wohlstandsradar: Stärkung des regionalen Mehrwerts durch eine gemeinwohlorientierte Projektumsetzung im Bereich der erneuerbaren Energien (Leitfaden). April. https://www.w3-energieflächenpolitik.de/pdf/W3_Leitfaden_Wohlstandsradar.pdf.

Zensus (2011): Ergebnisse des Zensus 2011. Website: <https://ergebnisse2011.zensus2022.de/datenbank/online?operation=abruftabelleBearbeiten&levelindex=1&levelid=1646398254639&auswahloperation=abruftabelleAuspraegungAuswaehlen&auswahlverzeichnis=ordnungsstruktur&auswahlziel=werteabruf&code=1000A-1019&auswahltext=&nummer=4&variable=4&name=GEODL1&werteabruf=Werteabruf#abreadcrumb> (Zugriff: 19. April 2022).

13 Anhang

Tab. 13.1: Annahmen Berechnung Stromgestehungskosten

Daten	Wert	Quelle und Begründung
Eigenkapitalanteil	20%	(Kost et al. 2021)
Eigenkapitalzins	0,050	Eigene Annahme: Es wird davon ausgegangen, dass Eigenkapitalzins etwas niedriger ist als bei (Kost et al. 2021), da bei EE-Gemeinschaft der Hauptnutzen aus vergünstigten Stromkosten kommen soll
Fremdkapitalzins	0,035	(Kost et al. 2021)
Inflationseentwicklung	1,2%	(Kost et al. 2021)
Betrachtungszeitraum PV/Wind Anlage	20 Jahre	Abschreibungszeitraum
Technische Parameter		
Stromerzeugung (Wind)	2.116 kWh/KW	Siehe Stromerzeugung Tab. 4.6 (Brandenburg)
Stromerzeugung (PV)	875 kWh/kWp	Siehe Referenzanlage Tab. 4.3 (Region Mitte)
Lebensdauer PV-WR	12,5	(DEA 2022)

Finanzielle Parameter	Wert		
Wind	Wind Invest	1.700 €/kW	(Kost et al. 2021)
	Wind Betrieb fix	20 €/kW	(Kost et al. 2021)
	Wind Betrieb variabel	0,008	(Kost et al. 2021)
PV-Dach	PV Invest exkl. WR	532	Kosten von PV-Systemkosten nach (Kost et al. 2021) Aufteilung zwischen PV und Wechselrichter Kosten auf Basis von (DEA 2022)
	WR-Invest	164	Kosten von PV-Systemkosten nach (Kost et al. 2021) Aufteilung zwischen PV und Wechselrichter Kosten auf Basis von (DEA 2022)
	PV Betrieb	10	(Kost et al. 2021)
PV-Freifläche	PV Invest exkl. WR	499	Kosten von PV-System nach (Kost et al. 2021). Aufteilung zwischen PV und Wechselrichter Kosten auf Basis von (DEA 2022)
	WR-Invest	29	Kosten von PV-Systemkosten nach (Kost et al. 2021) Aufteilung zwischen PV und Wechselrichter Kosten auf Basis von (DEA 2022)
	PV Betrieb	9	(Kost et al. 2021)

GESCHÄFTSSTELLE BERLIN

MAIN OFFICE

Potsdamer Straße 105

10785 Berlin

Germany

Tel: + 49 – 30 – 884 594-0

Fax: + 49 – 30 – 882 54 39

BÜRO HEIDELBERG

HEIDELBERG OFFICE

Bergstraße 7

69120 Heidelberg

Germany

Tel: + 49 – 6221 – 649 16-0

Fax: + 49 – 6221 – 270 60

mailbox@ioew.de

www.ioew.de