



**Fraunhofer**  
CINES

# Vor-Ort-Systeme im Fokus

---

**7 Thesen für eine erfolgreiche Energiewende**



# Inhaltsverzeichnis

---

<b>Management Summary</b> .....	<b>4</b>
<b>Thesen für die dezentrale Energiewende</b> .....	<b>7</b>
<b>Vor-Ort-System - Was ist das?</b> .....	<b>8</b>
Vor-Ort-Systeme in Deutschland? .....	8
Vor-Ort-Systeme in der EU .....	11
<b>These 1: Durch Vor-Ort-Systeme können PV-Potenziale erschlossen werden.</b> .....	<b>12</b>
<b>These 2: Durch Vor-Ort-Systeme können Vor-Ort-Einnahmen generiert werden.</b> ..	<b>16</b>
<b>These 3: Vor-Ort-Systeme ermöglichen auch Mieter:innen eine Partizipation an der Energiewende</b> .....	<b>19</b>
<b>These 4: Vor-Ort-Systeme erschließen große Flexibilitätspotenziale, die ansonsten ungenutzt bleiben</b> .....	<b>23</b>
<b>These 5: Vor-Ort-Systeme stützen das elektrische Versorgungsnetz und können netzdienlich gestaltet und betrieben werden</b> .....	<b>26</b>
<b>These 6: Vor-Ort-Systeme steigern die Resilienz des Energieversorgungssystems</b> ..	<b>30</b>
<b>These 7: Vor-Ort-Systeme benötigen eine Reform der Netzentgeltsystematik, um noch (Energiewende-)gerechter zu werden</b> .....	<b>32</b>
<b>Zusammenfassung und Empfehlungen</b> .....	<b>35</b>
<b>Anhang</b>	
A.1 Literaturverzeichnis .....	37
A.2 Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsanalyse von PV-Anlagen auf Mehrfamilienhäusern .....	40
A.3 Vorgehen und Annahmen zur Quantifizierung von Vor-Ort-Einnahmen .....	41
<b>Impressum</b> .....	<b>42</b>

# Management Summary

---

Im Jahr 2023 hat die Energiewende in Deutschland spürbar an Dynamik gewonnen. Allein bei PV-Anlagen betrug der Zubau 14,95 GW. Die Erreichung des Ausbauziels von 215 GW für PV-Anlagen im Jahr 2030 erfordert indes ab 2024 jährlich einen weiter beschleunigten Zubau von rund 19 GW. Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien geht eine wachsende Nachfrage nach Flexibilität zur Integration der Erneuerbaren ins lokale Netz und ins Energiesystem einher. Beide Herausforderungen – den weiteren EE-Ausbau und die Aktivierung von Flexibilitätsoptionen – zu meistern, gelingt nur, wenn die Energiewende gesellschaftlich akzeptiert wird.

Gerade in den Städten und Kommunen sowie den Gewerbe- und Industriegebieten Deutschlands schlummert in vielfacher Hinsicht noch ein ungenutztes Potenzial für die Energiewende – sowohl im Hinblick auf technische Potenziale als auch auf die Beteiligung und Unterstützung durch Bürgerinnen und Bürger.

Intelligente *Vor-Ort-Systeme* auf Basis erneuerbarer Energien sind ein Baustein, um diese Potenziale nachhaltig und gerecht für die Nutzung im Strom-, Wärme- und Mobilitätssektor zu erschließen. Ein *Vor-Ort-System* beschreibt den energiewendedenlichen Einsatz von Anlagen zur Bereitstellung und zum Einsatz von Energie in einem räumlich begrenzten Einzugsgebiet, um die Integration von erneuerbaren Energien zu fördern, Sektorenkopplung zu ermöglichen, Flexibilitätspotenziale zu aktivieren und sowohl die Akzeptanz als auch die Partizipation der lokalen Akteure zu steigern.

Mit dem Solarpaket 1 möchte der Gesetzgeber den Ausbau der PV-Stromerzeugung beschleunigen und adressiert dabei auch *Vor-Ort-Systeme*, unter anderem indem regulatorische Hürden abgebaut und durch die Einführung eines neuen Modells, der „Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung“, ersetzt werden. Mit dem neuen Modell soll die Attraktivität für PV-Anlagen auf Mehrfamilienhäusern und die Partizipation von Mieter:innen gesteigert werden.

Das Fraunhofer-Exzellenzcluster Integrierte Energiesysteme CINES hat untersucht, ob und auf welche Weise Vor-Ort-Systeme zu einer kosteneffizienten und partizipativen Energiewende beitragen können. Im Ergebnis hat Fraunhofer CINES sieben Thesen zu Vor-Ort-Systemen formuliert, die sowohl ökonomische und technische als auch soziale Aspekte der Energiewende adressieren und die Vorteile, aber auch die Grenzen von und Handlungsbedarfe für Vor-Ort-Systeme aufzeigen.

Abbildung 1 fasst die sieben Thesen zu Vor-Ort-Systemen sowie die adressierten ökonomischen, technischen und sozialen Aspekte zusammen. Nachfolgend werden die Thesen kurz erläutert.

## **These 1: Durch Vor-Ort-Systeme können bisher ungenutzte PV-Potenziale erschlossen werden.**

Die Dächer von Mehrfamilienhäusern in Deutschland bieten ein sehr großes Potenzial für eine erneuerbare und verbrauchsnahe Stromerzeugung. Aus verschiedenen Gründen (Mieter-Vermieter-Dilemma, Regulatorik, Bürokratie, Unwirtschaftlichkeit) wurde dieses Potenzial aber bisher noch zu wenig erschlossen [1–3]. Mit der Einführung der „Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung“ im Solarpaket 1 existieren zusammen mit dem Mieterstrommodell und der Volleinspeisung künftig drei wesentliche Modelle für Vor-Ort-Systeme mit PV-Anlagen auf Mehrfamilienhäusern. Aktuelle Analysen von Fraunhofer CINES bestätigen, dass Mieterstrom und die Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung auf kleinen und größeren Mehrfamilienhäusern für die Investor:innen wirtschaftlich attraktiver als die Volleinspeisung sind. Folglich ist davon auszugehen, dass damit tatsächlich bisher ungenutzte PV-Potenziale erschlossen werden können.

These		Key Findings
	<b>These 1:</b> Durch Vor-Ort-Systeme können bisher ungenutzte PV-Potenziale erschlossen werden.	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ EFH: Höhere Dachbelegung durch zusätzliche Einnahmen, bspw. durch Energy Sharing</li> <li>■ MFH: Mieterstrom &amp; Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung attraktiver als Volleinspeisung</li> </ul>
	<b>These 2:</b> Durch Vor-Ort-Systeme können Vor-Ort-Einnahmen generiert werden.	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Stromkosteneinsparungen</li> <li>■ Gewinne lokaler Unternehmen</li> <li>■ Kommunale Steuereinnahmen</li> </ul>
	<b>These 3:</b> Vor-Ort-Systeme ermöglichen auch Mieter:Innen eine Partizipation an der Energiewende.	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Kostenreduktion durch Umsetzung von Konzepten, z.B. Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung oder Balkon-PV</li> <li>■ Ggf. Gewinnbeteiligung an konkreten EE-Projekten, z. B. durch Genossenschaften</li> <li>■ Möglichkeit zur persönlichen und digitalen Vernetzung vor Ort</li> </ul>
	<b>These 4:</b> Vor-Ort-Systeme erschließen große Flexibilitätspotenziale, die ansonsten ungenutzt bleiben.	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Substanzielles Flexibilitätspotenzial in Haushalten: <math>\approx \pm 5</math> kW durch Sektorkopplungsoptionen wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge bei hoher Technologiediffusion</li> <li>■ Ökonomische Vorteile der Flex-Vermarktung in VOS ggü. ortsunabhängiger Vermarktung nur durch Anpassung von Strompreisbestandteilen (z.B. Reduktion Netzentgelte)</li> </ul>
	<b>These 5:</b> Vor-Ort-Systeme stützen das elektrische Versorgungsnetz und können netzdienlich gestaltet und betrieben werden.	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ VOS können netzverträglich betrieben werden &amp; vorgelagertes Energiesystem entlasten</li> <li>■ Einsatz VOS als Netzbetriebsmittel ist denkbar</li> </ul>
	<b>These 6:</b> Vor-Ort-Systeme steigern die Resilienz des Energieversorgungssystems.	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Vor-Ort-Systeme ermöglichen Grund- bzw. Minimalversorgung und erhöhen lokale Energieverfügbarkeit</li> </ul>
	<b>These 7:</b> Vor-Ort-Systeme benötigen eine Netzentgelt-Reform, um noch (Energiewende-) gerechter zu werden.	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Lokaler Verbrauch führt zu einer Entlastung der Stromnetze</li> <li>■ Dynamisierung von Arbeitspreisen böte Anreize zu netzverträglichem Betrieb von Flexibilitätsressourcen</li> </ul>

Abbildung 1 Sieben Thesen zu erneuerbaren Vor-Ort-Systemen im Überblick

## These 2: Durch Vor-Ort-Systeme können Vor-Ort-Einnahmen generiert werden.

Der verstärkte Zubau von Vor-Ort-Systemen auf Basis erneuerbarer Energien führt zu positiven monetären Effekten vor Ort in Form von Stromkosteneinsparungen bei Letztverbrauchern, Gewinnen bei lokal ansässigen Unternehmen und kommunalen Steuern. Während die PV-Gewinne nur im Fall einer lokalen Anlagenbesitzer:in und -betreiber:in lokal einzahlen, sind die Stromkostenvorteile grundsätzlich unabhängig von der lokalen Ansässigkeit und vielmehr vom gewählten Versorgungskonzept und den Tarifbedingungen bestimmt. Im Vergleich fallen die kommunalen Steuern gering aus, u. a. aufgrund von Sonderregelungen. Im Bereich Planung, Installation und Wartung können zusätzliche Einnahmen für Dienstleister vor Ort mit entsprechenden Gewinn- und Steuereffekten entstehen. Die Möglichkeit, vor Ort Einnahmen und Einsparungen aus Vor-Ort-Systemen zu erzielen, ist einer der größten Treiber für die Akzeptanz der Energiewende bei den Bürgerinnen und Bürgern.

## These 3: Vor-Ort-Systeme ermöglichen auch Mieter:innen eine Partizipation an der Energiewende.

Mieterinnen und Mieter haben schon heute – und mit der neuen Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung sowie der bevorstehenden Stärkung des Energy Sharings noch mehr – vielfältige Möglichkeiten an der Energiewende zu partizipieren. Neben der Wahl eines zertifizierten Ökostrom-Tarifs als einfachste Variante gehören dazu je nach Wohnort und Wohnsituation auch das Mieterstrommodell, Regionalstromtarife, Balkon-PV (auch Balkon- bzw. Steckersolargeräte) sowie Bürgerenergiegesellschaften/-genossenschaften, bei denen sie sich direkt an Projekten für erneuerbare Energien beteiligen können. Vorausgesetzt ist bei einigen der Konzepte (bspw. beim Mieterstrom oder der Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung) jedoch die Zustimmung der Eigentümer.

Auch die Eintrittsbarrieren für soziale Partizipation (z. B. durch persönliche Begegnungen in der Nachbarschaft) und Online-Partizipation sind häufig gering. Durch die weitere Verbreitung von Vor-Ort-Systemen können künftig immer mehr Bürgerinnen und Bürger am lokalen Ausbau von Vor-Ort-Systemen

partizipieren. Sie können – passend zur Vielfalt ihrer persönlichen Präferenzen und Möglichkeiten – entweder ökonomisch, finanziell, aktiv mitwirkend, gestaltend (mit zeitlichem Engagement) und/oder sozial partizipieren. Auch Kombinationen der einzelnen Partizipationsvarianten und Vor-Ort-System-Modelle sind möglich. Dabei ist es wichtig, die Gemeinsamkeiten und Unterschiede der verschiedenen Vor-Ort-System-Modelle transparent aufzuzeigen und Komplexität möglichst zu reduzieren, um die Mieter:innen nicht zu überfordern.

#### **These 4: Vor-Ort-Systeme erschließen große Flexibilitätspotenziale, die ansonsten ungenutzt bleiben**

Das kleinteilige Flexibilitätspotenzial in Vor-Ort-Systemen wird zukünftig durch fortschreitende Digitalisierung immer mehr in ein dezentral gesteuertes Energiesystem einfließen. Im Durchschnitt wurde ein Potenzial von +1 kW bis -0,6 kW pro Haushalt im Jahr 2030 ermittelt. Dabei unterliegt das Flexibilitätspotenzial starken tages- und jahreszeitabhängigen Schwankungen. Die Vermarktung der verfügbaren Flexibilität genießt durch die Einbettung in ein Vor-Ort-System keine besonderen Vorteile. Gemeinschaftliche Planung und Betrieb der notwendigen Infrastruktur können jedoch zu Effizienz- und Kostenvorteilen gegenüber Einzelanlagen führen und damit einen Beitrag zur Transformation in ein flexibleres Energiesystem leisten.

#### **These 5: Vor-Ort-Systeme stützen das elektrische Versorgungsnetz und können netzdienlich gestaltet und betrieben werden**

Derzeit werden Vor-Ort-Systeme zur Steigerung des lokalen Verbrauchs lokal bereitgestellter erneuerbarer Energie genutzt (EE-Eigenverbrauch im Einfamilienhaus, Mieterstrom und Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung im Mehrfamilienhaus). Sie könnten jedoch gleichzeitig netzverträglich betrieben werden und dazu beitragen, das vorgelagerte elektrische Netz zu entlasten. Darüber hinaus ist denkbar, Vor-Ort-Systeme als Netzbetriebsmittel zu nutzen und in Netzbetriebsprozesse einzubinden, um auf diese Weise Beiträge für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb zu leisten. Vor diesem Hintergrund erscheint es sinnvoll und effizient, die Möglichkeiten, die Vor-Ort-Systeme bieten, sowohl für einen lokalen Einsatz als auch für das Gesamtenergiesystem zu erschließen und den maximalen Nutzen aus den Möglichkeiten von Vor-Ort-Systemen zu ziehen.

Die Frage, ob Vor-Ort-Systeme Netzausbaubedarfe verringern, ist nach aktueller Studienlage unklar, wobei davon ausgegangen werden kann, dass Vor-Ort-Systeme Netzausbau in der Regel nicht ersetzen können. Notwendige Bedingungen für eine Reduktion von Netzausbaubedarfen sind, dass

Vor-Ort-Systeme lokal verfügbare Flexibilitätsressourcen aktivieren und diese verlässlich zur Verfügung stehen.

#### **These 6: Vor-Ort-Systeme steigern die Resilienz des Energieversorgungssystems**

Vor-Ort-Systeme sind dezentral verteilte Komponenten des Energiesystems, die über den lokalen Nutzen vor Ort hinaus beitragen können, die Resilienz des Energiesystems zu steigern. Sowohl die Möglichkeiten, den Betrieb von Vor-Ort-Systemen netzverträglich zu gestalten und auf Anforderungen des vorgelagerten Energiesystems reagieren zu können, als auch die Möglichkeiten eine lokale Grund- bzw. Minimalversorgung zu ermöglichen, steigert die Resilienz. Beide Möglichkeiten unterstützen die Resilienz-Anforderungen einer höchstmöglichen Unempfindlichkeit des Energiesystems gegenüber äußeren und inneren Einflüssen, die zur Störung der Energieversorgung und Nichterfüllung von Energiebedarfen und Grundbedürfnissen führen.

#### **These 7: Vor-Ort-Systeme benötigen eine Reform der Netzentgeltssystematik, um noch (energiewenden-)gerechter zu werden**

Vor-Ort-Systeme können die Stromnetze bei auftretenden PV-Überschussmengen durch die lokale Eigenstromnutzung entlasten. Auch verbrauchsbedingte Netzlastspitzen werden so gegenüber Strompreis-optimierter Betriebsführung von Flexibilitäten (z. B. Laden von Elektrofahrzeugen) vermieden. Die derzeitige Netzentgeltssystematik führt allerdings dazu, dass durch PV-Eigenstromnutzung die Netzentgelt-Arbeitspreise für alle Netzkunden steigen. Deshalb sollten die Netzentgelte so weiterentwickelt werden, dass der Grundpreisanteil moderat erhöht und der Arbeitspreisanteil für Flexibilitäten orientiert an Netzlastprognosen dynamisiert wird, insbesondere wenn diese aufgrund Spotmarktoptimierter Betriebsweise das Netz zusätzlich belasten. Das würde einen Anreiz bieten, steuerbare Verbraucher, Speicher und Erzeuger netzverträglicher zu betreiben.

# Thesen für die dezentrale Energiewende

Ein klimaneutrales Energiesystem erfordert weiterhin einen enormen Ausbau der erneuerbaren Energien (EE). Im Hinblick auf PV-Dachanlagen besteht hier auf Ein- und Zweifamilienhäusern insbesondere jedoch auf Mehrfamilienhäusern und Nichtwohngebäuden ein hohes und ungenutztes Potenzial. Der EE-Ausbau und damit einhergehend der Ausstieg aus der (steuerbaren) fossilen Stromerzeugung zieht eine hohe Flexibilitätsnachfrage nach sich. Photovoltaikanlagen und mehrheitlich auch Windenergieanlagen sind von Natur aus dezentral. Daher ist es naheliegend, den Flexibilitätsbedarf auch innerhalb dezentraler Konzepte, d. h. im Rahmen intelligenter Vor-Ort-Systeme, zu adressieren. Diese könnten eine Möglichkeit darstellen, um zusätzliche Anreize für den EE-Ausbau und die Partizipation an der Energiewende zu schaffen und gleichzeitig kleinteilige Flexibilitätsressourcen ins Energiesystem zu integrieren. Dabei stellen Vor-Ort-Systeme keinen Gegenentwurf zum aktuellen, zentral organisierten Stromsystem dar, sondern ergänzen dieses kapazitätsseitig sowie system- und netzdienlich.

Ziel dieses Papiers ist es daher, auf Basis eigener Analysen und vorhandener Literatur zu untersuchen, ob und auf welche Weise Vor-Ort-Systeme zu einer kosteneffizienten, partizipativen und gerechten – zu einer in Summe erfolgreichen – Energiewende beitragen können. Vor diesem Hintergrund hat das Fraunhofer Cluster of Excellence Integrated Energy Systems CINES sieben Thesen zu Vor-Ort-Systemen formuliert. Diese Thesen adressieren ökonomische, technische und soziale Aspekte der Energiewende und die Vorteile, aber auch die Grenzen von und die Handlungsbedarfe für Vor-Ort-Systeme.

## Sieben Thesen zu erneuerbaren Vor-Ort-Systemen

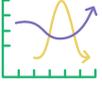
	These 1: Durch Vor-Ort-Systeme können bisher ungenutzte <b>PV-Potentiale</b> erschlossen werden.		These 5: Vor-Ort-Systeme stützen das elektrische Versorgungsnetz und können <b>netzdienlich</b> gestaltet und betrieben werden.
	These 2: Durch Vor-Ort-Systeme können <b>Vor-Ort-Einnahmen</b> generiert werden.		These 6: Vor-Ort-Systeme steigern die <b>Resilienz</b> des Energieversorgungssystems.
	These 3: Vor-Ort-Systeme ermöglichen auch Mieter:innen eine <b>Partizipation</b> an der Energiewende.		These 7: Vor-Ort-Systeme benötigen eine <b>Netzentgelt-Reform</b> , um noch (energiewende-) gerechter zu werden.
	These 4: Vor-Ort-Systeme erschließen große <b>Flexibilitäts</b> potentiale, die ansonsten ungenutzt bleiben.		

Abbildung 2

# Vor-Ort-System - Was ist das?

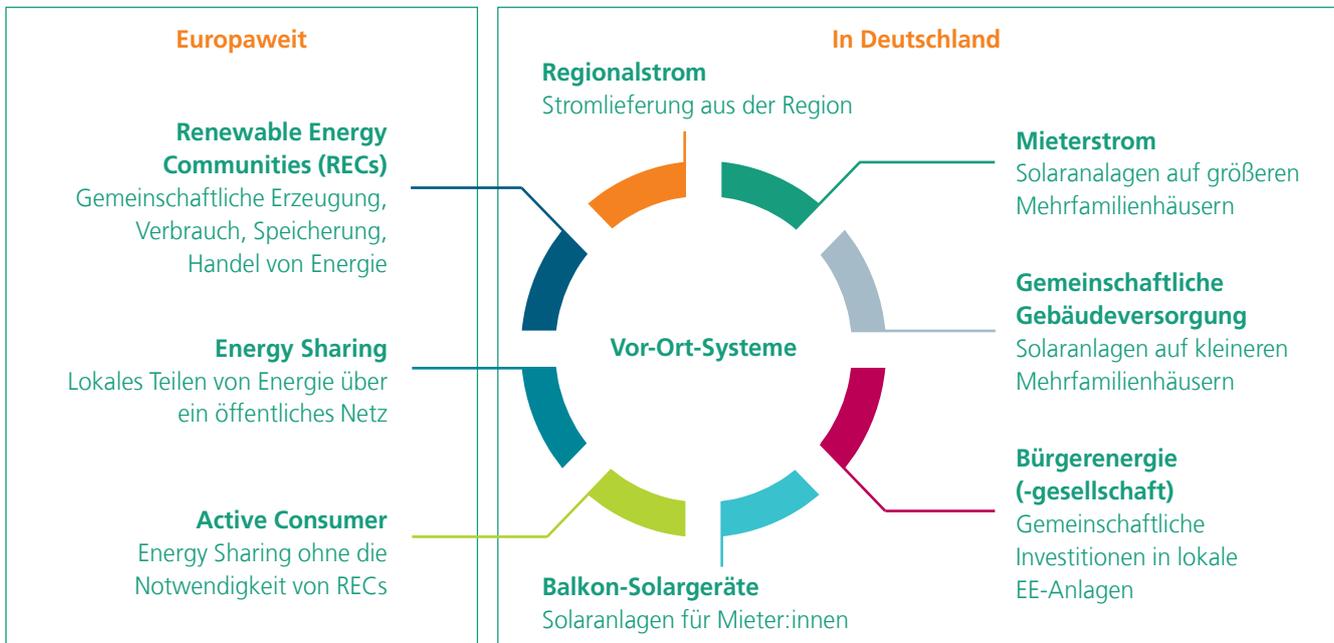


Abbildung 3 Übersicht Vor-Ort-Systeme

Im Kontext der Energiewende gibt es bereits verschiedene Ansätze, wie dezentrale Energieerzeugung und -verbrauch vor Ort zusammenkommen. Regionalstrom wird lokal erzeugt und vermarktet, Bürgerenergiegesellschaften investieren in lokale erneuerbare Energieanlagen. PV-Anlagen auf den Dächern von Wohngebäuden spielen eine entscheidende Rolle bei der Erzeugung von PV-Strom vor Ort. Die verschiedenen Nutzungsmöglichkeiten sind z. B. der Eigenverbrauch mit Überschusseinspeisung, Balkon-PV-Anlagen für Mieter:innen und Mieterstrom und – perspektivisch – auch die Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung. Darüber hinaus stehen Konzepte wie „Active Consumer“ auf europäischer Ebene kurz vor der Umsetzung oder sind wie „Energy Sharing“ in einigen europäischen Ländern bereits realisiert.

## Die genannten Konzepte bieten verschiedene Gestaltungsmöglichkeiten für Vor-Ort-Systeme:

Ein Vor-Ort-System beschreibt den energiewendedenlichen Einsatz von Anlagen zur Erzeugung, Speicherung und Verbrauch von erneuerbarer Energie in räumlicher Nähe.

Unter energiewendedenlichem Einsatz verstehen wir den Ausbau von EE, die EE-Integration, die Steigerung von Beteiligung und Akzeptanz und die Reduktion von Netzbelastungen.

## Vor-Ort-Systeme in Deutschland?

In Deutschland gibt es verschiedene Ausgestaltungen von erneuerbaren Vor-Ort-Systemen, die auf unterschiedliche Weisen energiewendedenlich eingesetzt werden können und im Folgenden vorgestellt werden.

Bei einer Versorgung mit **Ökostrom** wird von den Stromkund:innen ein Stromtarif gewählt, der auf erneuerbaren Energien basiert. Der Marktanteil von Ökostromtarifen in Deutschland betrug im Jahr 2020 bei Haushaltskund:innen 31,3 % und bei Industrie, Gewerbe und anderen Letztverbrauchern 13,8 % [4]. Ökostromtarife tragen je nach Qualität bzw. Zertifizierung auch zum Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei, aber die dahinterliegende Stromerzeugung erfolgt sowohl zeitlich als auch örtlich unabhängig vom Verbrauch und wird somit im Rahmen dieses Papiers nicht als Teil von Vor-Ort-Systemen gesehen.

**Regionalstromtarife** sind eine Variante der Ökostromtarife, bei der Stromkund:innen eine Vollversorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien aus ihrer Region erhalten. Das Regionalnachweisregister ermöglicht seit dem 1. Januar 2019 die Ausstellung von Regionalnachweisen gemäß § 79a EEG 2023 für Anlagenbetreiber:innen, die ihren Strom nach § 20 EEG 2023 direkt vermarkten. Dies ermöglicht eine genaue Zuordnung des EEG-geförderten Stroms zu Vertrieben und

Verbraucher:innen für die Belieferung mit regionalem Grünstrom innerhalb eines Umkreises von 50 km um den Postleitzahlenbereich der Letztverbraucher:innen [5]. Die im Jahr 2021 entwerteten Regionalnachweise entsprachen einer Stromlieferungsmenge von 572,3 GWh, was gleichbedeutend mit einem Regionalstromabsatz von rund 1 TWh war. Diese Menge entspricht ca. 334.000 Haushalten mit einem durchschnittlichen Jahresverbrauch von 3.000 kWh und macht ca. 2,2 % des gesamten Ökostromabsatzes an Haushaltskund:innen aus [5, 6].

Eine bereits etablierte Art von Vor-Ort-Systemen sind **PV-Aufdachanlagen** zur Eigenversorgung. Hier ist eine Überschusseinspeisung möglich. Viele Anlagen sind bedarfsorientiert dimensioniert, so dass die verfügbaren Dachflächen bei der Installation der PV-Module häufig nicht vollständig genutzt werden und somit nicht das gesamte Potenzial ausgeschöpft wird.

Ein regulatorisches Vor-Ort-Konzept, das seit 2017 als Konzept für PV-Anlagen auf Mehrfamilienhäusern gefördert wird und Jahr für Jahr an Bedeutung gewonnen hat, ist das **Mieterstrommodell**. Dabei liefert der Betreiber oder die Betreiberin der PV-Anlage den selbst erzeugten Strom je nach Verfügbarkeit und Bedarf an die Letztverbraucher:innen des Gebäudes. Der Anlagenbetreiber fungiert somit als Stromlieferant für die Hausbewohner:innen – auch für die Beschaffung des nicht von der PV-Anlage erzeugten Stromes – und ist verpflichtet, die entsprechenden gesetzlichen Auflagen einzuhalten. Einen Überblick über die Zusammenhänge und Konstellationen im Mieterstrommodell gibt Abbildung 4. Im Rahmen des Mieterstrommodells gilt für den Eigenverbrauch aktuell ein Zuschlag

gemäß § 48a EEG 2023 von 2,48 ct/kWh. Der Strompreis darf maximal 90 % des örtlichen Grundversorgungstarifs betragen und das Programm ist auf PV-Anlagen mit einer Leistung von bis zu 100 kWp beschränkt. Die ursprünglichen Erwartungen der Bundesregierung sahen einen Zubau von bis zu 500 MW pro Jahr für Photovoltaikanlagen in Gebäuden oder Haushalten vor [7]. Bis Mitte 2022 wurden jedoch nur 60 MW durch Mieterstromprojekte realisiert. Das kürzlich verabschiedete Solarpaket sieht vor, dass Mieterstrom künftig auch für Gewerbegebäude und Nebenanlagen wie Garagen gefördert wird, sofern der erzeugte Strom vor Ort verbraucht wird, ohne ins Netz eingespeist zu werden. Diese Änderung ermöglicht eine Zusammenfassung mehrerer Anlagen und reduziert so übermäßige technische Anforderungen, die bisher oft in Wohnquartieren ein Hindernis waren [8].

Ähnlich wie beim Mieterstrom soll die **gemeinschaftliche Gebäudeversorgung** Bewohner:innen von Mehrfamilienhäusern die Möglichkeit bieten, Strom aus einer gemeinsamen PV-Anlage auf dem Dach zu beziehen. Sie soll dabei eine bürokratiearme Alternative zum Mieterstrom darstellen. Die Endkund:innen schließen hierfür einen Gebäudestromnutzungsvertrag und einen individuellen Reststromvertrag mit einem Energieversorgungsunternehmen (EVU) ab. Abbildung 5 zeigt das Konzept der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung und macht vor allem die Rolle der Bewohner:innen und ihre Verbindung zu den EVU deutlich. Es ist keine staatliche Förderung vorgesehen, der Strompreis für den Strombezug aus der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung kann frei festgelegt werden. Die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung ist nicht auf Wohngebäude beschränkt und erfordert

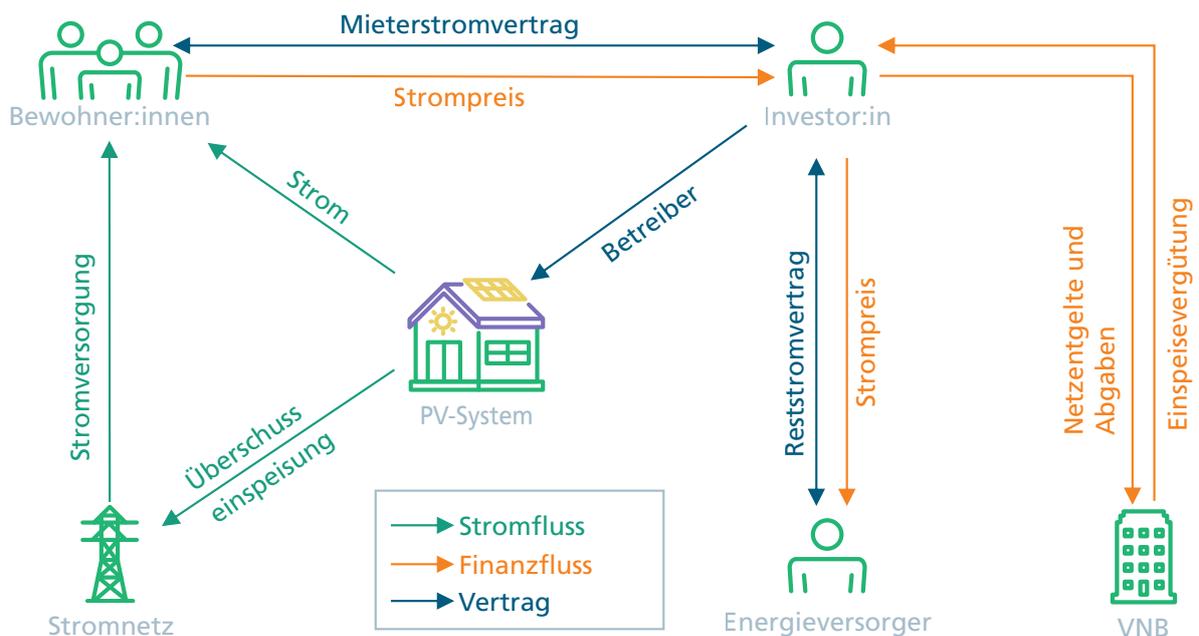


Abbildung 4 Konzept und Rollen beim Mieterstrommodell

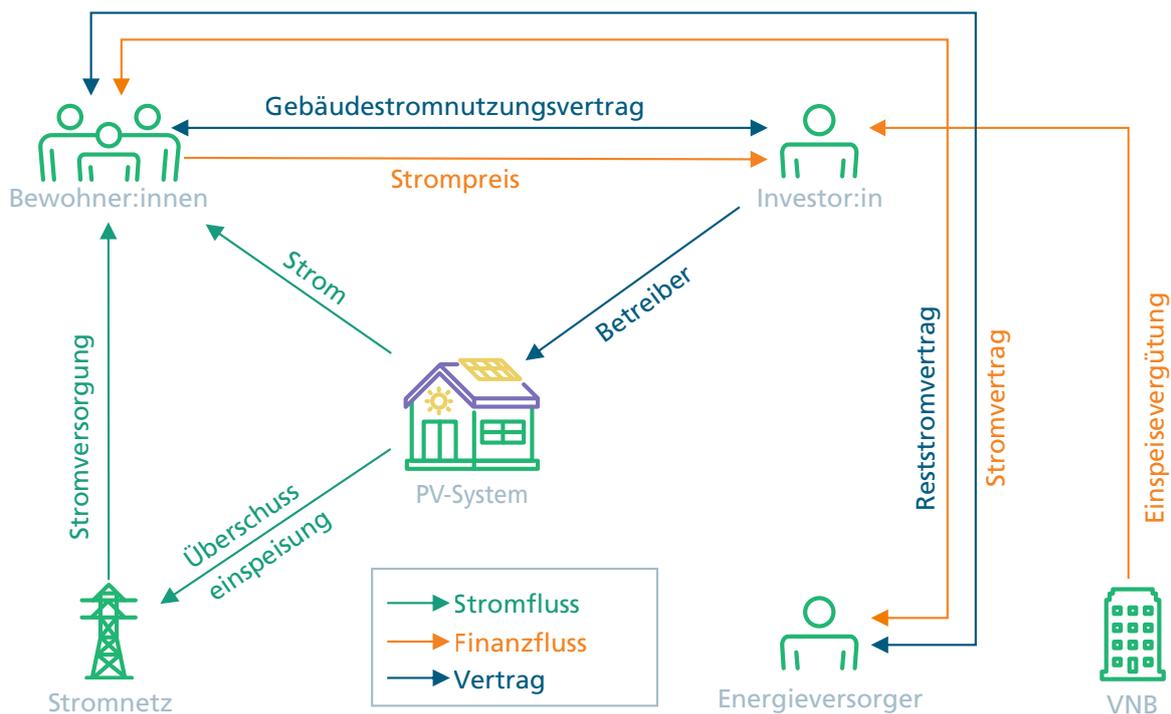


Abbildung 5 Konzept der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung

das Vorhandensein intelligenter Messsysteme zur Aufteilung in 15-Minuten-Intervalle. Nach dem Solarpaket 1 werden insgesamt ca. 100.000 Gebäude mit Mieterstrom und gemeinschaftlicher Gebäudeversorgung erwartet, wobei ca. 80 % der Gebäude für die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung vorgesehen sind.

**Energy Sharing** im Sinne einer bürokratiearmen gemeinschaftlichen Nutzung von Strom aus individuellen EE-Anlagen über den Netzanschlusspunkt hinaus ist im deutschen Recht aktuell nicht möglich (siehe dazu auch „Vor-Ort-Systeme in der EU“ auf Seite 11).

Die **Bürgerenergie (-gesellschaft)** ermöglicht es Privatpersonen, sich unabhängig von ihrem Wohnort mit eigenem Kapital an erneuerbaren Energien in Form von Energiegenossenschaften oder anderen Bürgerenergiegesellschaften zu beteiligen. Bürgerenergiegesellschaften nach dem EEG müssen bestimmte Kriterien erfüllen, z. B. mindestens 50 natürliche Personen als stimmberechtigte Mitglieder oder Anteilseigner, wobei mindestens 75 % der Stimmrechte von natürlichen Personen im Umkreis von 50 km um die EE-Anlage gehalten werden müssen. Neben natürlichen Personen sind nur kleine und mittlere Unternehmen (KMU) und Kommunen stimmberechtigt. Einzelne Mitglieder oder Anteilseigner dürfen nicht mehr als 10 % der Stimmrechte halten. Die Regelungen für Bürgerenergiegesellschaften betreffen die Teilnahme an Ausschreibungen für erneuerbare Energien. Bürgerenergie, insbesondere in

Form von Energiegenossenschaften, wird als Beteiligungsform verstanden. Sie ist kein spezifisches Konstrukt für Vor-Ort-Systeme, da die räumliche Nähe von Erzeugung und Verbrauch nicht zwingend gegeben ist. Dennoch ist eine Kombination mit Vor-Ort-System-Konzepten möglich, z. B. durch die Bereitstellung von Mieterstrom durch eine Energiegenossenschaft.

Durch die Nutzung eines eigenen **Balkon-Solargerätes** erhalten auch Mieter:innen die Möglichkeit, individuell in eine eigene Stromerzeugungsanlage für den Eigenverbrauch zu investieren. Unter dem Begriff »Stecker-Solargeräte« werden in Deutschland kleine PV-Anlagen mit einer maximalen Wechselrichterleistung von 600 Watt verstanden. Es wird geschätzt, dass über 250.000 solcher Anlagen mit einer Gesamtleistung von etwa 100 MW installiert sind, wobei rund 120.000 im Marktstammdatenregister registriert sind [9]. Mit dem Solarpaket 1 sollen bürokratische Hürden für PV-Balkonanlagen abgebaut werden. Die Voranmeldung beim Netzbetreiber entfällt und die Registrierung im Marktstammdatenregister erfordert nur noch wenige, einfach einzugebende Daten. Die Inbetriebnahme von Balkonsolargeräten ist auch ohne Zweirichtungszähler möglich und alte Rückwärtszähler werden in der Übergangsphase toleriert. Die neuen Regelungen zielen auch darauf ab, dass Balkon-PV-Anlagen über normale Steckdosen angeschlossen werden können [8]. Das im Solarpaket 1 angenommene Zubaupotenzial wird auf ca. 200.000 Stecker-Solargeräte pro Jahr geschätzt.



## Vor-Ort-Systeme in der EU

Im europäischen Kontext haben sich noch weitere Ansätze zur dezentralen Energieerzeugung und -nutzung entwickelt. Dazu gehören die Konzepte des Energy Sharing, der Renewable Energy Communities (REC) und des Active Consumers. Diese Ansätze spielen neben den in Deutschland bereits diskutierten Vor-Ort-Systemen eine zunehmend wichtige Rolle bei der Umgestaltung des Energiemarktes und der Förderung nachhaltiger Energieprojekte auf lokaler Ebene.

Die **Renewable Energy Communities (RECs)** sind ein zentrales Element der europäischen Energiewende und wurden 2018 ins Leben gerufen. Diese Gemeinschaften befinden sich in unmittelbarer Nähe zu Erneuerbare-Energien-Erzeugungsanlagen und ermöglichen es den Bürger:innen, gemeinsam Energie zu erzeugen, zu verbrauchen, zu speichern, zu handeln und zu teilen. Neben der Stromerzeugung können RECs auch Wärme nutzen und umfassen eine Vielzahl von Teilnehmer:innen, darunter Privatpersonen, kleine und mittelständische Unternehmen sowie lokale öffentliche Institutionen. RECs können verschiedene Formen annehmen, wie z. B. Vereine, Partnerschaften, Genossenschaften oder Gesellschaften mit beschränkter Haftung. Obwohl sie sich nicht an groß angelegten kommerziellen Aktivitäten im Energiesektor beteiligen dürfen, können RECs selbst als Stromhandelsunternehmen auftreten, um ihre Aktivitäten zu unterstützen. Das Hauptziel von RECs ist es, ökologische, wirtschaftliche, soziale und nicht-finanzielle Vorteile für ihre Mitglieder zu schaffen. RECs können in verschiedenen Bereichen tätig sein, einschließlich Erzeugung, Versorgung, Verbrauch, Aggregation, Energiespeicherung, Dienstleistungen für erneuerbare Energien oder das Laden von Fahrzeugen. Sie dürfen jedoch keine Verteilernetze besitzen, bauen, kaufen oder pachten, haben aber Anspruch auf einen diskriminierungsfreien Zugang zu allen Strommärkten.

**Energy Sharing** bezeichnet die gemeinschaftliche Erzeugung und Nutzung von Strom in einem räumlichen Kontext, ohne

die Beteiligung klassischer Intermediäre. Nach EU-Vorgaben soll Energy Sharing die gemeinschaftliche Nutzung von Strom fördern und den Aufbau von gemeinschaftlich agierenden Eigenversorgern, erneuerbare Energien- und Bürgerenergie-Gemeinschaften ermöglichen. In einigen EU-Ländern wird Energy Sharing gezielt gefördert, z. B. durch reduzierte oder erlassene Netzentgelte, Energy Sharing-Prämien oder die Gleichstellung mit der gemeinschaftlichen Versorgung in Gebäuden. Durch monetäre Vorteile soll die Energiewende auch für vulnerable Haushalte und Mieter:innen leichter zugänglich gemacht werden. Kritikpunkte umfassen jedoch, dass die Beteiligung in bestehenden Konzepten oft zu wenig berücksichtigt wird und eine netzentlastende Wirkung nur unzureichend belegt ist.

Mit der Novelle der Elektrizitätsmarkttrichtlinie<sup>1</sup> wird die Möglichkeit für **Active Consumer** eingeführt das Energy Sharing zu betreiben, ohne Teil einer REC zu sein. Es gibt sogenannte »Energy Sharing Organizer«, die als externe Dienstleister das Energy Sharing für Active Consumer organisieren, inklusive Kommunikation, Vertragswesen, Abrechnung und Installation. Darüber hinaus ist vorgesehen, dass der Verteilnetzbetreiber eine einfache und sichere Abrechnung von Energy Sharing und externer Energie gewährleistet und diese mindestens monatlich zur Verfügung stellt. Außerdem fungiert der Verteilnetzbetreiber als zentrale Anlaufstelle für Energy Sharing („one contact point“). Die Mitgliedsstaaten sollen Musterverträge für Energy Sharing bereitstellen, während die EU-Kommission weitere Leitlinien vorlegen wird, um ein faires Umfeld zwischen aktiven Verbrauchern und RECs zu schaffen.

<sup>1</sup> Richtlinie (EU) 2024/1711 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 zur Änderung der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union, Amtsblatt der EU, 26.06.2024, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:32024L1711>



# These 1: Durch Vor-Ort-Systeme können PV-Potenziale erschlossen werden.

PV-Anlagen mit Voll- oder Teileinspeisung auf selbstgenutzten Einfamilienhäusern sind in Deutschland millionenfach verbreitet. Jedoch wird unter Umständen aufgrund von Eigenverbrauchsoptimierung nicht das gesamte Dachpotenzial ausgenutzt [4]. Dächer von Mehrfamilienhäusern bieten ein bisher weitgehend ungenutztes Potenzial für den PV-Ausbau [1].

Durch Vor-Ort-Systeme könnten diese bisher ungenutzten PV-Potenziale erschlossen werden. Zur Prüfung der These wird untersucht, wo derzeit Potenziale ungenutzt bleiben und welche bestehenden Hemmnisse existieren, die einen vollständigen Ausbau bisher verhinderten. Dazu wird eine Wirtschaftlichkeitsanalyse verschiedener Modelle durchgeführt. Diese soll aufzeigen, ob die Umsetzung der untersuchten Konzepte zu finanziellen Vorteilen für Investor:innen und Teilnehmer:innen führt.

## Erschließung PV-Potenziale auf Einfamilienhäusern

Einfamilienhäuser stellen aktuell den Standardfall für den Ausbau privater PV-Anlagen in Deutschland dar. Die rechtlichen und organisatorischen Hürden sind gering und die verfügbare Dachfläche steht grundsätzlich in einem günstigen Verhältnis zur Anzahl der Bewohner:innen und damit dem

Stromverbrauch. Während für Investor:innen die Wirtschaftlichkeit im Vordergrund steht, ist aus energiesystemischer Sicht ein Ausschöpfen des vorhandenen Potenzials und damit eine Vollbelegung der Dachflächen anzustreben. Eine vollständige Ausnutzung einer Dachfläche erfolgt jedoch in den meisten Fällen nur dann, wenn dies für Investoren bzw. Eigentümer betriebswirtschaftlich attraktiv ist. Für die Untersuchung, ob dank Vor-Ort-Systemen bisher ungenutzte PV-Potenziale erschlossen werden können, wird daher die Wirtschaftlichkeit ausgewählter Anwendungsfälle analysiert. Dazu wird die Wirtschaftlichkeit einer Anlage im Folgenden durch ihren Kapitalwert repräsentiert und dessen Maximierung als Zielgröße angenommen.

Entscheidende Parameter für die Wirtschaftlichkeit sind Systempreise, Strompreise, die Einspeisevergütung sowie die Stromnachfrage des Haushalts. Im Falle einer teilweise fremdfinanzierten Anlage können Zahlungen für Tilgung und Zinsen weitere Einflussfaktoren sein.

Für diese Untersuchung durchgeführte Berechnungen zeigen, dass eine vollständige Belegung der nutzbaren Dachfläche unter den aktuellen Rahmenbedingungen nicht immer die wirtschaftlich sinnvollste Option darstellt. Die hohen Strompreise, insbesondere der Jahre 2022 und 2023, führten zu entsprechend hohen Ersparnissen aus dem vermiedenen Strombezug, doch hohe Investitionen wirken dem entgegen. Ein gesteigerter Stromverbrauch durch zusätzliche Verbraucher wie Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge begünstigt größere Anlagen, die individuell optimale Belegung ist dennoch vom Zusammenspiel aller Einflussgrößen abhängig.



Um den PV-Ausbau weiterhin zu fördern und eine Vollbelegung anzureizen, können neben bekannten Instrumenten wie der Einspeiseprämie oder staatlicher Förderprodukte zukünftige Ausgestaltungen von Energy-Sharing-Modellen eine zusätzliche Erlösoption darstellen. Erzeugter und nicht selbst verbrauchter PV-Strom wird an teilnehmende Mitglieder verkauft. Übersteigt dieser Preis die Einspeiseprämie und liegt unterhalb des allgemeinen Stromtarifs, sind Vorteile für Produzent:innen und Konsument:innen gegeben. Die Umsetzbarkeit und Attraktivität sowie der Erfolg bei der Steigerung des PV-Ausbaus werden hier jedoch stark von der regulatorischen Ausgestaltung abhängen und können noch nicht abgeschätzt werden.

Abbildung 6 zeigt beispielhaft die Entwicklung des Kapitalwerts in Abhängigkeit der relativen Dachbelegung für vollständige Eigen- und teilweise Fremdfinanzierung. Angenommen werden ein Strompreis von 40 ct/kWh, Einspeisevergütung von 8,2 ct/kWh, spezifische Investitionsausgaben von 1.500 €/kWp und ein Haushaltsstromverbrauch von 6.000 kWh. Bei

Eigenfinanzierung ergibt sich der maximale Kapitalwert bei einer Belegung von 80 %. Wird die Hälfte der Anfangsinvestition über Kreditaufnahme finanziert, so liegt das Optimum bei lediglich 50 %.

### Erschließung PV-Potenziale auf Mehrfamilienhäusern

Dächer von Mehrfamilienhäusern bieten ein bisher weitgehend ungenutztes Potenzial für den PV-Ausbau [10]. Dies ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass Eigenverbrauch aufgrund fehlender Personenidentität nicht möglich und bestehende Instrumente im Mehrfamilienhaus, bspw. das Mieterstrommodell, mit hohem administrativem Aufwand verbunden sind. Mehr als die Hälfte aller Deutschen wohnt zur Miete [12], mehrheitlich in Mehrfamilienhäusern. Im Ende April 2024 verabschiedeten Solarpaket 1 versucht der Gesetzgeber die regulatorischen Hürden durch die Einführung eines neuen Modells, der „gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung“ (GG), deutlich

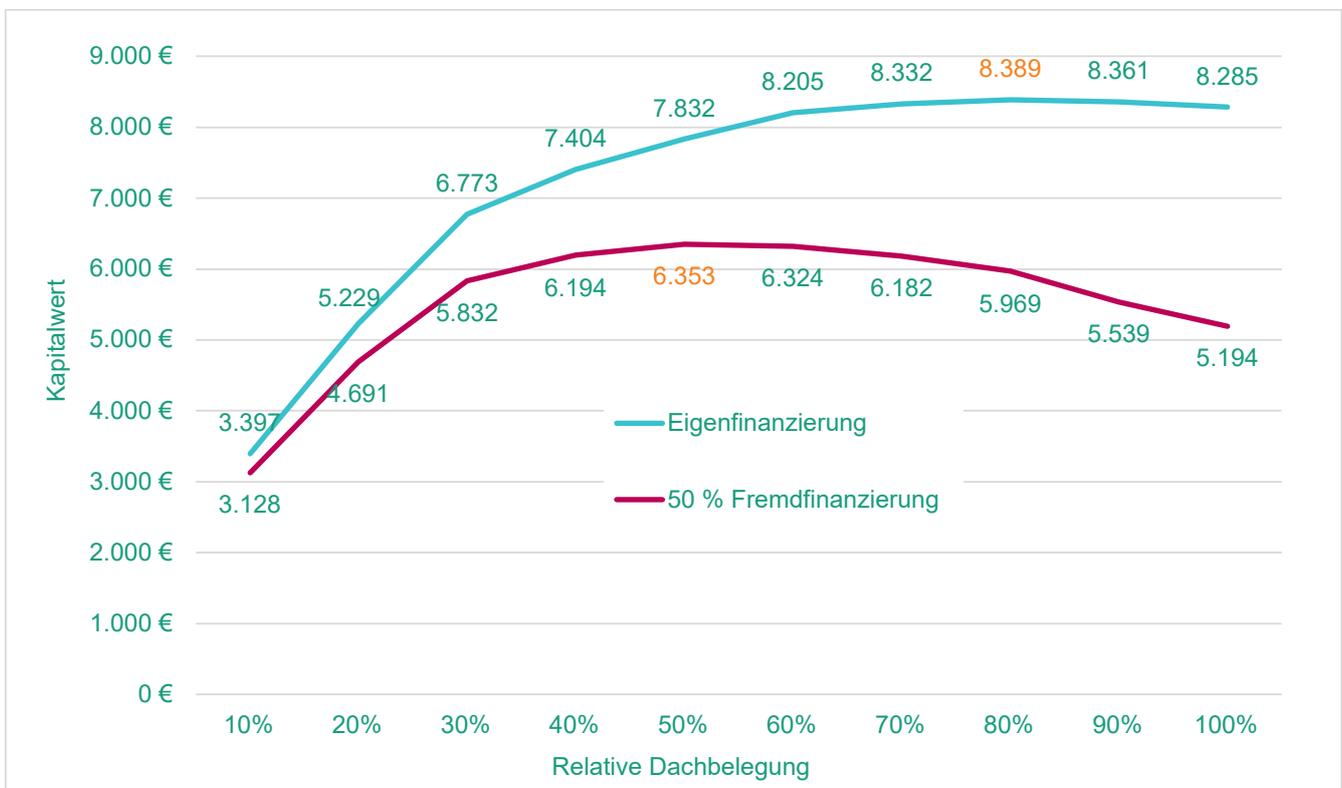


Abbildung 6 Kapitalwert in Abhängigkeit der relativen Dachbelegung



zu reduzieren. Die Bewohner:innen von Mehrfamilienhäusern können dadurch Strom aus einer gemeinsamen PV-Anlage auf dem Dach beziehen und vor Ort nutzen, wobei die erzeugte Energie anteilig auf die Teilnehmer:innen verteilt wird. Dieses Konzept soll eine bürokratiearme Alternative zum herkömmlichen Mieterstrom darstellen, da beispielsweise die Melde- und Transparenzpflichten aus dem EnWG entfallen. Dennoch ist die Errichtung der PV-Anlage zunächst vom Gebäudeeigentümer bzw. der Eigentümergemeinschaft umzusetzen oder zu genehmigen.

Es existieren somit in Zukunft drei mögliche regulatorische Konzepte für eine PV-Integration auf Dächern von Mehrfamilienhäusern: Volleinspeiseanlage, Mieterstrommodell und Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung (statischer oder dynamischer Aufteilungsschlüssel). Der statische Aufteilungsschlüssel ordnet in jedem Zeitschritt den zuvor festgelegten Anteil der PV-Energie einer Partei zu. Der dynamische Schlüssel ordnet einen individuellen Teil proportional zum Gesamtverbrauch zu. Entscheidend für die Erschließung der PV-Potenziale ist die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Modelle. In einer Wirtschaftlichkeitsanalyse wurden die Modelle für drei verschiedene Mehrfamilienhäuser und verschiedenen Variablen, wie spezifischen Investitionskosten, verglichen. Die wirtschaftliche Betrachtung erfolgt aus Perspektive der Betreiber:innen. Um eine Beteiligung der Bewohner:innen an den Modellen zu fördern, wird für Mieterstrom und GG ein resultierender Strompreis von 90% des durchschnittlichen Netzbezugsstrompreises angenommen.

In Abbildung 7 sind die Kapitalwerte der Investitionen für die drei Gebäudetypen über die vier Modelle und steigende spezifische Investitionskosten aus Investorenperspektive dargestellt. Zunächst wird ein Referenzfall betrachtet, in dem ein durchschnittlicher Strompreis von 42,29 ct/kWh [11], spezifische Investitionskosten von 1.300 €/kWp und ein Fremdkapitalanteil von 80 % angenommen wird [12]. Die steigenden Gewinne bei steigender Anzahl an Mietparteien in der dynamischen GG sind insbesondere durch den höheren Eigenverbrauch zu erklären. Bei der statischen GG ist der Eigenverbrauch konstant über Gebäudetypen und erzielt somit nahezu ähnliche Gewinne für die Gebäudetypen. Das Mieterstrommodell ist für kleine Gebäude kaum attraktiv, wird aber für größere Mehrfamilienhäuser zur bevorzugten Variante. Grund dafür sind geringere Strombezugskosten je kWh aufgrund der steigenden Nachfragemenge und potenziellen Skaleneffekten bei der Abrechnung. Die Betrachtung über die unterschiedlichen Mehrfamilienhäuser-Größen legitimiert die Existenz beider Modelle [13, 14].

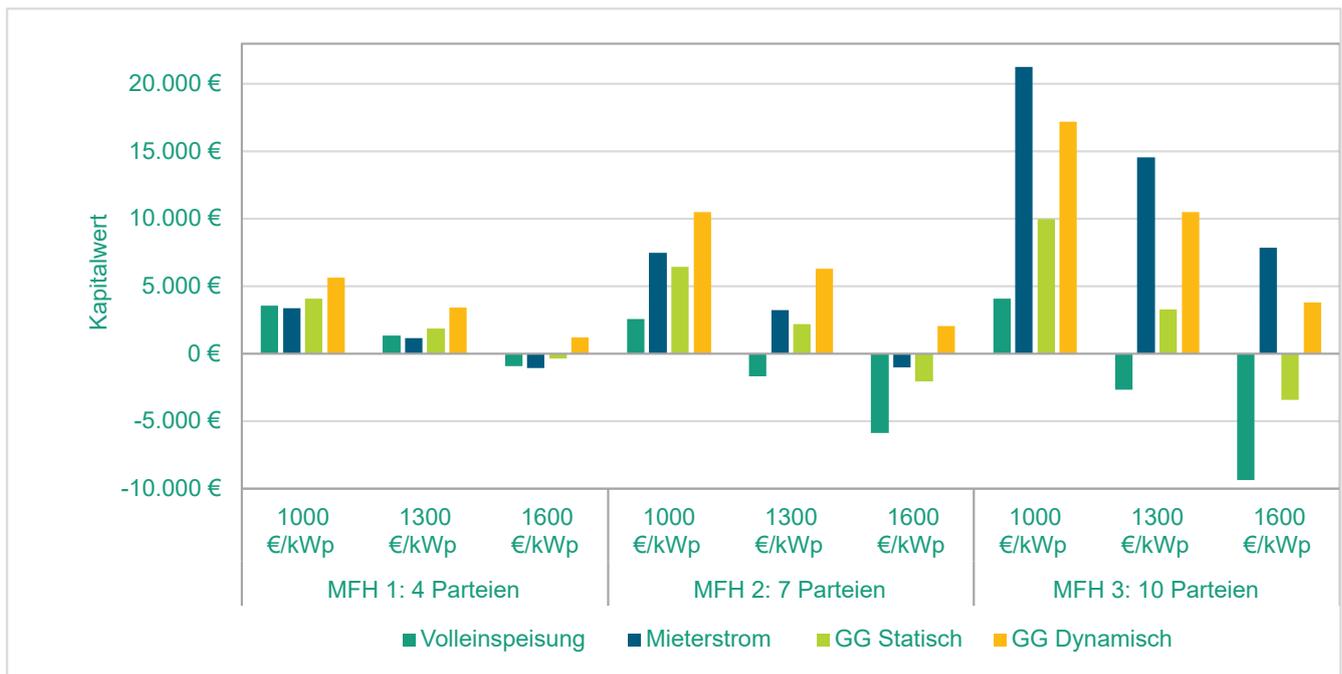


Abbildung 7 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse für verschiedene Gebäudetypen und spezifische Investitionskosten aus Investorensicht

## Fazit

Die Dächer von Mehrfamilienhäusern in Deutschland bieten ein sehr großes Potenzial für eine erneuerbare und verbrauchsnahe Stromerzeugung. Aus verschiedenen Gründen (Mieter-Vermieter-Dilemma, Regulierung, Bürokratie, Unwirtschaftlichkeit) wurde dieses Potenzial aber bisher noch zu wenig erschlossen. Mit der Einführung der „gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung“ im Solarpaket 1 existieren zusammen mit dem Mieterstrommodell und der Volleinspeisung künftig drei wesentliche Modelle für Vor-Ort-Systeme mit PV-Anlagen auf Mehrfamilienhäusern. Aktuelle Analysen von Fraunhofer CINES bestätigen, dass Mieterstrom und die Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung auf kleinen und größeren Mehrfamilienhäusern für die Investor:innen wirtschaftlich attraktiver als die Volleinspeisung sind. Folglich ist davon auszugehen, dass damit tatsächlich bisher ungenutzte PV-Potenziale erschlossen werden können.

Auf MFH sind das Mieterstrommodell und die Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung wirtschaftlich attraktiver als eine Volleinspeiseanlage. Die Attraktivität der Modelle ist insbesondere abhängig von der Gebäudegröße und den spezifischen Investitionskosten. Für kleinere Gebäude ist die Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung das Modell der Wahl. Für größere Gebäude sind Mieterstrommodelle lukrativer. Bei hohen spezifischen Investitionskosten rentiert sich insbesondere ein Mieterstrommodell auf größeren MFH.



## These 2: Durch Vor-Ort-Systeme können Vor-Ort-Einnahmen generiert werden.

Messbare positive wirtschaftliche Effekte vor Ort sind im Zusammenhang mit erneuerbaren Energien ein zentraler Treiber für die Akzeptanz der Energiewende, insbesondere in Bezug auf konkrete Projekte [15, 16]. Zugleich ist die finanzielle Teilhabe ein wichtiger Aspekt der Partizipation von Bürgerinnen und Bürgern im Kontext der Energiewende [17]. Neben den Wertschöpfungseffekten auf regionaler und kommunaler Ebene durch neue Arbeitsplätze, zusätzliches Geschäft für lokal ansässige Unternehmen und damit einhergehende kommunale Einnahmen können Vor-Ort-Systeme einen zusätzlichen Beitrag zu den finanziellen Vorteilen vor Ort leisten [18, 19].

Durch Vor-Ort-Systeme könnten sich Vor-Ort-Einnahmen in Form von Stromkostensparnissen, zusätzlichen Gewinnen bei lokal ansässigen Unternehmen sowie von kommunalen Steuern realisieren lassen. Um aufzuzeigen, auf welche Art und Weise diese Einnahmearten entstehen und sie zueinander ins Verhältnis zu setzen, werden die drei Vor-Ort-Versorgungskonzepte Mieterstrom, statische und dynamische gemeinschaftliche Gebäudeversorgung untereinander und mit der Vollversorgung ohne ein Vor-Ort-System verglichen. Als Beispiel dient das in These 1 geschilderte Mehrfamilienhaus mit vier bzw. zehn Wohnparteien.

### Definition von Vor-Ort-Einnahmen

Vor-Ort-Einnahmen werden hier als zusätzliche Einnahmen verstanden, die bei lokalen Akteuren durch die Umsetzung eines Vor-Ort-Systems entstehen. Unter der Prämisse, dass die Installation der PV-Anlage erst durch die Umsetzung eines Vor-Ort-Versorgungskonzepts ermöglicht wird, werden sämtliche positiven monetären Effekte vor Ort als zusätzliche Einnahmen gegenüber einer Vollversorgung (ohne PV-Anlage) eingeordnet. Bei der Quantifizierung wird an das Konzept der Wertschöpfung angeknüpft.

Vor-Ort-Einnahmen werden hier als zusätzliche Einnahmen verstanden, die bei lokalen Akteuren durch die Umsetzung eines Vor-Ort-Systems entstehen. Unter der Prämisse, dass die Installation der PV-Anlage erst durch die Umsetzung eines Vor-Ort-Versorgungskonzepts ermöglicht wird, werden sämtliche positiven monetären Effekte vor Ort als zusätzliche Einnahmen gegenüber einer Vollversorgung (ohne PV-Anlage)

eingeordnet. Bei der Quantifizierung wird an das Konzept der Wertschöpfung angeknüpft.

Die örtliche Wertschöpfung durch erneuerbare Energien lässt sich anhand von drei wesentlichen Elementen quantifizieren: Unternehmensgewinne, Steuern und Einkommen [20, 21]. Für das vorgehend besprochene Vor-Ort-System-Beispiel eines Mehrfamilienhauses mit einem Mieterstrommodell oder gemeinschaftlicher Gebäudeversorgung kommen folgende Arten von Vor-Ort-Einnahmen in Betracht:

- Gewinne lokal ansässiger Unternehmen im Zusammenhang mit dem Vor-Ort-System. Das betrifft auf der einen Seite den Anlagenbetrieb und auf der anderen Seite Planung, Installation und Wartung. Letzteres kann u. a. durch lokale Dienstleister erfolgen.
- Steuereinnahmen der Gemeinde, in welcher sich das Vor-Ort-System befindet
- Stromkostensparnis bei Letztverbrauchern (Bewohner:innen des Mehrfamilienhauses)<sup>2</sup>

Diese Arten der Vor-Ort-Einnahmen wurden zunächst für den Fall quantifiziert, dass die PV-Anlage durch ein lokal ansässiges

<sup>2</sup> Zu erwähnen sind ebenfalls Einkommen lokaler Eigenkapitalgeber, die sich an Besitz und Betrieb der PV-Anlage beteiligen. Da die tatsächlichen Einnahmen lokal ansässiger Eigenkapitalgeber stark unternehmensabhängig sind, wird hier darauf nicht weiter eingegangen. Weiterhin entstehen bei Arbeitnehmer:innen vor Ort Einkommen aus zusätzlicher Beschäftigung. Trotz der Bedeutung neuer Arbeitsplätze fallen die monetären Effekte – bezogen auf ein kleines bis mittleres Mehrfamilienhaus – vernachlässigbar gering aus und werden daher nicht weiter besprochen.



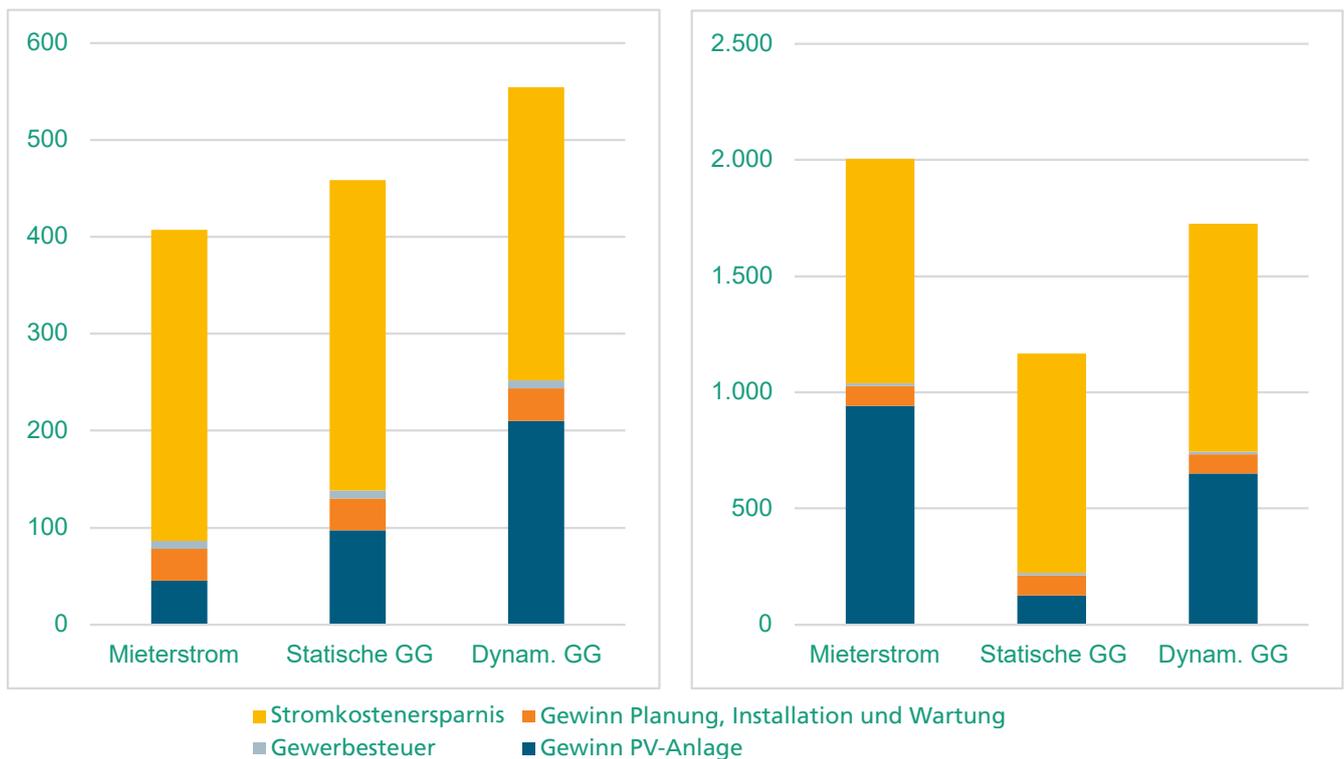


Abbildung 8 Vor-Ort-Einnahmen bei lokalem PV-Investor: Mehrfamilienhaus mit vier (links) und zehn Parteien (rechts) [€/a]

Unternehmen umgesetzt und betrieben wird. Im nächsten Schritt wird der tatsächliche Lokalisierungsgrad des Anlagenbesitzers und -betreibers berücksichtigt. Das genauere Vorgehen und die dahinterliegenden Annahmen sind im Anhang aufgeführt.

### Einnahmearten unter Berücksichtigung des Lokalisierungsgrades des PV-Investors

In Abbildung 8 sind die betrachteten Einnahmearten pro Vor-Ort-System (Mehrfamilienhaus mit vier bzw. zehn Parteien) auf Jahresbasis dargestellt. Dadurch wird ein Vergleich monetärer Effekte für verschiedene Akteure – Letztverbraucher:innen, EE-Anlagenbetreiber:innen und Gemeinden – untereinander möglich, die ansonsten für sich und unter verschiedenen Gesichtspunkten bewertet werden. Selbst im Fall einer lokal ansässigen Anlagenbesitzer:in und -betreiber:in machen die annahmegemäß erzielbaren Stromkosteneinsparungen den überwiegenden Anteil aller Vor-Ort-Einnahmen aus, wobei die Unternehmensgewinne vom gewählten Versorgungskonzept abhängig sind. Wie in These 1 dargestellt ist der geringere Gewinn bei Mieterstrom in einem Vierparteienhaus auf hohe fixe Abrechnungskosten für dieses Vor-Ort-System-Konzept zurückzuführen. Mit dem steigenden Stromverbrauch bei dem größeren Mehrfamilienhaus steht Mieterstrom aufgrund von Skaleneffekten beim Strombeschaffungspreis und der Abrechnung attraktiv dar. Je nach Versorgungskonzept und

angebotenen Endkundenpreis besteht eine Wechselwirkung zwischen den Unternehmensgewinnen aus der PV-Anlage und Stromkostensparnissen bei den Letztverbrauchern.

Kommunale Steuereinnahmen fallen im Vergleich sehr gering aus. Dies wird zusätzlich durch Sonderregelungen bei der Gewerbesteuer verstärkt, die allgemein für EE-Anlagen unabhängig vom Sitz der Anlagenbetreiberin gelten.

Jedes der drei betrachteten Versorgungskonzepte kann entweder durch einen lokalen Akteur (bspw. eine in der Standortgemeinde ansässige Energiegenossenschaft oder eine Eigentümergemeinschaft des Mehrfamilienhauses) oder ein überregional tätiges Unternehmen – etwa einen Großkonzern im Contracting-Modell – umgesetzt werden. Abbildung 9 zeigt am Beispiel von 100 Mehrfamilienhäusern mit jeweils zehn Parteien die Entwicklung der Einnahmearten, wenn die Anlagenbesitzer:in und -betreiber:in nur zu 50 % statt 100 % lokal ist. Der fiktiv angenommene Lokalisierungsgrad<sup>3</sup> soll gleichzeitig die Vielfalt möglicher Eigentümerstrukturen und Betreibermodelle inkl. Contracting sowie eine gemischte Kapitalstruktur abbilden.<sup>4</sup>

<sup>3</sup> Vgl. [22]: In der Studie zu lokalen Wertschöpfungseffekten erneuerbarer Energien wurden für die Planung, Installation und Wartung Annahmen zu lokaler Ansässigkeit des Dienstleistungsunternehmens je nach Stadtgröße zwischen 50 und 100 % angenommen (50 % bei einer Kleinstadt, 75 % bei einer kleinen Mittelstadt und 100 % bei einer großen Mittelstadt).

<sup>4</sup> Dies gilt auch für den hier nicht näher betrachteten Fall von Energy Sharing.

Entsprechend der pauschalen Annahme, dass lokal ansässige Anlagenbesitzer:innen und -betreiber:innen, im Vergleich zu überregionalen Akteuren verstärkt lokale Dienstleister beauftragen (siehe Anhang), schlägt sich der reduzierte Lokalitätsgrad nur bei PV-Gewinnen eins-zu-eins durch. Installateure, Wartungs- und andere Dienstleister vor Ort würden auch dann von zusätzlichen PV-Anlagen profitieren,

wenn Vor-Ort-Systeme durch nicht-lokale Akteure umgesetzt werden, wenngleich in einem geringeren Umfang. Die Kostenvorteile für Letztverbraucher:innen sind im betrachteten Beispiel unabhängig vom Lokalitätsgrad der Betreiber:in.

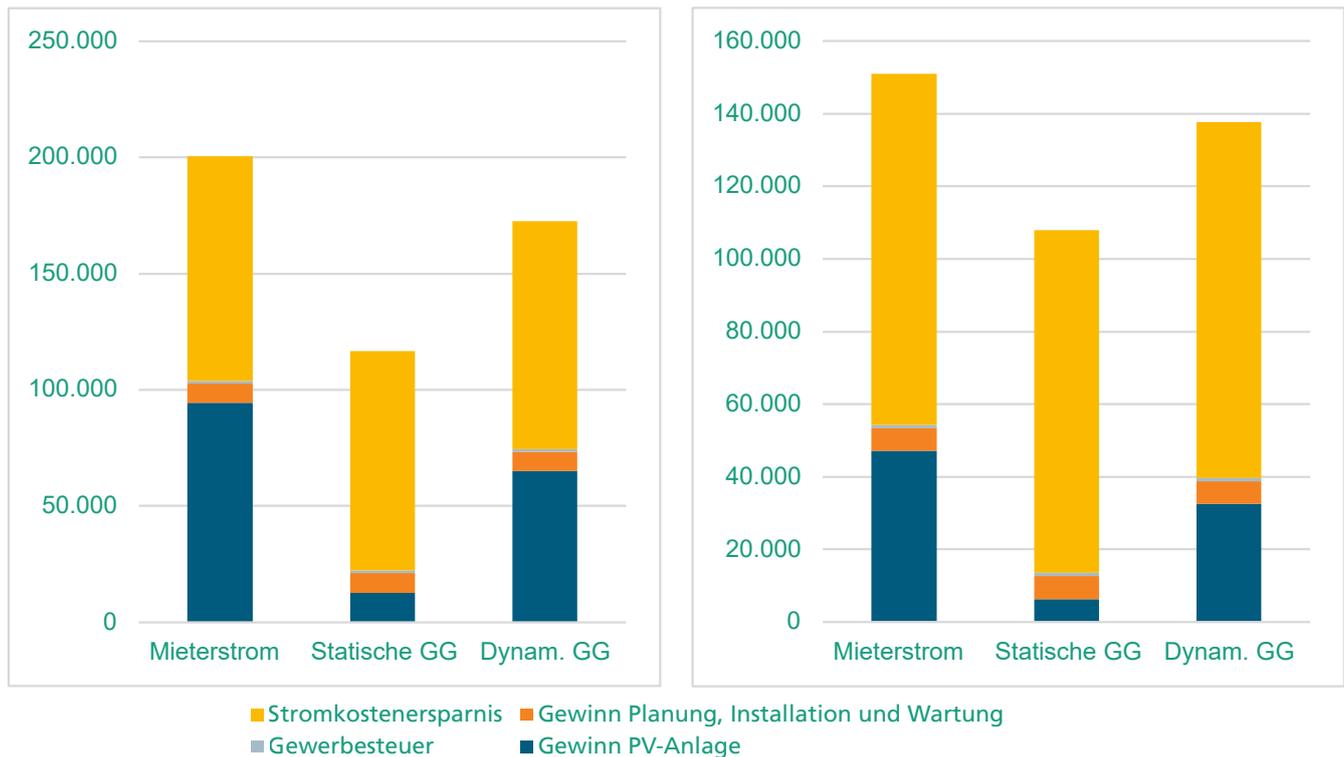


Abbildung 9 Vor-Ort-Einnahmen bei 100 Mehrfamilienhäusern mit zehn Parteien: Lokale Ansässigkeit 100 % (links) und 50 % (rechts) [€/a]

## Fazit

- Der verstärkte Zubau von Vor-Ort-Systemen auf Basis erneuerbarer Energien führt zu positiven monetären Effekten vor Ort in Form von Stromkosteneinsparungen bei Letztverbrauchern, Gewinnen bei lokal ansässigen Unternehmen und kommunalen Steuern. Während die PV-Gewinne nur im Fall einer lokalen Anlagenbesitzer:in und -betreiber:in lokal einzahlen, sind die Stromkostenvorteile grundsätzlich unabhängig von der lokalen Ansässigkeit und vielmehr vom gewählten Versorgungskonzept und den Tarifbedingungen bestimmt.
- Im Vergleich fallen die kommunalen Steuern gering aus, u. a. aufgrund von Sonderregelungen.
- Im Bereich Planung, Installation und Wartung können zusätzliche Einnahmen für Dienstleister vor Ort mit entsprechenden Gewinn- und Steuereffekten entstehen.
- Die Möglichkeit, vor Ort Einnahmen und Einsparungen aus Vor-Ort-Systemen zu erzielen, ist einer der größten Treiber für die Akzeptanz der Energiewende bei den Bürgerinnen und Bürgern.



# These 3: Vor-Ort-Systeme ermöglichen auch Mieter:innen eine Partizipation an der Energiewende

Neben Gebäudeeigentümer:innen stehen zunehmend auch Mieter:innen im Fokus, wenn es um eine erfolgreiche und inklusive Energiewende geht. Angesichts eines hohen Mieter:innen-Anteils in der deutschen Wohnstruktur birgt diese Akteursgruppe ein bedeutendes Potenzial für die Energiewende, das bisher nicht ausreichend gehoben wird. Insbesondere kann eine verstärkte Mieter:innen-Partizipation die Akzeptanz von erneuerbare Energien-Projekten erhöhen und Voraussetzungen für zusätzlichen EE-Ausbau schaffen (insbesondere Dach-PV).

## Mieter:innen-Partizipation: Begriff, Aspekte und Bewertungskriterien

In der Akzeptanz- und Partizipationsforschung im Kontext der Energiewende stellt sich die Partizipation als ein interdisziplinärer und vielschichtiger Begriff dar, so dass dessen Inhalt auf den Kontext der Fragestellung und die fachliche Ausrichtung der Betrachtung zugeschnitten werden muss [17]. In Anlehnung an die in [17] identifizierten Partizipationsaspekte lassen sich folgende Bewertungskriterien für die Mieter:innen-Partizipation ableiten:

1. Ökonomische und finanzielle Beteiligung
  - Besitz bzw. Anteile an EE-Anlagen und damit einhergehende Gewinnbeteiligung;
  - Sonstige monetäre Vorteile (bspw. Einsparungen bei Stromkosten)
  - Lokale Wertschöpfung
2. Soziale Partizipation
  - Beteiligung an Initiativen usw.
3. E-Partizipation
  - Online-Netzwerke und -Initiativen
4. Governance
  - Beteiligungs- und Gestaltungsmöglichkeit
5. Verhalten
  - Entscheidungen zu Energieversorgung
  - Steuerung eigenen Energieverbrauchs

Ergänzend wird der Aufwand von Mieter:innen bewertet, der mit der Wahrnehmung einer Partizipationsmöglichkeit einhergeht. Zuletzt wird das Potenzial des Beteiligungskonzepts berücksichtigt, je nachdem, ob dessen Nutzung Mieter:innen frei zur Verfügung steht. Die eingangs vorgestellten Vor-Ort-Konzepte und weitere Partizipationsinstrumente werden nun

hinsichtlich der geschilderten Partizipationsaspekte qualitativ bewertet. Zum Vergleich wird auch Ökostrom als die gängigste Möglichkeit erneuerbaren Strom zu beziehen anhand dieser Aspekte eingeordnet.

## Bewertung von Beteiligungsoptionen für Mieter:innen bzgl. der Partizipationsaspekte

**Ökostrom:** Im Fall einer Vollversorgung mit Ökostrom besteht das aktive, energiewendedienliche Tätigwerden der Stromkunden lediglich in der Wahl eines Stromtarifs auf Basis erneuerbarer Energien. Dabei gehen die Mietenden keine Kapitalbeteiligung an den EE-Anlagen ein. Entsprechend werden sie nicht an den damit erwirtschafteten Gewinnen beteiligt und können nicht bei unternehmerischen Entscheidungen mitbestimmen. Dabei werden keine besonderen Voraussetzungen für die soziale bzw. Online-Partizipation geschaffen. Da grundsätzlich keine EE-Anlagen vor Ort zugebaut werden, fehlt es an positiven Effekten für die lokale Wertschöpfung, die bei allen anderen Beteiligungsoptionen durch neue Erzeugungskapazitäten entstehen. Hinsichtlich des Aufwandes aus



Stromkundensicht lässt sich Ökostrom als ein Rundum-sorglos-Angebot bezeichnen, welches jedermann zur Verfügung steht.

**Mieterstrom:** Beim Mieterstromkonzept ist keine Kapital- und Gewinnbeteiligung von Mietenden vorgesehen, es sei denn es handelt sich um eine Energiegenossenschaft, worauf noch gesondert eingegangen wird. Die Mitbestimmung ist auf die grundlegende Entscheidung für die Belieferung mit Mieterstrom beschränkt und somit kaum ausgeprägt. Die Hausgemeinschaft kann beim Mieterstrommodell als Grundlage für soziale Initiativen dienen, auch digitale Vernetzung und verschiedene Formen von Online-Partizipation sind in diesem Rahmen denkbar, aber nicht notwendig. Da der Mieterstromanbieter die Vollversorgung des Stromkunden übernimmt, entsteht für Letztere kein zusätzlicher Aufwand im Vergleich zu Ökostrom oder Regionalstrom.

**Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung:** Die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung bietet ähnliche Partizipationsmöglichkeiten wie Mieterstrom. Dabei ist aufgrund der vereinfachten Abwicklung von vergleichsweise geringeren Betriebskosten auszugehen, was sich – je nachdem wie sie an die Stromkunden durchgereicht werden – in tendenziell einer etwas höheren Stromkosteneinsparung für Mietende äußert. Neben dem Stromvertrag mit dem Betreiber der Gebäudeanlage benötigen Stromkund:innen einen weiteren Stromvertrag für ihren Reststrombedarf. Dadurch entsteht ein leicht höherer Aufwand im Vergleich zu Vollversorgung durch ein EVU.

**Energy Sharing:** Je nach beteiligten Akteuren kann das Energy Sharing verschiedene Partizipationsformen beinhalten. Hier wird der Grundfall betrachtet, dass Mietende ausschließlich als Stromverbraucher agieren und durch die Teilnahme am Energy Sharing ihren Netzbezug reduzieren. Sollte das Energy Sharing in Form von Bürgerenergie umgesetzt sein, werden dadurch zusätzliche Partizipationsmöglichkeiten eröffnet, auf die nachfolgend eingegangen wird. Die finanzielle Beteiligung wird in Form von Stromkosteneinsparung realisiert. Auch die Mitbestimmung und soziale Partizipation gestalten sich ähnlich wie bei Mieterstrom und gemeinschaftlicher Gebäudeversorgung. Die Besonderheit besteht in der notwendigen digitalen Vernetzung von Energy-Sharing-Mitgliedern, die eine Online-Partizipation erleichtern könnte.

**Bürgerenergie:** Bürgerenergie in Form einer Energiegenossenschaft oder einer anderen Bürgerenergiegesellschaft bietet Privaten unabhängig von Eigentum am Wohnraum die Möglichkeit, sich mit eigenem Kapital an EE-Anlagen zu beteiligen, was auch eine Gewinnbeteiligung und Mitbestimmung durch Stimmrechte beinhaltet. Eine Energiegenossenschaft kann noch weiterreichende Mitbestimmungsmöglichkeiten bieten, da jedes Mitglied dabei unabhängig vom eingebrachten Kapital gleiche Stimmrechte hat. Die Ausübung der Stimmrechte bzw.

Teilnahme an Entscheidungsprozessen geht mit einem zusätzlichen Zeitaufwand einher, wobei die tatsächliche Wahrnehmung dieser Rechte den Genossenschaftsmitgliedern freisteht.

**Regionalstrom:** Die finanzielle Beteiligung erfolgt bei Regionalstrom je nach Anbieter und dessen Marketingkonzept durch den Abschluss eines Regionalstromtarifs mit wahlweise höheren oder niedrigeren Stromkosten im Vergleich zu sonstigen (Öko-)Stromtarifen<sup>5</sup> und ist auf den eigenen Stromverbrauch begrenzt. Dafür handelt es sich dabei genauso um ein Rundum-Sorglos-Produkt wie bei der Ökostrom-Vollversorgung und beim Mieterstrom. Die Reichweite dieser Beteiligungsmöglichkeit hängt entscheidend davon ab, ob am Wohnort der Mieter oder der Mieterin ein entsprechendes EVU-Angebot verfügbar ist, was durch die Mieter:innen nicht aktiv beeinflusst werden kann – aber als Problematik genauso auch auf Mieterstrom, die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung oder Energy Sharing zutrifft. Im Vergleich zu den beiden erst genannten Alternativen hat Regionalstrom jedoch den Vorteil, dass Mieter:innen über ihren Strombezug unmittelbar am EE-Ausbau in ihrer Region (50 km Umkreis um den Wohnort) partizipieren können. Andere Partizipationsaspekte sind bei Regionalstrom nicht ausgeprägt.

**Balkon-Solar:** Durch die Nutzung des eigenen Balkons für ein Steckersolargerät erhalten Mietende die Möglichkeit in eine eigene Stromerzeugungsanlage zu investieren, Gewinne (= Kosteneinsparungen beim Strombezug) aus deren Betrieb zu erwirtschaften und eigenständige Entscheidungen in diesem Zusammenhang zu treffen. Die Beschaffung und Installation einer Solar-Anlage ist mit einem persönlichen Aufwand verbunden. Der Abschluss eines Stromvertrages ist vergleichbar mit der Situation einer Vollversorgung.

Die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung, das Energy Sharing und Balkon-PV setzen Anreize für die Steuerung des eigenen Energieverbrauchs, wobei diese bei Energy Sharing potenziell stärker ausgeprägt sein dürften. Den dafür notwendigen Rahmenbedingungen widmet sich These 7.

Zum Vergleich verschiedener Vor-Ort-Konzepte ist in Abbildung 10 die qualitative Bewertung von Partizipationsmöglichkeiten auf der Skala von 1 bis 3 grafisch dargestellt.

<sup>5</sup> Günstiger, wenn der Regionalstromanbieter die günstigen Stromgestehungskosten aus seinen EE-Anlagen anteilig an die Stromkunden weiterreicht. Teurer, wenn der Regionalstromtarif als Premiumprodukt vermarktet wird. Hier gibt es Parallelen zu Erzeugnissen aus regionaler (Öko-)Landwirtschaft, welche je nach Vertriebsweg und Marketingkonzept (z. B. Bio-Supermarkt, Wochenmarkt, Direktverkauf am Hof) manchmal günstiger und manchmal teurer sind, als die vergleichbaren, nicht regionalen Produkte.

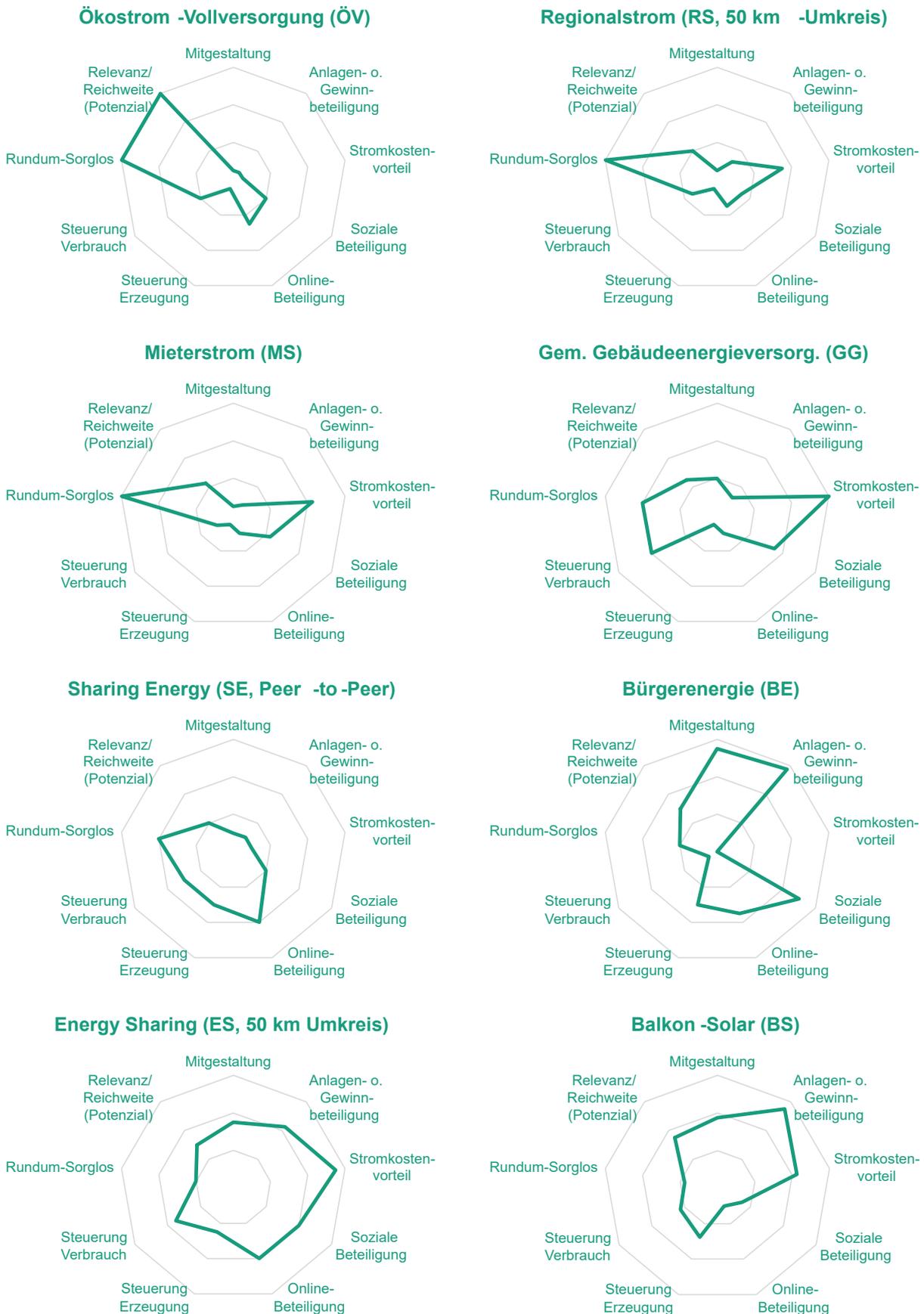


Abbildung 10 Qualitative Bewertung von Partizipationsmöglichkeiten für Mieter:innen

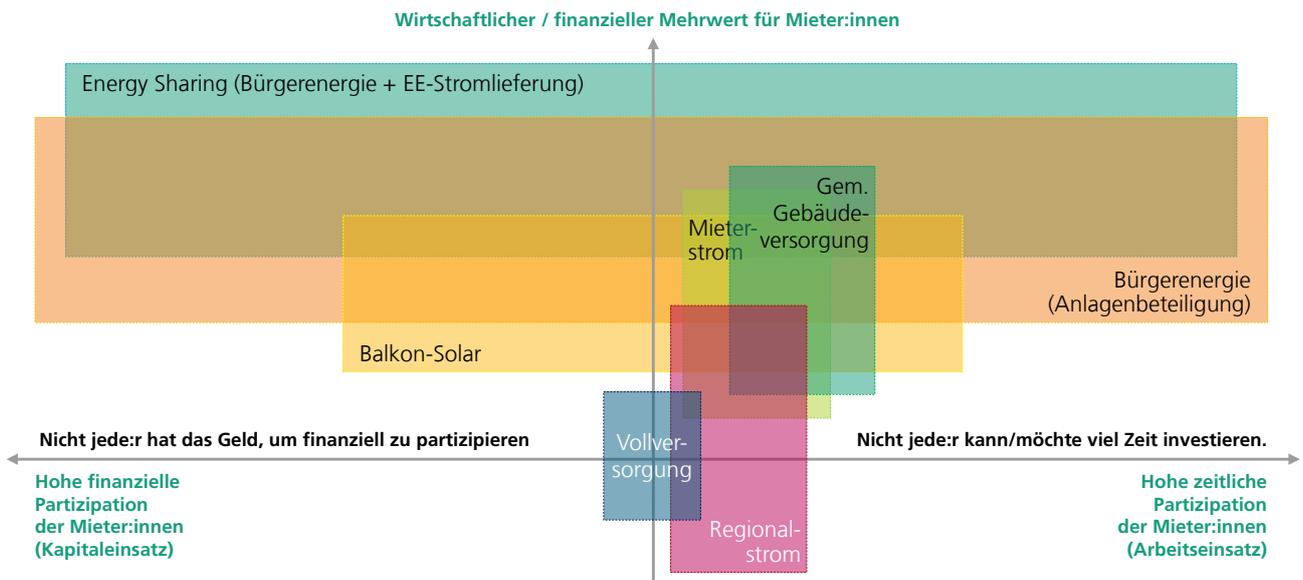
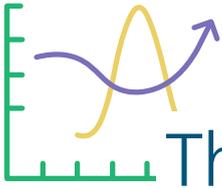


Abbildung 11 Merkmale verschiedener Vor-Ort-System-Konzepte aus Mieter:innensicht

## Fazit

Mieterinnen und Mieter haben schon heute – und mit der neuen gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung sowie der bevorstehenden Stärkung des Energy Sharings noch mehr – vielfältige Möglichkeiten an der Energiewende zu partizipieren. Neben der Wahl eines zertifizierten Ökostrom-Tarifs als einfachste Variante gehören dazu je nach Wohnort und Wohnsituation auch das Mieterstrommodell, Regionalstromtarife, Balkon-PV (auch Balkon- bzw. Steckersolargeräte) sowie Bürgerenergiegesellschaften/-genossenschaften, bei denen sie sich direkt an Projekten für erneuerbare Energien beteiligen können. Vorausgesetzt ist bei einigen der Konzepte (bspw. beim Mieterstrom oder der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung) jedoch die Zustimmung der Eigentümer.

Auch die Eintrittsbarrieren für soziale Partizipation (z. B. durch persönliche Begegnungen in der Nachbarschaft) und Online-Partizipation sind häufig gering. Durch die weitere Verbreitung von Vor-Ort-Systemen können künftig immer mehr Bürgerinnen und Bürger am lokalen Ausbau von Vor-Ort-Systemen partizipieren. Sie können – passend zur Vielfalt ihrer persönlichen Präferenzen und Möglichkeiten – entweder ökonomisch, finanziell, aktiv mitwirkend, gestaltend (mit zeitlichem Engagement) und/oder sozial partizipieren. Auch Kombinationen der einzelnen Partizipationsvarianten und Vor-Ort-System-Modelle sind möglich. Dabei ist es wichtig, die Gemeinsamkeiten und Unterschiede der verschiedenen Vor-Ort-System-Modelle transparent aufzuzeigen und Komplexität möglichst zu reduzieren, um die Mieter:innen nicht zu überfordern.



# These 4: Vor-Ort-Systeme erschließen große Flexibilitätspotenziale, die ansonsten ungenutzt bleiben

Ein vielfach angeführtes Argument für den Nutzen von Vor-Ort-Systemen ist, dass diese bisher ungenutzte Flexibilitätspotenziale erschließen können. Um dies zu beurteilen, wird im Folgenden zunächst die Flexibilität eines Vor-Ort-System in Form eines Wohnquartiers quantifiziert. Anschließend werden derzeit vorhandene Erlösoptionen für diese Flexibilität betrachtet und bezüglich ihrer wirtschaftlichen Attraktivität eingeordnet.

## Quantifizierung von Flexibilität in Vor-Ort-Systemen

Vor-Ort-Systeme können in unterschiedlichen Ausprägungen vorliegen. Sowohl ihre Größe als auch technologische Zusammensetzung sind nicht fest definiert. Die Quantifizierung von Flexibilität findet hier am Beispiel eines Wohnquartiers statt. Flexibilität wird dabei nachfolgend als Potenzial zur Änderung der Leistung und zeitlichen Verschiebung von Energie definiert.

Das theoretische Potenzial wird aus der Simulation zweier Wohnquartiere mit jeweils 1.550 Wohneinheiten bzw. Haushalten abgeleitet, welche den zeitlichen Verlauf von flexibler Leistung und Energie eines Jahres in 15-minütiger Auflösung bestimmt. Dabei stehen folgenden Technologieoptionen zur Verfügung: Elektroauto, PV-Batteriesystem, Wärmepumpe mit Speicher und Haushaltsgeräte (Geschirrspüler, Waschmaschine, Trockner, Kühl- und Gefriergeräte). Verglichen wird ein Quartier vollständiger Technologiedurchdringung, d. h. jedes Gebäude verfügt über sämtliche Technologien, mit einem durchschnittlichen innerdeutschen Wohnquartier, wie es im Jahr 2030 zu erwarten wäre. Die Sanierungsraten beider Gebäudepools wurden dabei so gewählt, dass der spezifische Heizbedarf [kWh/m<sup>2</sup>a] beider Quartiere im Mittel identisch ist. Das Flexibilitätspotenzial wird zusätzlich unterschieden in das maximale Potenzial, definiert durch die Aggregation aller Speicher, sowie das nutzbare Potenzial, welches laufende Anlagen und reale Speicherfüllstände berücksichtigt.

Die Ergebnisse zeigen ein durchschnittlich nutzbares Leistungspotenzial von +5,7 und -4,9 kW pro Wohneinheit im Szenario maximaler Technologiediffusion, das sich auf +1 und -0,6 kW pro Wohneinheit für das Durchschnittsquartier reduziert. In einem Mehrfamilienhaus mit zehn Parteien kann die Hausanschlussleistung somit um durchschnittlich +10 bzw. -6 kW verändert werden. Dabei spielen jedoch tageszeitliche und saisonale Schwankungen eine große Rolle. Während

die Verfügbarkeit von Elektrofahrzeugen vor allem untertägig variiert, unterliegen Wärmepumpen und deren Speicher jahreszeitlichen Schwankungen, sodass hier im Winter kaum abschaltbare Last vorhanden ist und im Sommer lediglich der Trinkwarmwasserbedarf flexibilisiert werden kann. Details zur Untersuchung sind in Fischer et al. zu finden.

In den folgenden zwei Abbildungen ist das durchschnittliche nutzbare Potenzial für einen Winter- und einen Sommermonat dargestellt. In Abbildung 12 für ein Durchschnittsquartier 2030 und in Abbildung 13 für ein Gebäude maximaler Technologiedurchdringung.

**In einem Mehrfamilienhaus mit 10 Parteien im Jahr 2030 könnte die Hausanschlussleistung durchschnittlich um +10/-6 kW verändert werden.**

## Erschließung und Vermarktung von Flexibilität

Neben der quantitativ verfügbaren und damit zunächst nur theoretisch nutzbaren Flexibilität spielen deren Erlösmöglichkeiten eine entscheidende Rolle für die Hebung des Potenzials. Im Rahmen von Vor-Ort-Systemen stellt sich die Frage, inwieweit Vorteile bei der Erschließung und Vermarktung dieser Flexibilität gegenüber Optionen außerhalb solcher Systeme bestehen.

Bereits heute können dezentrale Einzelanlagen sowohl erzeuger- als auch lastseitig zu virtuellen Kraftwerken aggregiert werden und damit in Märkten agieren, die ansonsten nicht erschlossen werden könnten. Dabei ist es jedoch unerheblich, wo die Anlagen verortet sind und ob sie tatsächlich in räumlicher Nähe zueinanderstehen.

Das Anreizsignal zum Einsatz der verfügbaren Flexibilität beruht auf der rein marktlichen Angebots- und

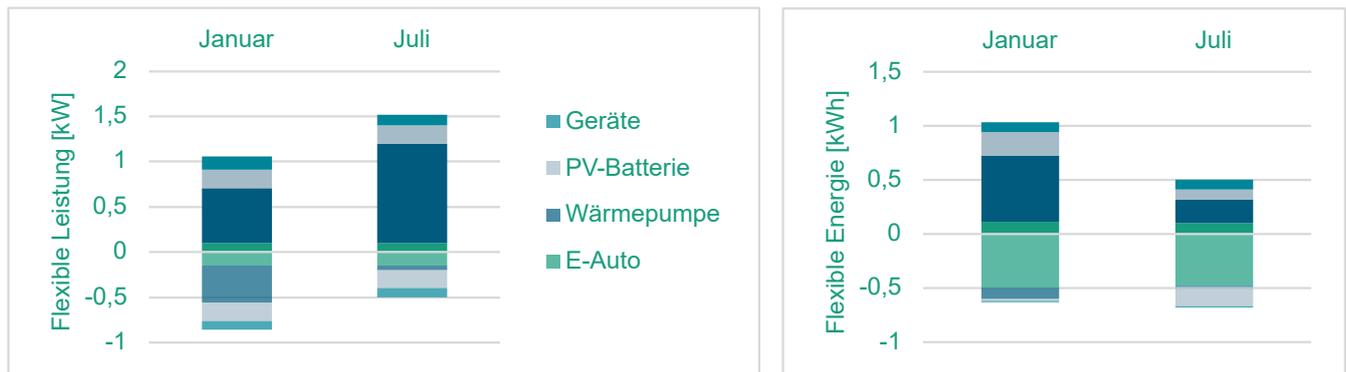


Abbildung 12 Durchschnittlich abrufbare flexible Leistung (links) und flexible Energie (rechts) pro Wohneinheit eines Durchschnittsquartiers 2030.

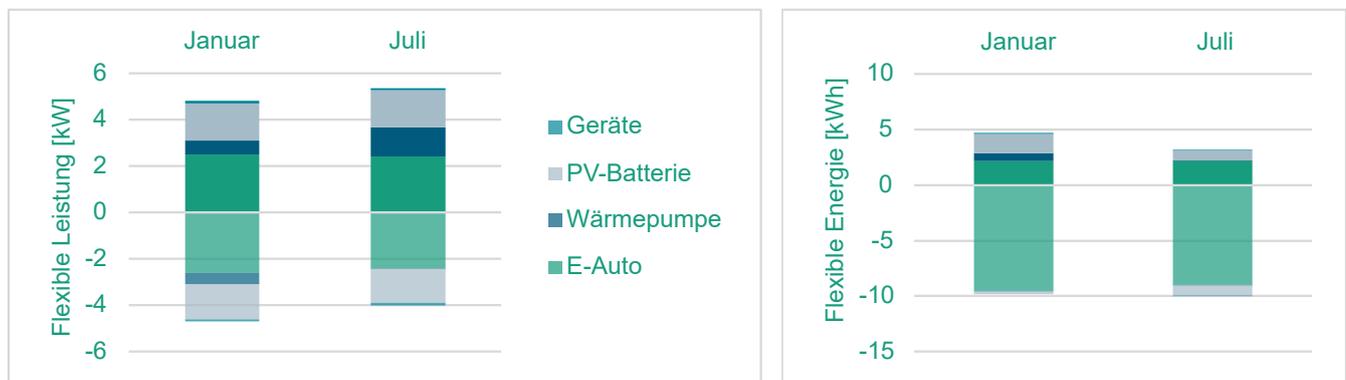


Abbildung 13 Durchschnittlich abrufbare flexible Leistung (links) und flexible Energie (rechts) pro Wohneinheit eines Gebäudes mit maximaler Technologiedurchdringung.

Nachfragesituation und lässt die räumliche Komponente außen vor. Technische Restriktionen, die durch das Netz vorgegeben und für physikalische Stromflüsse maßgeblich sind, werden erst nachgelagert und indirekt durch den Redispatch-Mechanismus berücksichtigt. Netzengpasssituationen werden im bestehenden Anreizsystem nicht abgebildet und können netzdienliche Flexibilität nicht gezielt anreizen. Damit hat auch die lokale Aggregation der Flexibilitätsoptionen zunächst keinen Wert. Hier wird die Ausgestaltung neuer Marktmechanismen entscheidend für die Aktivierung der erforderlichen Flexibilitäten sein.

Eine immer wieder diskutierte Möglichkeit stellen Flexibilitätsmärkte dar, welche diese marktlich allokatoren sollen. Unter Umständen können jedoch durch strategisches Vorgehen der Akteure (Gaming) Netzengpässe vorerst verstärkt werden, da entsprechende Erlöse in die Gebotsstrategie am Spotmarkt einfließen und Gleichgewichte verzerren [23]. Auch Zeitpunkt (Marktdesignänderung vom kostenbasierten zum marktbasieren Redispatch), Umfang (nur Engpässe im Übertragungsnetz

oder auch im Verteilnetz) und Effektivität dieses Modells sind noch nicht abschätzbar.

Ein erster Schritt zur Förderung dezentraler Flexibilität ist die Novellierung des § 14a EnWG. Damit erlangen Netzbetreiber das Recht zum Herunterregeln von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen oder Elektrofahrzeugen im Falle einer netzseitigen Notsituation. Im Gegenzug wird den Anlagenbesitzenden eine Reduzierung des Netzentgelts gewährt. Ein optionales Anreizmodul in Form von zeitvariablen Netzentgelten kann zusätzlich die Lastverschiebung fördern. Diese Regelung bezieht sich jedoch auf alle neu anzuschließenden Verbraucher separat und wird durch die Integration in ein Vor-Ort-System weder benachteiligt noch begünstigt.

Es zeigt sich, dass keine inhärenten Vorteile von Vor-Ort-Systemen hinsichtlich der ökonomischen Bereitstellung von Flexibilität bestehen, da diese auch als Teil aggregierter Einzelleistungen vermarktet werden können. Dennoch ermöglichen Vor-Ort-Systeme die gemeinschaftliche Planung, Ausbau und Betrieb der notwendigen Infrastruktur. Durch den noch sehr

geringen Digitalisierungsgrad im Niederspannungsnetz sollten Möglichkeiten für Synergien hier bestmöglich genutzt werden, um eine effiziente Installation von Mess- und Energiemanagementsystemen voranzutreiben, da diese für einen intelligenten Flexibilitätseinsatz unverzichtbar sind. Die Kosten wiederum haben entscheidenden Einfluss auf die Attraktivität der Bereitstellung dieser Flexibilität und damit die Teilnahme der Betreibenden.

Im Gegensatz zur Steuerung einer Vielzahl von Einzelanlagen können Anlagen in Vor-Ort-Systemen auch gemeinsam betrieben werden. So kann ein gemeinsamer Ladepark für Elektrofahrzeuge im Quartier schneller, günstiger, wartungsärmer und raumeffizienter errichtet werden als eine Reihe einzelner, verteilter Ladesäulen. Durch die gleichzeitige Optimierung der Ladestrategie kann der Komfort für die Nutzenden maximiert, Reichweitenängste minimiert und so die Akzeptanz für gesteuertes Laden gesteigert werden.

### Fazit

Das kleinteilige Flexibilitätspotenzial in Vor-Ort-Systemen wird zukünftig durch fortschreitende Digitalisierung immer mehr in ein dezentral gesteuertes Energiesystem einfließen. Im Durchschnitt wurde ein Potenzial von +1 kW bis -0,6 kW pro Haushalt im Jahr 2030 ermittelt. Dabei unterliegt das Flexibilitätspotenzial starken tages- und jahreszeitabhängigen Fluktuationen. Die Vermarktung der verfügbaren Flexibilität genießt durch die Einbettung in ein Vor-Ort-System keine besonderen Vorteile. Gemeinschaftliche Planung und Betrieb der notwendigen Infrastruktur können jedoch zu Effizienz- und Kostenvorteilen gegenüber Einzelanlagen führen und damit einen Beitrag zur Transformation in ein flexibleres Energiesystem leisten.





# These 5: Vor-Ort-Systeme stützen das elektrische Versorgungsnetz und können netzdienlich gestaltet und betrieben werden

Vor-Ort-Systeme sind zunehmende Bestandteile des im Umbruch befindlichen Energiesystems, weg von einer zentralen und fossilen Versorgung, hin zu einer sektorengekoppelten, dezentralen und erneuerbaren Energieversorgungsstruktur. Im Folgenden wird dargestellt, wie Vor-Ort-Systeme dazu beitragen können, das Energiesystem zu entlasten und darüber hinaus Beiträge zur Systemstabilität leisten können. Des Weiteren wird auf den Einfluss von Vor-Ort-Systemen auf Netzausbaubedarfe eingegangen.

Für ein einheitliches Verständnis werden initial die Begrifflichkeiten „Netzverträglichkeit“ und „Netzdienlichkeit“ unterschieden.

Netzverträglichkeit stellt die Grundvoraussetzung dar, dass sie an das elektrische Netz der öffentlichen Versorgung angeschlossen werden dürfen [24]. Darüber hinaus verstehen wir unter einem netzverträglichen Betrieb die Fähigkeit von Anlagen und Energiesystemen nicht negativ bzw. minimal für das vorgelagerte Netz der öffentlichen Versorgung in Erscheinung zu treten. Als negative Auswirkungen werden hohe Leistungsgradienten, starke Lastwechselsituationen sowie hohe Leistungsspitzen bei Energiebezug sowie -rückspeisung an der Systemgrenze eines betrachteten Vor-Ort-Systems zum vorgelagerten Energiesystem gesehen [25].

Unser Verständnis des Begriffs Netzdienlichkeit beinhaltet die Fähigkeit von Anlagen und Energiesystemen zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität beitragen zu können. Damit umfasst Netzdienlichkeit Möglichkeiten einer aktiven Beeinflussung von Anlagen und lokalen Energiesystemen (wie Vor-Ort-Systeme) auf Anforderungen des vorgelagerten Energiesystems reagieren zu können und Systemdienstleistungen bereitzustellen und erbringen zu können. Systemdienstleistungen beinhalten Beiträge zur Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Netzbetriebsführung und zum Versorgungswiederaufbau [26]. Ausgehend von der Unterscheidung der Begrifflichkeiten „Netzverträglichkeit“ und „Netzdienlichkeit“ erscheint eine schrittweise Etablierung und Ausweitung der Möglichkeiten, die Vor-Ort-Systeme bieten, sinnvoll. Um „netzverträglich“ und „netzdienlich“ in Erscheinung zu treten, müssen Vor-Ort-Systeme etabliert sein und über diese Eigenschaften hinaus ökonomische Einsatzzwecke verfolgen.

**Lokale Nutzung lokal bereitgestellter erneuerbarer Energie:** Vor-Ort-Systeme werden zur Nutzung lokal bereitgestellter erneuerbarer Energie eingesetzt und ermöglichen einen sektorenübergreifenden Einsatz und Zwischenspeicherung lokal bereitgestellter erneuerbarer Energie. In [25] konnte gezeigt werden, dass vielfältige Betriebsmöglichkeiten von Vor-Ort-Systemen denkbar sind, um den lokalen Verbrauch erneuerbarer Energie über den zufälligen Direktverbrauch durch die lokale Gesamtlast hinaus zu steigern. Im Rahmen der Untersuchung wurde am Beispiel eines konkreten Quartiers deutlich, dass die optimierte Nutzung sektorenübergreifender Flexibilitäten den höchsten lokalen EE-Verbrauch ermöglicht. Abbildung 14 visualisiert die Ergebnisse der Jahressimulation eines Vor-Ort-Systems für unterschiedliche Betriebsvarianten und unterschiedliche Nutzung von Flexibilität [25]. Die dargestellten Szenarien



- **1a** Ungemanagte PV-Nutzung – Gebäudescharf
- **1b** Ungemanagte PV-Nutzung – Quartiers-Sharing
- **2a** Regelbasierte Speichernutzung zur statischen Einspeisespitzenreduktion
- **2b** Regelbasierte Speichernutzung zur Eigenverbrauchsmaximierung
- **3a** Sektorenübergreifende Eigenverbrauchsoptimierung
- **3b** Sektorenübergreifende Eigenverbrauchsoptimierung mit Reduktion der Last- und Einspeisespitzen

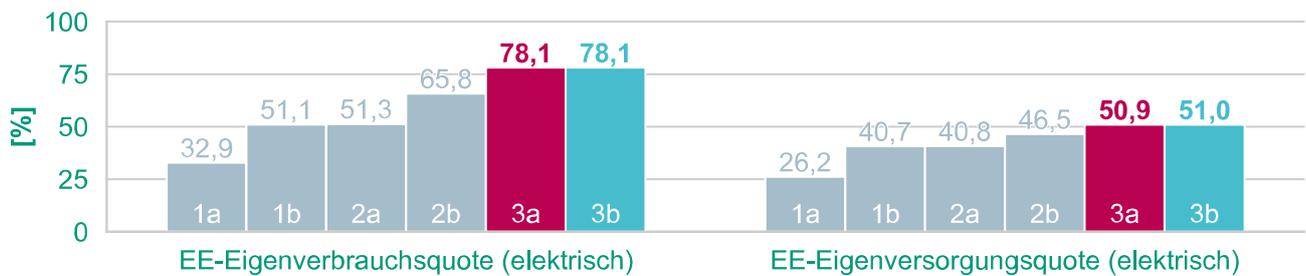


Abbildung 14 Eigenverbrauchsquote und Eigenversorgungsquote für unterschiedlicher Betriebsführungsansätze in einem Quartier [25]

reichen von einem ungesteuerten, zufälligen EE-Verbrauch bis zum optimierten Betrieb zur Maximierung der lokalen EE-Nutzung. Aus dem dargestellten Vergleich geht hervor, dass die optimierte sektorenübergreifende Nutzung von Flexibilitäten den höchsten lokalen EE-Verbrauch ermöglicht (Szenario 3a und Szenario 3b). Beide Varianten ermöglichen trotz unterschiedlicher zeitlicher und leistungsmäßiger Ausprägung des Flexibilitätseinsatzes die gleichen EE-Verbrauchs- (ca. 78 %) und EE-Versorgungsquoten (ca. 51 %). Somit ist die zeitliche und leistungsmäßige Ausprägung des optimierten Flexibilitätseinsatzes nicht ausschlaggebend dafür, wie viel erneuerbarer Energie lokal verbleibt und genutzt wird. Eine Verdeutlichung

der Unterschiede und Auswirkungen auf das Residuallastverhalten möglicher Betriebsführungsansätze mit optimierter Flexibilitätseinsatzung des betrachteten Vor-Ort-Systems zeigt Abbildung 15.

**Netzverträglichkeit:** Die beiden dargestellten Betriebsführungsansätze ermöglichen dem Vor-Ort-System den gleichen lokalen EE-Verbrauch und EE-Anteil am lokalen Energieverbrauch (vgl. Abbildung 15). Im Hinblick auf die Residuallast und damit, wie das Vor-Ort-System auf das vorgelagerte Energiesystem wirkt, resultieren jedoch signifikante Unterschiede aus der unterschiedlichen Optimierung des Flexibilitätseinsatzes

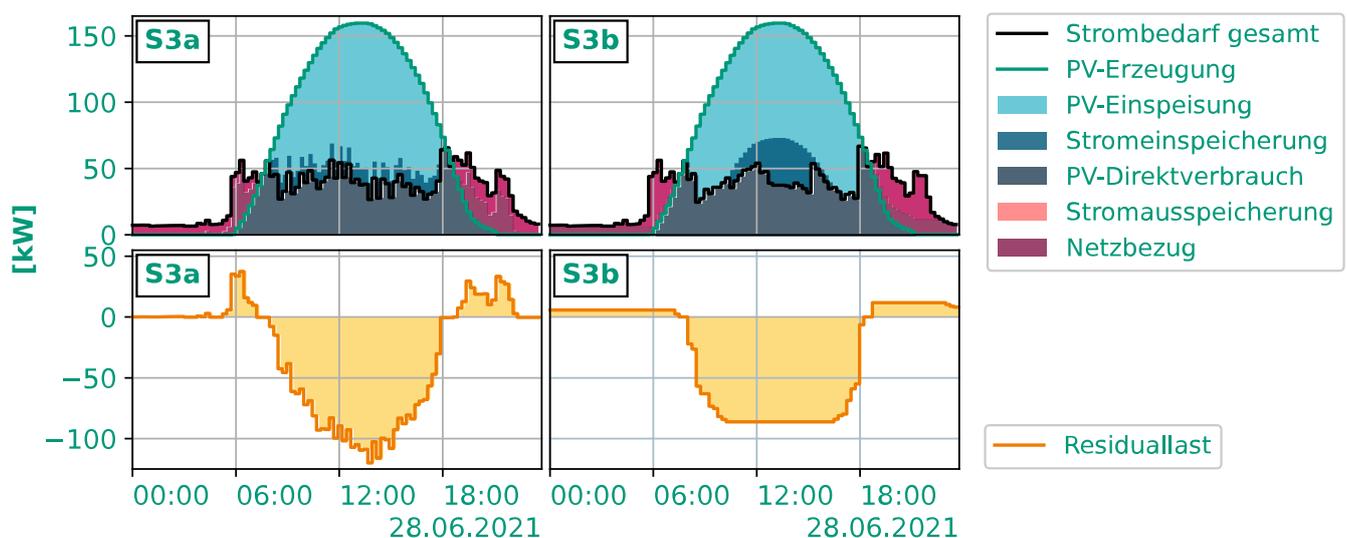


Abbildung 15 Vergleich von Betriebsführungsansätze von Vor-Ort-Systemen mit optimierten Flexibilitätseinsatzung zur Steigerung des lokalen EE-Verbrauchs für einen exemplarischen Sommertag [25] Quartier [25]



Abbildung 16 Vergleich von Betriebsführungsansätze von Vor-Ort-Systemen mit optimierten Flexibilitätsnutzung zur Steigerung des lokalen EE-Verbrauchs für einen exemplarischen Sommertag [25] Quartier [25]

zur Steigerung des lokalen EE-Verbrauchs. Wird das zuvor dargestellte Verständnis des Begriffs „Netzverträglichkeit“ (s.o.) zugrunde gelegt, zeigt der Vergleich der Residuallastverhalten, dass die Optimierung zur Steigerung des lokalen EE-Verbrauchs kombiniert mit dynamischem Peak-Shaving sowohl eine Reduktion der Bezugs- als auch Rückspeiseleistung (Szenario 3b) ermöglicht und damit netzverträgliches Verhalten schafft. Somit kann der Betrieb von Vor-Ort-Systemen netzverträglich gestaltet werden und zur Entlastung des vorgelagerten Energiesystems beitragen, ohne das primäre Ziel der maximalen lokalen Nutzung erneuerbarer Energien einzuschränken.

**Netz- und Systemdienlichkeit:** In Hinblick auf die Fragestellung, wie vom netzverträglichen Betrieb ein netz- und systemdienlicher Betrieb mit Vor-Ort-Systemen erreicht werden kann, bildet ein operatives Energiemanagement zur Betriebsführung von Vor-Ort-Systemen zur Steigerung des lokalen EE-Verbrauchs den Ausgangspunkt. Die Verantwortung zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit liegt beim zuständigen Netzbetreiber. Dieser ist verpflichtet Maßnahmen zu ergreifen, um potenzielle Gefährdungen des Netzbetriebs entgegenzuwirken und Störungen zu beseitigen. Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit durch den Netzbetreiber gibt der regulatorische Rahmen eine Handlungskaskade vor, um Netzengpass-situationen zu begegnen. Diese sieht zunächst netzbezogene, anschließend marktbezogene Maßnahmen und zuletzt Maßnahmen zum Einspeisemanagement vor. Abbildung 16 zeigt in vereinfachter Darstellung diese Handlungskaskade.

Es sind mehrere Möglichkeiten denkbar, Vor-Ort-Systeme in Netzbetriebsprozesse einzugliedern. Durch den Einsatz von Energiemanagementansätzen zur Betriebsführung, kann das erwartete Residualverhalten an der Systemgrenze eines Vor-Ort-Systems im Vorfeld ermittelt und zeitlich aufgelöst an den Netzbetreiber übergeben werden. Ziel des Vorgehens ist, das Verhalten des Vor-Ort-Systems bei der Netzzustandsermittlung und -engpassidentifikation durch den Netzbetreiber zu berücksichtigen und die Flexibilität von Vor-Ort-Systemen zum Engpassmanagement und Engpassvermeidung einzubeziehen. Damit könnten mit Vor-Ort-Systemen über den lokalen Mehrwert zur maximalen, lokalen EE-Nutzung hinaus, Mehrwerte

für das Gesamtenergiesystem und sicheren Netzbetrieb erschlossen werden.

### Einfluss auf Netzausbaubedarfe

Bedingt durch die zunehmende Verbreitung von PV-Anlagen, teilweise auch von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen in der Verteilnetzebene kann von einem zukünftig steigenden Netzausbaubedarf ausgegangen werden [27]. Entsprechend wird mit Vor-Ort-Systemen und Konzepten wie Energy Sharing teilweise die Hoffnung verbunden, dass diese Netzausbaubedarfe reduzieren. Generell muss hierbei eingeschränkt werden, dass die Etablierung eines Vor-Ort-Systems nicht per se zu einer Änderung des Lastflusses führt. Vielmehr könnte erst die Aktivierung von lokalen Flexibilitätsressourcen, also die aktive Bewirtschaftung des Vor-Ort-Systems mit gleichzeitig hoher Durchdringung an Teilnehmern (Energieverbrauchende) am Energy Sharing, Einfluss auf Netzausbaubedarfe und deren Verminderung nehmen. Dass dies grundsätzlich möglich ist, wurde bereits im Rahmen von These 4 auf Seite 23 erörtert.

Wie in dieser These dargestellt kann die Aktivierung lokaler Flexibilität den lokalen EE-Verbrauchs- und EE-Versorgungsgrad substanziell erhöhen. Wirtschaftlich ist dies im Rahmen einiger Vor-Ort-Konzepte sinnvoll. Aus Netzausbau-sicht ist jedoch die durch die erhöhte EE-Eigenversorgung reduzierte Energiemenge nicht ausschlaggebend für den Netzausbau<sup>6</sup>. Wie Ritter et al. betonen, würde Netzausbau dann vermieden werden, wenn die lokale Flexibilität dauerhaft und verlässlich zur Verfügung steht, um Netzbelastungen zu reduzieren [28]. Im Hinblick auf die Frage, ob dies tatsächlich der Fall ist, ist die Studienlage aktuell unklar: Wiesenthal et al. kommen auf Basis einer Beispielnetsimulation zu dem Schluss, lokales Energy Sharing könne Belastungen, insbesondere durch die Sektorkopplung, abfedern und Lastspitzen glätten [29]. Entsprechend könne es „schneller (und kostengünstiger) als mit einem Netzausbau Technologien zur Sektorkopplung in das Stromnetz [...] integrieren [29]. Huneke et al. nennen „die Netzintegration

<sup>6</sup> Die erhöhte Eigenversorgung könnte Netzverluste geringfügig reduzieren, dieser Effekt wird jedoch von den Autor:innen als vernachlässigbar eingestuft

eines möglichst vollständigen regionalen EE-Potenzials“ als das Ziel der Vor-Ort-Versorgung und leiten daraus Vorschläge für eine Reduktion von Netzentgelten ab [30]. Demgegenüber kommt eine Auswertung der österreichischen Regulierungsbehörde E-Control zu den in Österreich bereits aktiven Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften zu dem Ergebnis, dass diese nicht zu einer „spürbaren Netzentlastung“ führen [31]. Vanschoenwinkel et al. berichten analog, dass Vor-Ort-Systeme keine Veränderung von Netzausbaumaßbedarfen zur Folge haben, führen jedoch weiter aus, dass Kosteneinsparungen für Netzbetreiber dann erzielt werden könnten, wenn Vor-Ort-Systeme anhand der Netztopologie ausgerichtet würden [32].

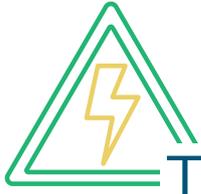
In Zeiten, in denen das lokale EE-Angebot bereits adressiert wurde, können Vor-Ort-Systeme zur Systemintegration von erneuerbaren Energien beitragen, indem lokale Anreize auch überregionale Überschuss- und Knappheitssignale reflektieren. Dies könnte situativ beispielsweise durch dynamische Preise aus dem übergeordneten Strommarkt, z.B. über dynamische Stromtarife, die am Großhandelsmarkt orientiert sind, geschehen.

## Fazit

Derzeit werden Vor-Ort-Systeme zur Steigerung des lokalen Verbrauchs lokal bereitgestellter erneuerbarer Energie genutzt (EE-Eigenverbrauch im Einfamilienhaus, Mieterstrom und Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung im Mehrfamilienhaus). Sie können jedoch gleichzeitig netzverträglich betrieben werden und dazu beitragen, das vorgelagerte elektrische Netz zu entlasten. Darüber hinaus ist denkbar, Vor-Ort-Systeme als Netzbetriebsmittel zu nutzen und in Netzbetriebsprozesse einzubinden, um auf diese Weise Beiträge für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb zu leisten.

Vor diesem Hintergrund erscheint es sinnvoll und effizient, die Möglichkeiten die Vor-Ort-Systeme bieten, sowohl für einen lokalen Einsatz als auch für das Gesamtenergiesystem zu erschließen und den maximalen Nutzen aus den Möglichkeiten von Vor-Ort-Systemen zu ziehen.

Die Frage, ob Vor-Ort-Systeme Netzausbaubedarfe verringern, ist nach aktueller Studienlage unklar, wobei davon ausgegangen werden kann, dass Vor-Ort-Systeme Netzausbau in der Regel nicht ersetzen können. Notwendige Bedingungen für eine Reduktion von Netzausbaubedarfen sind, dass Vor-Ort-Systeme lokal verfügbare Flexibilitätsressourcen aktivieren und diese verlässlich zur Verfügung stehen.



# These 6: Vor-Ort-Systeme steigern die Resilienz des Energieversorgungssystems

Im Folgenden wird beleuchtet, ob Vor-Ort-Systeme dazu beitragen können, die Resilienz im Energiesystem zu steigern. Ausgangspunkt der Betrachtung bildet, wie der „Resilienz“-Begriff im Allgemeinen verstanden wird. Anschließend erfolgt ein Übertrag und eine Definition von Resilienz im Kontext des Energiesystems und darauf aufbauend die Ableitung von Anforderungen an resiliente Energiesysteme.

## Allgemeine Definition des Resilienz-Begriffs

Resilienz ist die Fähigkeit, tatsächlich oder potenziell widrige Ereignisse abzuwehren, sich darauf vorzubereiten, sie einzukalkulieren, sie zu verkraften, sich davon zu erholen und sich ihnen immer erfolgreicher anzupassen. Widrige Ereignisse sind menschlich, technisch sowie natürlich verursachte Katastrophen oder Veränderungsprozesse, die katastrophale Folgen haben [33].

Resilienz bezeichnet die Fähigkeit sozio-technischer Systeme, Schocks und Störereignisse zu absorbieren und Kernfunktionalitäten aufrecht zu erhalten bzw. schnell wiederherzustellen sowie aus Erfahrungen zu lernen und sich an veränderte Umweltbedingungen anzupassen [34]. Abbildung 17 visualisiert die Kernfähigkeiten systemischer Resilienz.

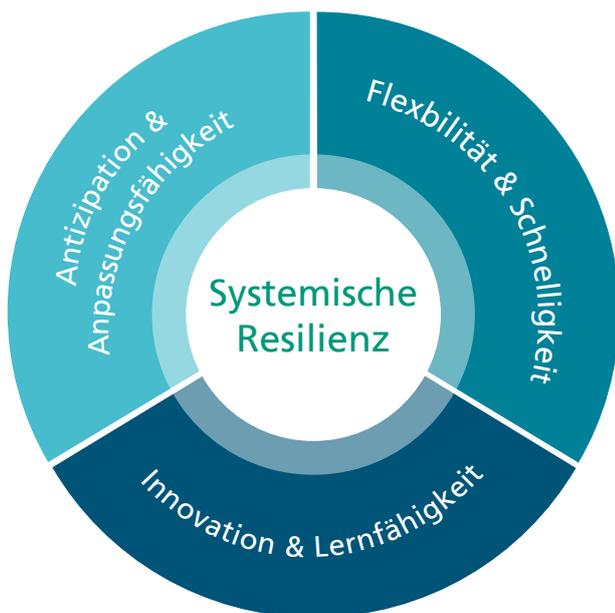


Abbildung 17 Die drei Kernfähigkeiten von systemischer Resilienz [34]

## Definition von Resilienz von Energiesystemen

Ausgehend von den zuvor dargestellten allgemeinen Definitionen der Resilienz, erfolgt der Übertrag auf Energiesysteme. Ein resilientes Energiesystem ist gekennzeichnet durch die Fähigkeit einer höchstmöglichen Resistenz gegenüber unvorhersehbaren, spontanen inneren und äußeren, natürlichen und unnatürlichen negativen (katastrophalen-)Einflüssen, die zur Störung der Energiebereitstellung, -verteilung sowie -nutzung und damit zum Stromausfall bei Energieverbrauchenden und zur Nichterfüllung von Energiebedarfen führt.

## Ableitung Anforderung an ein resilientes Energiesystem

Aus der dargestellten Definition erfolgt die Ableitung von Anforderungen, die an ein resilientes Energiesystem gestellt werden. Hierbei liegt der Fokus auf dem elektrischen Energiesystem und somit auf einer resilienten Verfügbarkeit der Bereitstellung und Nutzbarkeit elektrischer Energie. Eine hohe Verfügbarkeit elektrischer Energie stellt die Grundvoraussetzung zur Erfüllung essenzieller Bedürfnisse, u. a. die Verfügbarkeit von Trinkwasser und Nutzenergieformen wie Wärme dar. Somit ist die grundsätzliche Anforderung an ein resilientes Energiesystem gekennzeichnet durch höchstmögliche Verfügbarkeit von Energie zur Bereitstellung essenzieller Dienstleistungen, mindestens zur Erfüllung menschlicher Grundbedürfnisse. Des Weiteren resultieren aus der Resilienz-Definition die Anforderungen bzgl. einer maximalen Unempfindlichkeit und Resistenz gegenüber negativen inneren und äußeren Einflüssen mit potenziell katastrophalen Auswirkungen auf das Energiesystem. Aus dem Merkmal der Unempfindlichkeit und Resistenz gegenüber negativen inneren und äußeren Einflüssen resultiert die Anforderung an resiliente Energiesysteme zur Lernfähigkeit aus Resilienz-beeinflussenden Ereignissen.



### Einordnung von Vor-Ort-Systemen

Ausgehend von der Definition von Vor-Ort-Systemen im Abschnitt „Vor-Ort-System - Was ist das?“ auf Seite 8 umfasst ein Vor-Ort-System mindestens eine lokale EE-Anlage und eine lokale Last / Verbraucher. Die minimalen Bestandteile, die ein Vor-Ort-System umfassen, beinhalten eine lokale EE-Anlage und lokale Last / Verbraucher. Diese minimale Ausgestaltung eines Vor-Ort-Systems kann nahezu beliebig durch weitere Assets auf Verbraucher- und Erzeugerseite sowie Hard- und Softwarekomponenten ergänzt werden, die dazu dienen die Nutzung lokal bereitgestellter erneuerbarer Energie zu steigern und mit lokalen, sektorenübergreifenden Energiebedarfen in Einklang zu bringen sowie mit dem vorgelagerten Energiesystem zu interagieren.

Vor-Ort-Systeme sind bereits heute Bestandteil des sich im Umbruch befindlichen Energiesystems, weg von zentraler Energiebereitstellung hin zu dezentralen Energiesystemen mit hoher Durchdringung Erneuerbarer. Derzeit finden Vor-Ort-Systeme fast ausschließlich zum zufälligen lokalen EE-(Eigen-) Verbrauch innerhalb eines Gebäudes (Eigenstromnutzung im Einfamilienhaus, Mieterstrom im Mehrfamilien) Einsatz. Zukünftig könnte der lokale EE-Verbrauch auch gebäudeübergreifend im Quartier möglich sein.

### Beitrag von Vor-Ort-Systemen zur Steigerung der Resilienz des Energiesystems

Wenn Vor-Ort-Systeme zu ökonomischen und ökologischen Einsatzzwecken zur Flexibilisierung lokaler Energiesysteme und Anpassung der Energiebedarfsseite an die fluktuierende Energiebereitstellung aus EE-Anlagen installiert sind sowie zukünftig weitere Verbreitung finden, dann erscheint die Nutzung der technischen Möglichkeiten auf Anforderungen des vorgelagerten Energiesystems reagieren zu können als logischer Schluss effizient und sinnvoll. Durch eine denkbare Einbindung von Vor-Ort-Systemen in Netzbetriebsprozesse und Engpassmanagement (siehe These 5), kann ein aktiver Beitrag

zur Stabilität der Energieversorgung und damit zur Steigerung der Resilienz des Energiesystems geleistet werden.

### Beitrag von Vor-Ort-Systemen zur Resilienz durch lokale Energieverfügbarkeit

Neben den zuvor dargestellten, denkbaren Resilienz-Beiträgen von Vor-Ort-Systemen zur Stabilität des Energiesystems können sie darüber hinaus die lokale Verfügbarkeit von Energie und damit eine Grund- bzw. Minimalversorgung ermöglichen. Im Fall einer Störung und/oder eines Ausfalls des vorgelagerten Energiesystems ist es denkbar und technisch möglich, die lokale Energieverfügbarkeit durch EE-Anlagen und Komponenten der Vor-Ort-Systeme (zur erneuerbaren Energiebereitstellung, -speicherung und Flexibilisierung) nutzbar zu halten und auf diesem Weg eine Störung und/oder einen Ausfall des vorgelagerten Energiesystems lokal abzufedern und eine Grund- bzw. Minimalversorgung durch Vor-Ort-Systeme zu realisieren, bis die vollumfängliche Versorgung wiederhergestellt ist.

#### Fazit

Vor-Ort-Systeme sind dezentrale Energieanlagen und Systeme, die über lokale ökonomische und ökologische Einsatzziele hinaus dazu beitragen können, die Resilienz des Energiesystems zu steigern. Sowohl die Möglichkeiten den Betrieb von Vor-Ort-Systemen netzverträglich zu gestalten und auf Anforderungen des vorgelagerten Energiesystems reagieren zu können als auch die Möglichkeiten eine lokale Grund- bzw. Minimalversorgung zu ermöglichen steigert die Resilienz. Beides unterstützt die Resilienz-Anforderungen einer höchstmöglichen Unempfindlichkeit des Energiesystems gegenüber äußeren und inneren (katastrophalen) Einflüssen, die zur Störung der Energieversorgung und Nichterfüllung von Energiebedarfen führt.



# These 7: Vor-Ort-Systeme benötigen eine Reform der Netzentgeltsystematik, um noch (Energiewende-)gerechter zu werden

Die Stromgestehungskosten von Vor-Ort-Systemen mit PV-Aufdachanlagen liegen wesentlich unter den Strompreisen, die Haushaltskunden für Netzbezug zu zahlen haben, weil für den innerhalb einer Kundenanlage selbst verbrauchten PV-Strom keine Netzentgelte (sowie Steuern & Abgaben) fällig werden. Das gilt für Ein- und Mehrfamilienhäuser, aber auch für entsprechende Quartiere. Die PV-Stromverbraucher beteiligen sich durch den verringerten Strombezug aus dem öffentlichen Netz im aktuellen System weniger an der gemeinschaftlichen Finanzierung des elektrischen Versorgungsnetzes.

Die Vermeidung von Netzentgelten durch Eigenstromnutzung kann dazu führen, dass sich die Netzentgelte pro kWh erheblich verteuern, insbesondere wenn viele Kunden bzw. Netznutzer einen Großteil ihres Strombezugs aus dem öffentlichen Netz durch Eigenstromnutzung ersetzen. Sind Vor-Ort-Systeme deshalb per se unsolidarisch? Um die Frage zu beantworten, wird die derzeitige Netzentgeltsystematik untersucht und geprüft, ob eine Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik diesen Effekt ändern könnte und Anreize für einen Energiewende-gerechten Einsatz von Flexibilitäten setzen kann.

## Analyse Netzentgeltsystematik

Die Netzentgeltsystematik stimmt hinsichtlich des Eigenstromverbrauchs nicht mit den Kostenstrukturen eines Netzbetreibers überein. Für die Berechnung der Netzentgelte gibt es genaue Vorgaben des Gesetzgebers und der Bundesnetzagentur, in welcher Form und Höhe die Netzbetreiber ihren Kunden die Nutzung ihres Netzes in Rechnung stellen dürfen. Netzentgelte sollen transparent, diskriminierungsfrei, effizienzdienlich, versorgungssichernd und kostenorientiert bzw. verursachungsgerecht ausgestaltet sein (u. a. Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 1 Hs. 1 EBM-VO [35]). Insbesondere das letzte Kriterium ist interpretationsbedürftig. Die Aufwendungen der Netzbetreiber sind zu einem Großteil Fixkosten zur Finanzierung des existierenden elektrischen Netzes der öffentlichen Versorgung. Eine Reduzierung des transportierten Stroms führt zwar zu weniger Netzverlusten [36], diese eingesparten Kosten sind allerdings im Vergleich zu den Fixkosten gering. Dies würde nahelegen, den Grundpreis massiv zu erhöhen und die Arbeitspreise erheblich zu reduzieren.

Andererseits können Netznutzer Einfluss auf die Netzausbaukosten nehmen, wenn sie Strom „netzdienlich“ verbrauchen. Außerdem führt der Ausbau der erneuerbaren

Energiebereitstellung zu weiteren Herausforderungen für das Stromnetz, denn schon heute müssen EE-Anlagen zeitweise abgeregelt werden, da die Leistungskapazität des Netzes nicht zu allen Zeiten ausreicht, die dezentrale Einspeisung lokal überschüssigen EE-Stroms zu übertragen und zu verteilen. Netzentgelte sollten deshalb auch Stromkunden ohne Eigenstromnutzung motivieren, Strom dann zu verbrauchen, wenn der kostengünstige und CO<sub>2</sub>-neutral produzierte EE-Strom zur Verfügung steht, insbesondere wenn dieser anderenfalls abgeregelt werden muss. Grundpreise können dies nicht leisten, zumal sie auch keinen Anreiz bieten, Strom effizient zu nutzen.

## Weiterentwicklung Netzentgeltsystematik

Ein derzeit diskutierter Ansatz zur Schaffung solcher Anreize sind variable Netzentgelte. Diese sollen gemäß Beschluss der Bundesnetzagentur zur Ausgestaltung des § 14a EnWG optional für den Netzkunden in statischer Form als HT/MT/NT-Tarife für Flexibilitäten ab dem 01.04.2025 eingeführt werden [37]. Zielführender erscheint es aber, wenn sie dynamisiert angeboten werden, also die Stundenpreise täglich, orientiert am Dargebot erneuerbarer Energien und verbrauchsbedingter Netzlastspitzen, variieren würden. Darüber hinaus ist davon

auszugehen, dass die zunehmend volatile Preisentwicklung an den Strombörsen (durch Zunahme von EE-Kapazitäten zur Erreichung der Zubauziele zum Klimaschutz) dazu führen, dass z. B. Elektrofahrzeuge bevorzugt dann geladen werden, wenn die Stundenpreise am Kurzfristmarkt am günstigsten sind. In Selzam et al. [38] konnte gezeigt werden, dass dieser Effekt zu sehr hohen Belastungen der Stromnetze führen kann und variable Netzentgelte einen Beitrag leisten können, dem entgegenzuwirken und die Zeiten von Netzüberlastungen zu reduzieren.

### Untersuchung dynamisierter variabler Netzentgelte

In Abbildung 18 ist der obere Bereich der Jahresdauerlinien der Netzlastgänge mit verbrauchsbedingten Netzüberlastungen am Transformator (250 kW, rot gestrichelte Linie) dargestellt, die sich durch die Simulation von 100 Haushalten mit 50 PV-Anlagen und unterschiedlichen Optimierungszielen für das Laden von 50 Elektrofahrzeugen ergeben haben. Die Abbildung zeigt, dass durch variable Netzentgelte (hellgrüne Linie, vaNE) die Abschaltzeiten für Elektrofahrzeuge (30,58 h, Schnittstelle zur rot gestrichelten Linie) gegenüber Spotmarktpreisen mit fixen Netzentgelten (Spot, 61,75 h) halbiert werden konnten.

Bei eigenstrom-optimiertem Laden der Elektrofahrzeuge musste kein Elektrofahrzeug abgeschaltet werden. Allerdings liegen die Strombeschaffungskosten der Elektrofahrzeuge auf dem Großhandelsmarkt, wenn also deren gesamter Strom am Day-Ahead-Markt gekauft werden müsste, bei Eigenstrom-optimierung (türkiser Balken, PV Opt SK) mit 95,68 €/MWh gegenüber „Spot SK“ mit 70,17 €/MWh um über 36 % höher, weil insbesondere die günstigen Spotpreise nachts bei hohem Windstrom-Anteil nicht genutzt werden konnten. Variable Netzentgelte liegen mit 78,94 €/MWh nur 12,5 % über Spot und helfen somit besser, Windstrom-Abschaltungen zu vermeiden (vgl. [39]). Außerdem wurde auch nachgewiesen, dass PV-Eigenstromnutzung dazu führt, dass PV-Strom seltener abgeregelt werden muss.

In einer weiterführenden Untersuchung wurden die 100 Haushalte zu 5 Quartieren (bzw. Energy-Sharing zwischen jeweils 20 Haushalten) zusammengefasst. Dies führte dazu, dass beim eigenstrom-optimierten Laden die Netzbelastung nochmals geringfügig reduziert werden konnte, allerdings die Stromkosten auf dem Großhandelsmarkt auf ca. 100 €/MWh gestiegen sind, weil der PV-Strom am Morgen und Nachmittag mehr genutzt wurde, wenn die Spotmarktpreise tendenziell teurer sind als am Mittag.

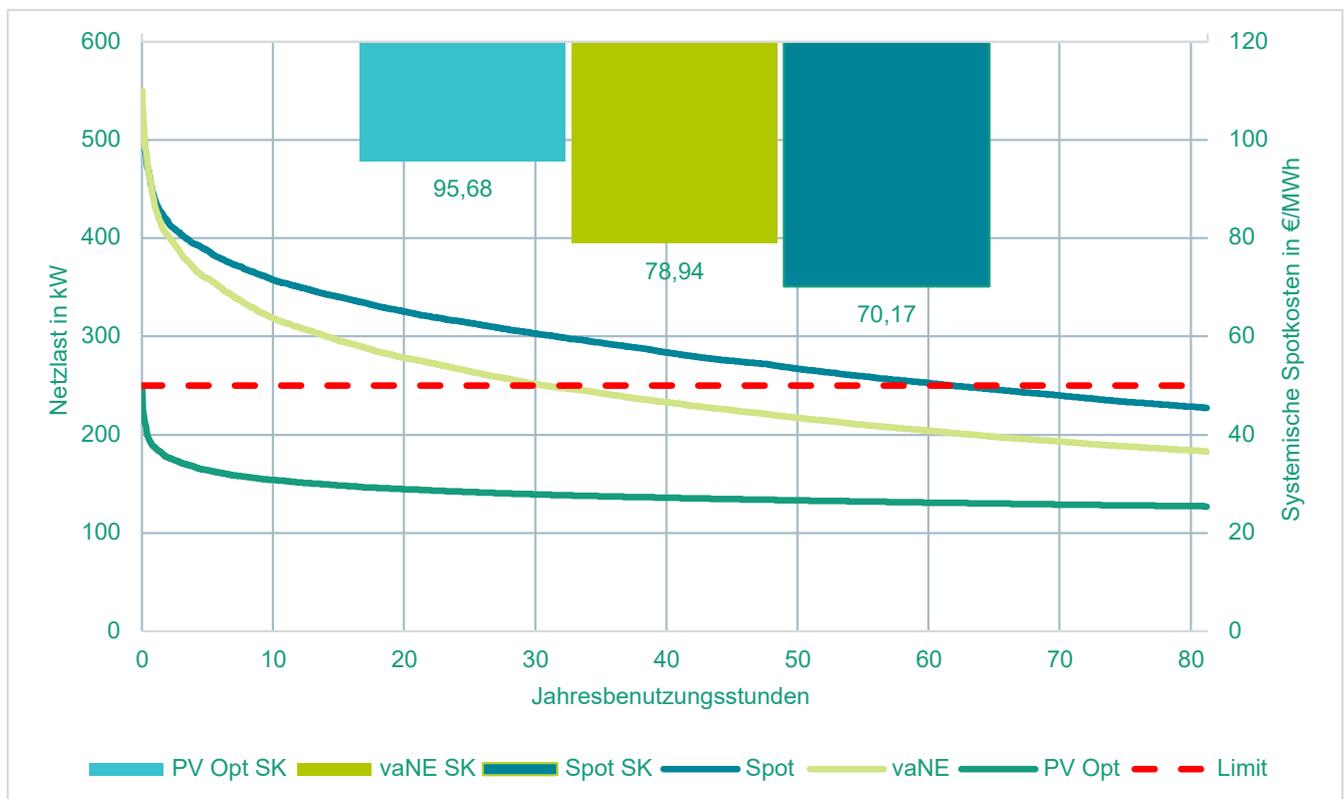


Abbildung 18 Abschaltzeiten und -mengen sowie systemische Spotkosten von Elektrofahrzeugen für unterschiedliche Optimierungsziele



### Fazit

Vor-Ort-Systeme können die Stromnetze bei auftretenden PV-Überschussmengen durch die lokale Eigenstromnutzung entlasten. Auch verbrauchsbedingte Netzlastspitzen werden so gegenüber Strompreis-optimierter Betriebsführung von Flexibilitäten (z.B. Laden von Elektrofahrzeugen) vermieden. Die derzeitige Netzentgeltsystematik führt allerdings dazu, dass durch PV-Eigenstromnutzung die Netzentgelt-Arbeitspreise für alle Netzkunden steigen. Deshalb sollten die Netzentgelte so weiterentwickelt werden, dass der Grundpreisanteil moderat erhöht und der Arbeitspreisanteil für Flexibilitäten orientiert an Netzlastprognosen dynamisiert wird, insbesondere wenn diese aufgrund Spotmarkt-optimierter Betriebsweise das Netz zusätzlich belasten. Das würde einen Anreiz bieten, steuerbare Verbraucher, Speicher und Erzeuger netzverträglicher zu betreiben.

# Zusammenfassung und Empfehlungen

These	Key Findings
 <p><b>These 1:</b> Durch Vor-Ort-Systeme können bisher ungenutzte PV-Potenziale erschlossen werden.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ EFH: Höhere Dachbelegung durch zusätzliche Einnahmen, bspw. durch Energy Sharing</li> <li>■ MFH: Mieterstrom &amp; Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung attraktiver als Volleinspeisung</li> </ul>
 <p><b>These 2:</b> Durch Vor-Ort-Systeme können Vor-Ort-Einnahmen generiert werden.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Stromkosteneinsparungen</li> <li>■ Gewinne lokaler Unternehmen</li> <li>■ Kommunale Steuereinnahmen</li> </ul>
 <p><b>These 3:</b> Vor-Ort-Systeme ermöglichen auch Mieter:Innen eine Partizipation an der Energiewende.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Kostenreduktion durch Umsetzung von Konzepten, z.B. Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung oder Balkon-PV</li> <li>■ Ggf. Gewinnbeteiligung an konkreten EE-Projekten, z. B. durch Genossenschaften</li> <li>■ Möglichkeit zur persönlichen und digitalen Vernetzung vor Ort</li> </ul>
 <p><b>These 4:</b> Vor-Ort-Systeme erschließen große Flexibilitätspotenziale, die ansonsten ungenutzt bleiben.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Substanzielles Flexibilitätspotenzial in Haushalten: <math>\approx \pm 5</math> kW durch Sektorkopplungsoptionen wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge bei hoher Technologiediffusion</li> <li>■ Ökonomische Vorteile der Flex-Vermarktung in VOS ggü. ortsunabhängiger Vermarktung nur durch Anpassung von Strompreisbestandteilen (z.B. Reduktion Netzentgelte)</li> </ul>
 <p><b>These 5:</b> Vor-Ort-Systeme stützen das elektrische Versorgungsnetz und können netzdienlich gestaltet und betrieben werden.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ VOS können netzverträglich betrieben werden &amp; vorgelagertes Energiesystem entlasten</li> <li>■ Einsatz VOS als Netzbetriebsmittel ist denkbar</li> </ul>
 <p><b>These 6:</b> Vor-Ort-Systeme steigern die Resilienz des Energieversorgungssystems.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Vor-Ort-Systeme ermöglichen Grund- bzw. Minimalversorgung und erhöhen lokale Energieverfügbarkeit</li> </ul>
 <p><b>These 7:</b> Vor-Ort-Systeme benötigen eine Netzentgelt-Reform, um noch (Energiewende-) gerechter zu werden.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Lokaler Verbrauch führt zu einer Entlastung der Stromnetze</li> <li>■ Dynamisierung von Arbeitspreisen böte Anreize zu netzverträglichem Betrieb von Flexibilitätsressourcen</li> </ul>

Abbildung 19 Bewertung der sieben formulierten Thesen zu Vor-Ort-Systemen

Im vorliegenden Papier wurden sieben Thesen zu erneuerbaren Vor-Ort-Systemen formuliert. Diese gehen auf die EE-Potenzialausnutzung, ökonomische Effekte, die Möglichkeit zur Partizipation sowie die Netzverträglichkeit von Vor-Ort-Systemen ein.

Die durchgeführte Untersuchung – basierend auf der Sichtung bestehender Literatur sowie eigenen Analysen – konnte die eingangs formulierten Thesen weitgehend bestätigen.

Im Hinblick auf die Nutzung von PV-Potenzialen können Vor-Ort-Systeme zusätzliche Anreize setzen, die vermeiden, dass Dachflächen nicht vollständig ausgeschöpft werden. Bei Mehrfamilienhäusern ist dies bereits innerhalb der bestehenden

Regulatorik möglich (Mieterstrom & Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung). Auf Einfamilienhäusern müsste die bestehende Regulatorik erweitert werden, beispielsweise um die Möglichkeit, PV-Überschüsse über den Netzanschlusspunkt hinaus zu handeln.

Lokale Flexibilitätsressourcen, beispielsweise Sektorkopplungstechnologien wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge, können durch Vor-Ort-Systeme erschlossen werden. Dies generiert auf der einen Seite lokale Einnahmen und Wertschöpfung und stützt auf der anderen Seite das Netz: Vor-Ort-Systeme können netzverträglich und netz-/systemdienlich ausgelegt und betrieben werden. Dafür sind dynamische Strompreise

und dynamische Netznutzungsentgelte wichtige Elemente. Die Beschleunigung des Roll-Outs intelligenter Messsysteme und der Digitalisierung der Prozesse bei Netzbetreibern und Energielieferanten ist dafür unabdingbar. Einschränkend ist hierbei jedoch anzumerken, dass eine Reduktion von Netzausbaubedarfen durch Vor-Ort-Systeme nicht nachgewiesen werden konnte.

Der Vergleich der Vor-Ort-Konzepte untereinander zeigt, dass vor allem diejenigen Konzepte hohe Akzeptanz erfahren, die ohne hohe administrative Hürden auskommen, beispielsweise Balkon-PV-Anlagen. Insofern sollte bei zukünftiger

Vor-Ort-Systemen die Einfachheit der regulatorischen Ausgestaltung und Umsetzung im Vordergrund stehen. Dies bezieht sich sowohl auf Verbraucher:innen (Überforderung vermeiden, sinnvolles Aufwand-Nutzen-Verhältnis wahren) als auch auf mögliche kommerzielle Betreiber von Vor-Ort-Systeme beispielsweise Stadtwerke (Vertrieb, Abrechnung, Marktkommunikation etc.).

Zusammenfassend sehen die Autor:innen Vor-Ort-Systeme zwar nicht als allumfassende Lösung, jedoch als einen elementaren Baustein zum Erschließen lokaler Potenziale für das Gelingen der Energiewende.



# A.1 Literaturverzeichnis

- [1] F. Z. H. Will, »Geschäftsmodelle mit PV-Mieterstrom« pv-dachanlagen/pv-auf-mehrfamilienhausern/. Zugriff am: 11. April 2024.
- [2] B. Flieger et al., »Zukunftsfeld Mieterstrommodelle: Potentiale von Mieterstrom in Deutschland mit einem Fokus auf Bürgerenergie«, 2018.
- [3] BH&W und prognos, »Mieterstrom: Rechtliche Einordnung, Organisationsformen, Potenziale und Wirtschaftlichkeit von Mieterstrommodellen (MSM)« Erstellt im Auftrag des BMWi, Berlin, 2017.
- [4] Umweltbundesamt, »Marktanteil von Ökostromtarifen (bei Letztverbrauchern)« [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/bild/marktanteil-von-oekostromtarifen-bei>.
- [5] Umweltbundesamt, »Empfehlungen zur regionalen Grünstromkennzeichnung«, 2020. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/dokumente/20200904\\_empfehlungen\\_zur\\_regionalen\\_gruenstromkennzeichnung.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/dokumente/20200904_empfehlungen_zur_regionalen_gruenstromkennzeichnung.pdf). Zugriff am: 11. April 2024.
- [6] Bundesnetzagentur, »Monitoringbericht 2023: Marktbeobachtung«, 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf>. Zugriff am: 11. April 2024.
- [7] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., »Die Energiewende in die Städte tragen - Mieterstrom und Gebäudestrom voranbringen: Vorschläge des BDEW für eine erfolgreiche Umsetzung von Mieter- und Gebäudestrommodellen«
- [8] BMWK, »Das Solarpaket 1 im Überblick«, Berlin, 26. Apr. 2024. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/solarpaket-im-ueberblick.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=8](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/solarpaket-im-ueberblick.pdf?__blob=publicationFile&v=8). Zugriff am: 15. Mai 2024.
- [9] BMWK, »Photovoltaik-Strategie«, 2023. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/photovoltaik-strategie-2023-entwurf.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=14](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/photovoltaik-strategie-2023-entwurf.pdf?__blob=publicationFile&v=14).
- [10] Solar2030 e.V., »Photovoltaik auf Mehrfamilien-Häusern« [Online]. Verfügbar unter: <https://solar2030.de/pv-dachanlagen/pv-auf-mehrfamilienhausern/>. Zugriff am: 11. April 2024.
- [11] Statistisches Bundesamt, »Erdgas- und Stromdurchschnittspreise«
- [12] C. Kost et al., »Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien«, 2013.
- [13] P. Oberfeier, A. Surmann, F. Ernsting und M. Kühnbach, »Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung - der Schlüssel zur Eigenversorgung im Mehrfamilienhaus. Tagung Zukünftige Stromnetze«, Berlin, 9. Jan. 2024.
- [14] P. Oberfeier, A. Surmann und M. Kühnbach, »Großer Wurf oder leeres Versprechen? Attraktivität und Wirtschaftlichkeit der Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung«, Energie-wirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 73, Nr. 11, S. 13–15, 2023.
- [15] EnergieAgentur.NRW, »Europäische Ansätze für die Förderung der Akzeptanz erneuerbarer Energien: Ein Blick über den Tellerrand Nordrhein-Westfalens und Deutschlands hinaus«
- [16] A. K. F. Zuber, »Akzeptanz und lokale Teilhabe in der Energiewende. Handlungsempfehlungen für eine umfassende Akzeptanzpolitik«
- [17] J. Radtke, L. Holstenkamp, J. Barnes und O. Renn, »Concepts, Formats, and Methods of Participation: Theory and Practice« in Handbuch Energiewende und Partizipation, L. Holstenkamp und J. Radtke, Hg., Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2018, S. 21–42, doi: 10.1007/978-3-658-09416-4\_2.
- [18] B. Hirschl, A. Aretz und T. Böther, »Wertschöpfung und Beschäftigung durch Erneuerbare Energien in Mecklenburg-Vorpommern 2010 und 2030«, Berlin, 2011.
- [19] B. Hirschl, A. Aretz, A. Prahl, T. Böther und K. Heinbach, Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien. Berlin: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung, 2010.
- [20] E. Hauser, J. Hildebrand, B. Dröschel, U. Klann, S. Heib und K. Grashof, »Nutzeneffekte von Bürgerenergie: Eine wissenschaftliche Qualifizierung und Quantifizierung der Nutzeneffekte der Bürgerenergie und ihrer möglichen Bedeutung für die Energiewende«, 2015.

- [21] K. Heinbach, A. Aretz, B. Hirschl, A. Prahl und S. Salecki, »Renewable energies and their impact on local value added and employment«, *Energy Sustain Soc*, Jg. 4, Nr. 1, 2014, doi: 10.1186/2192-0567-4-1.
- [22] K. Heinbach et al., Klimaschutz in finanzschwachen Kommunen: Potenziale für Haushaltsentlastungen, lokale Wertschöpfungseffekte sowie alternative Finanzierungsansätze kommunaler Klimaschutzmaßnahmen : gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) über den Projektträger Jülich (PtJ) im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative (Förderkennzeichen 03KF0069A und 03KF0069B). Berlin: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW), 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://repository.difu.de/bitstreams/5188e52f-11ed-4021-b5ce-489ca86f0964/download>
- [23] L. Hirth und I. Schlecht, »Market-Based Redispatch in Zonal Electricity Markets: Inc-Dec Gaming as a Consequence of Inconsistent Power Market Design (not Market Power)«, *ZBW – Leibniz Information Centre for Economics*, 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/194292/1/Market-Based-Redispatch-in-Zonal-Electricity-Markets.pdf>
- [24] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., »TAB 2023: BDEW-Bundesmusterwortlaut für Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss und den Betrieb elektrischer Anlagen an das Niederspannungsnetz«, 2023.
- [25] S. Flemming, T. Bender, A. Surmann, S. Pelka, A. Martin und M. Kühnbach, »Vor-Ort-Systeme als flexibler Baustein im Energiesystem«, 2023.
- [26] Deutsche Energie-Agentur, »dena-Studie Systemdienstleistungen 2030.: Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse der Studie »Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien« durch die Projektsteuergruppe«, Berlin, 11. Feb. 2014.
- [27] M. Kühnbach et al., »Potenziale von Stellplätzen an Wohn- und Nichtwohngebäuden zur Bereitstellung privater Ladeinfrastruktur«, 2024.
- [28] D. Ritter, D. Bauknecht, D. Fietze, K. Klug und M. Kahles, »Energy Sharing Bestandsaufnahme und Strukturierung der deutschen Debatte unter Berücksichtigung des EU-Rechts«, 2023. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.umwelt-bundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/06112023\\_46\\_2023\\_cc\\_energy\\_sharing.pdf](https://www.umwelt-bundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/06112023_46_2023_cc_energy_sharing.pdf).
- [29] J. Wiesenthal, A. Aretz, N. Ouanes und K. Petrick, »Energy Sharing: Eine Potenzialanalyse: Gutachten im Auftrag des Bündnisses für Bürgerenergie e.V.«, 2022. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.ioew.de/fileadmin/user\\_upload/BILDER\\_und\\_Downloaddateien/Publikationen/2022/Energy\\_Sharing\\_Eine\\_Potenzialanalyse\\_1.pdf](https://www.ioew.de/fileadmin/user_upload/BILDER_und_Downloaddateien/Publikationen/2022/Energy_Sharing_Eine_Potenzialanalyse_1.pdf). Zugriff am: 3. Mai 2024.
- [30] F. Huneke, »Vor-Ort-Versorgung mit Erneuerbaren Energien« Zugriff am: 3. Mai 2024.
- [31] E-Control, »Kosten-Nutzen-Analyse gemäß §§ 79 Abs. 3 und 90 Abs. 4 Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz«, 2024. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Kosten-Nutzen-Analyse\\_StromGas\\_Final.pdf/72838f8b-2eee-c48c-6230-17d8582639d8?t=1711022863061](https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Kosten-Nutzen-Analyse_StromGas_Final.pdf/72838f8b-2eee-c48c-6230-17d8582639d8?t=1711022863061). Zugriff am: 3. Mai 2024.
- [32] J. Vanschoenwinkel, A. Delhooz und L. Marques, »Kosten-Nutzen-Analyse zu den Beiträgen zur Entlastung des flämischen Stromverteilungsnetzes von Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften, Energiegemeinschaften von Bürgern, Betroffenen aus dem Verkauf von Ökostrom gemäß Artikel 7.2.3 Energiedekret oder den aktiven Kunden in einem Gebäude und Analyse der daraus resultierenden relevanten Gebühren.«, 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vreg.be/sites/default/files/document/rapp-2023-19.pdf>. Zugriff am: 3. Mai 2024.
- [33] M. Dunn Cavelti, »Klaus Thoma (ed.): Resilien-Tech. „Resilience-by-Design“: Strategie für die technologischen Zukunftsthemen« (de), 2014, doi: 10.6094/behemoth.2014.7.2.836.
- [34] S. Hiermaier, D. Hiller, J. Edler, F. Roth, J. C. Arlinghaus und U. Clausen, »Resilienz. Ein Fraunhofer-Konzept für die Anwendung«, 2021.
- [35] T. Schilderoth, »Zentrale EU-rechtliche Vorgaben für die künftige Netzentgeltssystematik: Fachgespräch zu § 14a EnWG«, Würzburg, 2023.
- [36] S. Bothor, »Prognose von Netzverlusten«, 2019.
- [37] Bundesnetzagentur BK 8, »Festlegung von Netzentgelten für steuerbare Anschlüsse und Verbrauchseinrichtungen (NSAVER) nach § 14a EnWG«, Bonn, 23. Nov. 2023.
- [38] P. Selzam, S. Becker, E. Dörre, K. Metzler, F. Hirschmann und L. Lauven, »Untersuchung der Auswirkungen von Verbraucherschutzvorgaben auf die Netzdienstlichkeit variabler Netzentgelte«, 2023.
- [39] F. Huneke, A. Claußner, A. Fernahl, N. Schink und C. Perez Linkenheil, »Negative Strompreise: Historische Entwicklung

und Ausblick bis 2030«, Berlin, 2021.

[40] C. Kost, S. Shammugam, V. Fluri, D. Peper, A. Davodi Memar und T. Schlegl, »Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien«, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>.

[41] T. Kelm, J. Metzger und H. Jachmann, »Mieterstrombericht: Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz: Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie«, 2019.

[42] KfW, »Erneuerbare Energien Förderkredit«, 2023. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%c3%b6rderprodukte/Erneuerbare-Energien-Standard-\(270\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%c3%b6rderprodukte/Erneuerbare-Energien-Standard-(270)/).

[43] Deutsche Bundesbank, »Basiszinssatz nach § 247 BGB«, 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesbank.de/de/bundesbank/organisation/agb-und-regelungen/basiszinssatz-607820>.

[44] Statistisches Bundesamt, »Erdgas- und Stromdurchschnittspreise«, 2023. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Erdgas-Strom-Durchschnittspreise/\\_inhalt.html#421258](https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Erdgas-Strom-Durchschnittspreise/_inhalt.html#421258).

[45] DIHK, »Ergebnisse der DIHK-Hebesatzumfrage 2023 unter allen Gemeinden in Deutschland ab 20.000 Einwohnern«, 2023.

## A.2 Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsanalyse von PV-Anlagen auf Mehrfamilienhäusern

	Parameter	Wert	Quelle
<b>Jährliche Kosten</b>	PV-Betriebskosten (€/kWP*a))	26	Kost et al. (2021): Stromgestehungskosten erneuerbare Energien [40]
	Messkosten (€/pP*a))	20	§ 30 (2) MsbG 2023
	Mieterstrom Abrechnungkosten (€/pP*a))	100	Kelm et al. (2019) [41]
<b>Einspeisevergütung</b>	Volleinspeisanlage Einspeisevergütung >10kWp (ct/kWh)	10,9	§ 48 (2a) EEG 2023 mit § 53 EEG 2023
	Überschuss-Einspeisevergütung >10kWp (ct/kWh)	7,1	§ 48 (2) EEG 2023 mit § 53 EEG 2023
	Volleinspeisanlage Einspeisevergütung <10kWp (ct/kWh)	13	§ 48 (2a) EEG 2023 mit § 53 EEG 2023
	Überschuss-Einspeisevergütung <10kWp (ct/kWh)	8,2	§ 48 (2) EEG 2023 mit § 53 EEG 2023
<b>Investitionsparameter</b>	Spezifische Investition PV (€/kWp)	1.300	Kost et al. (2021): Stromgestehungskosten erneuerbare Energien [40]
	Fremdkapitalanteil (%)	80	Kost et al. (2021): Stromgestehungskosten erneuerbare Energien [40]
	Fremdkapitalzinssatz (%)	4,72	KfW. (2023): Erneuerbare Energien Förderkredit. [42]
	Eigenkapitalzinssatz (%)	3,12	Deutsche Bundesbank. (2023). Basiszinssatz nach § 247 BGB. [43]
<b>Strompreise</b>	Strompreis (ct/kWh)	42,29	Statistisches Bundesamt. (2023). Erdgas- und Stromdurchschnittspreise. [44]
	Strompreis Anlagenbetreiber (ct/kWh)	38,5	Statistisches Bundesamt. (2023). Erdgas- und Stromdurchschnittspreise. [44]
	Mieterstromzuschlag (ct/kWh)	2,48	Bundesnetzagentur (2023) [37]

# A.3 Vorgehen und Annahmen zur Quantifizierung von Vor-Ort-Einnahmen

**Unternehmensgewinne:** Die lokalen Unternehmensgewinne werden primär für den Fall ermittelt, dass die PV-Anlage sich im Besitz eines lokal ansässigen Unternehmens befindet und von diesem betrieben wird. Der Jahresgewinn lässt sich vereinfacht als äquivalente Annuität des Nettobarwerts darstellen. Selbst wenn die PV-Anlage durch ein Unternehmen ohne regionalen Bezug umgesetzt wird (bspw. ein größeres Unternehmen der Wohnungswirtschaft), ist es denkbar, dass ein lokal ansässiges Unternehmen für die Planung, Installation sowie die Wartung und Instandhaltung der Anlage beauftragt wird. Der Unternehmensgewinn aus der Planung, Installation und Wartung wurde abgeschätzt, indem angenommen wurde, dass der Aufwand für diese Tätigkeiten (als Teil von Investition bzw. Betriebskosten) dem Umsatz des lokalen Dienstleisters entspricht. Der Jahresgewinn wurde pauschal als 10 % des Umsatzes geschätzt. Da die Umsätze aus Planung und Installation einmalig anfallen, wurde auch hier die äquivalente Annuität gebildet, um die Beträge auf Jahresbasis zu normalisieren.

**Kommunale Steuereinnahmen:** Zu den kommunalen Steuern im Zusammenhang mit erneuerbare Energien-Projekten vor Ort zählen in erster Linie die Gewerbesteuer und der kommunale Anteil der Einkommensteuer, wobei Letztere hier aufgrund eines sehr geringen Beitrags einer einzelnen Dach-PV-Anlage nicht weiter betrachtet wird. Die Gewerbesteuer wird wie folgt berechnet: 3,5% des Gewerbeertrags (Messbetrag, vgl. § 11 Abs. 2 GewStG<sup>1</sup>) wird mit dem sog. Hebesatz multipliziert, der von jeder Gemeinde festgelegt wird. Der Hebesatz beträgt mind. 200 % (§ 16 Abs. 4 S. 2 GewStG) und im bundesdeutschen Durchschnitt 435 % [45]. Hier werden vereinfachend 14 % des Gewerbeertrags angenommen. Der Gewerbeertrag definiert sich als Gewinn aus dem Gewerbebetrieb (mit einigen Anpassungen, die hier nicht weiter berücksichtigt werden). Es gilt ein Freibetrag von 24.500 Euro für natürliche Personen und Personengesellschaften und von 5.000 Euro für Unternehmen (§ 11 Abs. 1 Nr. 1 bzw. 2 GewStG). Gleichzeitig sind PV-Anlagen bis 30 kWp von der Gewerbesteuer befreit. In dem betrachteten Beispiel fallen Einnahmen aus der Gewerbesteuer aufgrund der Anlagengröße (12,16 kWp) weg, so dass nur Steuerbeträge im

Zusammenhang mit der Planung, Instandhaltung und Wartung berücksichtigt wurden, wobei – je nach Geschäftssituation des Anlagenbesitzers und -betreibers – auch diese aufgrund des Freibetrags entfallen könnten.

**Stromkosteneinsparung:** Die Stromkosteneinsparung für die Haushalte gegenüber einer Vollversorgung aus dem öffentlichen Netz wurde anhand der jährlichen Stromkosten in jedem Versorgungskonzept berechnet. Siehe Anhang A.1.

**Lokalitätsgrad:** Bei der Anwendung verschiedener Lokalitätsgrade wurden folgende vereinfachende Annahmen getroffen:

- Überregionale Anlagenbesitzer beauftragen in 50 % der Fälle lokal ansässige Unternehmen mit Planung, Installation und Wartung.
- Lokal ansässige Anlagenbesitzer beauftragen stets andere lokal ansässige Unternehmen mit Planung, Installation und Wartung.

<sup>1</sup> Gewerbesteuergesetz, neugefasst durch Bekanntmachung v. 15.10.2002 (BGBl. I S. 4167), zuletzt geändert durch Gesetz v. 27.03.2024 (BGBl. I S. 108).

# Impressum

---

## Projektleitung

Fraunhofer-Exzellenzcluster  
Integrierte Energiesysteme CINES  
EUREF Campus 23 – 24  
10829 Berlin  
Matthias Kühnbach, matthias.kuehnbach@ise.fraunhofer.de

## Verantwortlich für den Inhalt des Textes

Paula Oberfeier, paula.oberfeier@ise.fraunhofer.de  
Matthias Kühnbach, matthias.kuehnbach@ise.fraunhofer.de  
Arne Surmann, arne.surmann@ise.fraunhofer.de  
Hannah Mehling, hannah.mehling@ise.fraunhofer.de  
Sebastian Flemming, sebastian.flemming@iosb-ast.fraunhofer.de  
Elena Timofeeva, elena.timofeeva@ieg.fraunhofer.de  
Björn Drechsler, bjoern.drechsler@ieg.fraunhofer.de  
Fabian Liesenhoff, fabian.liesenhoff@isi.fraunhofer.de  
Sabine Pelka, sabine.pelka@isi.fraunhofer.de  
Patrick Selzam, patrick.selzam@iee.fraunhofer.de  
Elias Dörre, elias.doerre@iee.fraunhofer.de

## Bildnachweis

Deckblatt/S.14: iStock/Marcus Lindstrom | S.11: iStock/legna69  
S.12: iStock/Maryana Serdynska | S. 16: iStock/ArtistGNDphotography  
S.19: iStock/filmfoto | S.25: iStock/guteKSK7 | S.26: iStock/deepblue4you  
S.31: iStock/elxeneize | S.34: iStock/EXTREME-PHOTOGRAPHER  
S.36: iStock/Wirestock

## Zitierempfehlung

Oberfeier, P.; Kühnbach, M.; Surmann, A.; Mehling, H.; Flemming, S.;  
Timofeeva, E.; Drechsler, B.; Liesenhoff, F.; Pelka, S.; Selzam, P.; Dörre, E. (2024):  
Vor-Ort-Systeme im Fokus. 7 Thesen für eine erfolgreiche Energiewende. Berlin:  
Fraunhofer CINES

## Veröffentlicht

August 2024

## Hinweise

Dieser Bericht einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Die Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen unter Beachtung der Grundsätze guter wissenschaftlicher Praxis zusammengestellt. Die Autorinnen und Autoren gehen davon aus, dass die Angaben in diesem Bericht korrekt, vollständig und aktuell sind, übernehmen jedoch für etwaige Fehler, ausdrücklich oder implizit, keine Gewähr. Die Darstellungen in diesem Dokument spiegeln nicht notwendigerweise die Meinung des Auftraggebers wider.

© Fraunhofer-Gesellschaft e.V.,  
Berlin 2024





## Lokale Energiewende-Booster

---

Gerade in den Städten und Kommunen sowie den Gewerbe- und Industriegebieten Deutschlands schlummert noch ein ungenutztes Potenzial für die Energiewende.

Intelligente **Vor-Ort-Systeme** auf Basis erneuerbarer Energien sind ein Baustein, um diese Potenziale nachhaltig und gerecht für die Nutzung im Strom-, Wärme- und Mobilitätssektor zu erschließen. Ein Vor-Ort-System beschreibt den energiewendedenlichen Einsatz von Anlagen zur Bereitstellung und zum Einsatz von Energie in einem räumlich begrenzten Einzugsgebiet, um die Integration von erneuerbaren Energien zu fördern, Sektorenkopplung zu ermöglichen, Flexibilitätspotenziale zu aktivieren und sowohl die Akzeptanz als auch die Partizipation der lokalen Akteure zu steigern.

Das Fraunhofer-Exzellenzcluster Integrierte Energiesysteme CINES hat untersucht, ob und auf welche Weise Vor-Ort-Systeme zu einer kosteneffizienten und partizipativen Energiewende beitragen können.