

Berlin, 2. Juli 2024

**BDEW Bundesverband  
der Energie- und  
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32  
10117 Berlin

[## Positionspapier](http://www.bde</a>.de</p></div><div data-bbox=)

# Rahmenbedingungen für Energy Sharing: Akzeptanz- stärken, Investitionen anregen

## Vorschläge des BDEW für eine Ausgestaltung von „Energy Sharing“ in Deutschland

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, über 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

## Inhalt

|          |  |           |
|----------|--|-----------|
|          | <b>Executive Summary .....</b>   | <b>3</b>  |
| <b>1</b> | <b>Einleitung .....</b>  | <b>5</b>  |
| <b>2</b> | <b>Aktueller Regelungsrahmen für Energy Sharing .....</b>                        | <b>6</b>  |
| <b>3</b> | <b>Umsetzung von Energy Sharing in den Staaten der Europäischen Union .....</b>  | <b>8</b>  |
| <b>4</b> | <b>Herausforderungen einer umfassenden Umsetzung von Energy Sharing ...</b>      | <b>10</b> |
|          | 4.1 Finanzierung der Infrastruktur .....   | 10        |
|          | 4.2 Flexibilitäten .....   | 12        |
|          | 4.3 Einbezug energieintensiver Industrien in das Energy Sharing .....            | 15        |
| <b>5</b> | <b>Chancen des Energy Sharing.....</b>   | <b>15</b> |
| <b>6</b> | <b>Handlungsempfehlungen des BDEW zur Ausgestaltung von Energy Sharing .....</b> | <b>15</b> |

## Executive Summary

1. Energy Sharing ermöglicht es Bürgerinnen und Bürgern von niedrigeren Strompreisen über Erneuerbare-Energien-Anlagen „vor der eigenen Haustür“ zu profitieren. Damit kann das Modell neben der direkten Bürgerbeteiligung und der kommunalen finanziellen Beteiligung ein **Instrument für die Akzeptanz in der Energiewende** werden. Die Sharing-Gemeinschaften müssen aber tatsächlich zu einem **effizienten Ausbau der Erneuerbaren Energien** beitragen und **nicht lediglich eine Umwidmung bereits bestehender Erneuerbaren-Anlagen** vornehmen.
2. Die **zulässige Leistungsgrenze** für Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Energy Sharing-Gemeinschaft sollte nicht zu niedrig gewählt werden. Sinnvoll scheint aus Sicht des BDEW die **Zulässigkeit von EE-Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 500 kW**.
3. Der BDEW sieht eine **zusätzliche Förderung von Energy Sharing nicht als angemessen** an. Sollte der Gesetzgeber trotz entstehender zusätzlicher Kosten eine Förderung für Energy Sharing einführen, sollte aus Sicht des BDEW immer eine **Förderung in Form einer Direktzahlung nach EEG** gewählt werden, aber keine impliziten Fördervarianten, z.B. durch Befreiung von Umlagen und Abgaben. Diese wären nicht sachgerecht, weil Energy Sharing als solches keine Netzkosten einspart und weil die Netzentgelte regional sehr unterschiedlich sind.
4. **Jährliche Nachweisführungen und Prüfaufwände durch Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften beim Netzbetreiber** im Rahmen der EEG-Jahresabrechnung sind zu **vermeiden**, da schon die bestehenden Sondersachverhalte mit ihrem jährlichen Prüfaufwand für die Anschlussnetzbetreiber kaum noch umsetzbar sind: So ist durch die Netzbetreiber nur mit hohem Aufwand zu prüfen, ob alle Fördervoraussetzungen vertraglich erfüllt wurden – bspw. der Zugang für vulnerable Personengruppen. Sollten solche Voraussetzungen kommen, dann müsste die Prüfung der Fördervoraussetzungen durch eine Behörde erfolgen.
5. Die **Abwicklung von Energy Sharing Modellen** darf nicht nur neu zu gründenden Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften offenstehen. Stattdessen muss es **auch bereits bestehenden Unternehmen der Energiewirtschaft ermöglicht werden, den Erneuerbaren-Energien-Gemeinschaften Energy-Sharing-Modelle anzubieten**. Können professionelle Energieversorger nicht als Komplett-Dienstleister für Erneuerbare Energien-Gemeinschaften fungieren, sind nur schwer wirtschaftlich tragfähige Geschäftsmodelle aufzusetzen. Zudem muss die Bedeutung von „nicht-kommerziell“ in Art. 2 Nr. 15 EBM-RL2 genau definiert werden.

6. **Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften müssen energiewirtschaftliche Pflichten ebenso erfüllen wie lokale Grundversorger.** Hierzu gehören die Gewährleistung der freien Lieferantenwahl, kurze Kündigungsfristen bei einem Lieferantenwechsel und eine regelmäßige Rechnungsstellung an die Stromverbrauchenden.
7. Die verschiedenen Modelle zur lokalen Erzeugung brauchen eine **möglichst einheitliche Marktkommunikation (MaKo)**, um nicht für jedes Modell eine separate Marktkommunikation erarbeiten zu müssen. Diese Marktkommunikation muss die Versorgerpflichten abdecken und Regelungen für die Bilanzierung enthalten. Die durch die Richtlinie zum Europäischen Strommarktdesign festgelegte verpflichtende Bereitstellung der IT-Infrastruktur für sämtliche Modelle lokaler Erzeugung und zum Verbrauch Erneuerbarer Energien sollte aus Sicht des BDEW der BNetzA obliegen. Außerdem müssen die **neuen Marktkommunikationsregeln gut an bereits bestehende MaKo-Standards angepasst** werden. Nur so sind Skaleneffekte und damit die Umsetzung von Energy Sharing in wirtschaftlich tragfähige Geschäftsmodelle möglich.
8. Bei entsprechender Ausgestaltung kann **das Energy Sharing dem Gesamtsystem Flexibilitäten zur Verfügung stellen.** Der derzeitige regulatorische Rahmen schöpft die Möglichkeiten, nutzerseitig Flexibilitäten für Verteilnetzbetreiber zur Verfügung zu stellen, allerdings noch nicht aus. Hier bedarf es, neben den BNetzA-Festlegungen auf Basis des § 14a EnWG, der **zukünftigen Ausgestaltung einer marktlichen Flexibilitätsbereitstellung für Verteilnetzbetreiber in der Niederspannung** in § 14c EnWG als Ergänzung zum regulatorischen Redispatch für Übertragungsnetzbetreiber.
9. Um die Abwicklung der Abrechnungen und energiewirtschaftlichen Prozesse in Zusammenhang mit den Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften in Händen eines Verteilnetzbetreibers sicherzustellen, schlägt der BDEW eine **zulässige Ausdehnung der Erneuerbare Energien-Gemeinschaften innerhalb der Gebietsgrenzen eines Verteilnetzbetreibers** vor.
10. Bei gesetzlicher Umsetzung des Energy Sharing müssen **Rechte und Pflichten der Sharing Gemeinschaft klar festgelegt** werden, um die neu entstehende Komplexität nicht auf Messstellenbetreiber, Netzbetreiber und Reststromlieferanten zu übertragen.
11. Der Gesetzgeber sollte aus Sicht des BDEW von seinem in Art. 15a der Europäischen Strommarktdesign-Richtlinie derzeit vorgesehenen Recht zur **Ausweitung der Privilegien durch Energy Sharing auf neue große Stromverbraucher nicht Gebrauch** machen. Ansonsten werden Förderkosten noch erheblich ansteigen, zumal bisher in den EU-Mitgliedstaaten nur Modelle von Energy Sharing umgesetzt wurden, die eine finanzielle Förderung erhalten.

## 1 Einleitung

Bis zum Jahr 2045 strebt die Bundesregierung die Klimaneutralität an. Dieses Ziel ist im nationalen Klimaschutzgesetz (KSG) verankert. Ein wesentlicher Baustein der klimaneutralen Energieversorgung der Zukunft ist der Ausbau der Erneuerbaren Energien und dabei insbesondere von Windenergie und Photovoltaik (PV). Bereits 2030 soll eine installierte PV-Leistung von 215 Gigawatt (GW) in Deutschland erreicht werden – davon jeweils die Hälfte auf Dächern und Freiflächen. Zehn Jahre später sollen dann bereits 400 GW PV-Leistung installiert sein. Die Stromerzeugung wird nicht nur zunehmend erneuerbar, sondern auch zunehmend dezentral, insbesondere durch den Ausbau der Photovoltaik.

Die Entwicklung hin zu einem dezentraleren Energiesystem stellt die Energiewirtschaft vor Herausforderungen in puncto Systemstabilität sowie Ausbau und Finanzierung der Infrastruktur. Gleichzeitig werden dadurch erhebliche und dringend benötigte Investitionen ausgelöst, da nun insbesondere auch Privat- und Kleingewebekunden aufgefordert sind, zu investieren und ihr Nachfrageverhalten zu optimieren. Es wird erwartet, dass durch den Verbrauch des auf dem eigenen Dach und im direkten Umfeld erzeugten erneuerbaren Stroms ein substanzieller Beitrag zum Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) geleistet wird und die Identifikation der Bürgerinnen und Bürgern mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien steigt.

Die Energiewende im erforderlichen Umfang in die Städte zu tragen, bleibt weiterhin eine große Herausforderung. Auf den dortigen begrenzteren Flächen wird die Vor-Ort-Nutzung von EE-Strom zwar im Prinzip nachgefragt, ist aber aufgrund der komplexen Eigentumsstrukturen im heutigen Rechtsrahmen bislang kaum möglich und somit bislang weit hinter den Erwartungen zurückgeblieben. Dies zeigt sich beispielsweise an der Lücke zwischen dem bei Einführung der Mieterstromförderung 2017 angestrebten und dem tatsächlichen Zubau von Mieterstrommodellen. Im Solarpaket I sind durch Verbesserungen bei der Anwendbarkeit des Mieterstrommodells sowie durch die Einführung eines Modells zur gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung bereits Maßnahmen ergriffen worden, um auch in Mehrfamilienhäusern mit unterschiedlicher Eigentümerstruktur die Nutzung von PV-Strom zu ermöglichen und so die Belegung der Dächer in den Städten mit PV-Modulen zu fördern. Zudem gibt es Erleichterungen bei der Installation von Steckersolargeräten: Auch Mieterinnen und Mieter können dadurch ihre Stromversorgung teilweise selbst gewährleisten und so an der Energiewende teilhaben.

Nun wird zusätzlich diskutiert, ob und wie Energy Sharing – also verschiedene Formen der dezentralen Finanzierung und Nutzung von Energieerzeugungs-, Verteilungs- und Vermarktungsoptionen – zusätzliche Anreize schaffen kann. Noch offen ist bisher die von der Bundesregierung geplante Umsetzung von „Energy Sharing“ durch ein Modell in Deutschland, das in der Praxis greift und eine Umsetzung in größerem Stil ermöglicht. Dadurch könnten in größerem Umfang auch Bürgerinnen und Bürger ohne Immobilien-Eigentum durch Mitgliedschaft in einer Erneuerbare-Energien-Gemeinschaft in eine Erneuerbare-Energien-Anlage investieren. Der erzeugte Strom kann dann lokal gemeinsam mit anderen Mitgliedern einer Sharing-

Gemeinschaft in der Region genutzt oder verkauft werden. Energy Sharing kann so neben Bürgerbeteiligung und kommunaler Betreuung ein weiteres zentrales Instrument für Akzeptanz werden, da Bürgerinnen und Bürger direkt vom Ausbau der Erneuerbaren Energien Ihrer Umgebung profitieren.

## 2 Aktueller Regelungsrahmen für Energy Sharing

Die in den Jahren 2018 und 2019 in Kraft getretenen EU-Rechtsakte des sogenannten “Clean Energy Package” rückten u.a. die Verbraucherinnen und Verbraucher stärker in den Mittelpunkt der Energieunion. Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) sowie die beim Thema Energy Sharing gleichlautende RED III beinhalten nicht nur Vorgaben für die individuelle Eigenversorgung, sondern auch für „gemeinsam handelnde Eigenversorger im Bereich erneuerbarer Elektrizität“. Neu hinzugekommen sind in der RED III auch die legislative Darstellung der Möglichkeiten zur Gründung von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sowie von Bürgerenergiegemeinschaften. Diese Gruppen können zusammen Energy Sharing betreiben. Je nachdem, in welcher Konstellation Energie gemeinsam genutzt werden soll – also durch gemeinschaftlich handelnde Eigenversorgenden, im Rahmen einer Erneuerbare-Energien- oder einer Bürgerenergiegemeinschaft – ergeben sich unterschiedliche Ausgestaltungen des Energy Sharing, etwa mit Blick auf die Frage des räumlichen Bezugs zwischen Erzeugungsanlage und Letztverbrauchenden.<sup>1</sup>

Unter Energy Sharing versteht die Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED II und unverändert die RED III gemäß Artikel 22 die gemeinschaftliche, nicht-kommerzielle Nutzung von gemeinschaftlich betriebenen Erneuerbare-Energien-Anlagen durch Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften. Diese Gemeinschaften dürfen Dienstleister mit der Umsetzung des Energy Sharing beauftragen. Die Mitgliedstaaten sind verpflichtet, für einen diskriminierungsfreien Zugang zu Märkten für die Gemeinschaften zu sorgen. Die Erneuerbare Energien-Gemeinschaften dürfen auch das Netz der allgemeinen Versorgung nutzen, wobei hier Netznutzungsentgelte sowie einschlägige Abgabe, Umlagen und Steuern erhoben werden dürfen.

---

<sup>1</sup> Umweltbundesamt (2023): Energy Sharing: Bestandsaufnahme und Strukturierung der deutschen Debatte unter Berücksichtigung des EU-Rechts, Kurzbericht des Öko-Instituts und der Stiftung Umweltenergierecht. Download unter [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/06112023\\_46\\_2023\\_cc\\_energy\\_sharing.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/06112023_46_2023_cc_energy_sharing.pdf), zuletzt geprüft am 19.12.2023.

Formal ist die Einräumung der Möglichkeit des Energy Sharing aus den Erneuerbaren-Richtlinien RED II und RED III in Deutschland bereits umgesetzt<sup>2</sup>. Der gemeinschaftliche Betrieb von Stromerzeugungsanlagen ist ohnehin spätestens seit Öffnung des Strommarktes im Jahr 1998 rechtlich zulässig und wird auch umgesetzt.

Allerdings wurde die Richtlinie zum Europäischen Strommarktdesign<sup>3</sup> (EBM-RL2) nun novelliert. Darin werden die aktiven Kunden in Art. 2 Nr. 15 EBM-RL2 neu definiert. Nach Abschluss des informellen Trilog-Verfahrens zwischen EU-Kommission, Europäischem Rat und Parlament sieht der Richtlinien-Entwurf nun neben der Nutzung von Energy Sharing durch nicht-kommerzielle Zusammenschlüsse von Bürgerinnen und Bürgern auch den möglichen Einbezug industrieller Großverbraucher vor, sofern ein Mitgliedstaat dies möchte. Die Teilung von Strom- und Speicherkapazitäten mit einer installierten Leistung von bis zu sechs Megawatt (MW) ist innerhalb einer Gebotszone oder einer kleineren räumlichen Einheit möglich, wobei die Abwicklung durch Dienstleister und über Plattformen zulässig ist. Stromerzeugungs- und Speicherkapazitäten können sich im Eigentum der Teilnehmenden befinden, geleast oder gemietet werden. Die Mitgliedstaaten sollen die erforderliche IT-Infrastruktur bereitstellen, damit innerhalb eines gewissen zeitlichen Rahmens die Messung des Eigenverbrauchs möglich ist, der dann vom Gesamtverbrauch je Bilanzierungsintervall abgezogen wird. Dadurch wird die Stromrechnung des Versorgers um die Strommenge aus der Eigenversorgung verringert. "Aktive Kunden" sind gemäß Marktdesign-Richtlinie grundsätzlich für den durch sie ausgelösten Flexibilitätsbedarf zuständig. Zudem ist eine Bagatellgrenze für die Versorgerpflichten durch die Sharing-Gemeinschaften vorgesehen: Bis zu einer installierten Leistung von bis zu 10,8 kW (einzelne Haushalte) bzw. bis zu 50 kW (Mehrfamilienhäuser) müssen die Aktiven Kunden keine Versorgerpflichten übernehmen. Zu den Versorgerpflichten gehören eine Vielzahl von Pflichten zur Abrechnung gegenüber den Stromkunden mit Darstellung des Jahresverbrauchs gemessen an den Verbräuchen vergleichbarer Stromkunden, Pflichten zur Stromkennzeichnung und Meldepflichten gegenüber der BNetzA. Die Kunden müssen auch die Möglichkeit zum Lieferantenwechsel haben. Die Mitgliedstaaten dürfen diese Schwellenwerte zur Erfüllung der

---

<sup>2</sup> SUER - Stiftung Umweltenergierecht (Hg.) (2023): Papke, A.; Fietze, D. Die "gemeinsame Nutzung" von Strom und Versorgerpflichten im Europarecht. Online verfügbar unter [https://stiftung-umweltenergierecht.de/wpcontent/uploads/2023/02/2023-02-17\\_Zusammenfassung\\_Gemeinsame\\_Nutzung.pdf](https://stiftung-umweltenergierecht.de/wpcontent/uploads/2023/02/2023-02-17_Zusammenfassung_Gemeinsame_Nutzung.pdf), zuletzt geprüft am 12.10.2023.

<sup>3</sup> 2023/0077(COD) DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Directives (EU) 2018/2001 and (EU) 2019/944 to improve the Union's electricity market design.

energiewirtschaftlichen Pflichten auf 30 kW für Einzelhaushalte bzw. auf 40 bis 100 kW für Mehrfamilienhäuser absenken bzw. anheben. Dadurch würden ggf. Privilegien für umfangreiche Anwendungen geschaffen und die Komplexität der erlassenen Pflichten auf andere Teile des Energiesystems verlagert.

Die Bundesregierung plant unabhängig von einer Umsetzungspflicht durch die EU-Gesetzgebung eine Stärkung von Energy Sharing. Dies zeigt sich im Entschließungsantrag<sup>4</sup> des Bundestags zum EEG 2023: Er erteilt der Bundesregierung einen Prüfauftrag, um Vorschläge für die Einführung von Energy Sharing im Rahmen der nächsten Gesetzgebungsprozesse zu unterbreiten.

### **3 Umsetzung von Energy Sharing in den Staaten der Europäischen Union**

In zehn EU-Mitgliedstaaten war Energy Sharing gemäß einer Studie des Öko-Instituts und der Stiftung Umweltenergierecht im Auftrag des Umweltbundesamts<sup>5</sup> aus dem Jahr 2023 bereits umgesetzt. In allen Ländern besteht dabei die Pflicht zur Erfüllung energiewirtschaftlicher Koordinierungsanforderungen wie Marktkommunikation, Bilanzkreismanagement und Daseinsvorsorgepflichten.

Die Mitglieder einer EE-Gemeinschaft müssen zwar gemäß der Vorgabe aus RED II und RED III „in der Nähe der Projekte“ angesiedelt sein – die Mitgliedstaaten haben bei der genauen Definition aber einigen Spielraum. Eine Reihe von Mitgliedstaaten haben diese Nähe über die Netzebenen definiert, bspw. über eine Pflicht zum Anschluss an dasselbe Umspannwerk. Teilweise werden als Grenze auch der Radius um die Erzeugungsanlage oder Verwaltungsgrenzen gewählt. Als zulässige Teilnehmende an einer EE-Gemeinschaft haben viele Mitgliedstaaten

---

<sup>4</sup> Entschließungsantrag der Fraktionen SPD, Bündnis90/Die Grünen und FDP zu den Gesetzentwürfen „Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor – Drucksache 20/1630“, „Entwurf eines Gesetzes zur Erhöhung und Beschleunigung des Ausbaus von Windenergieanlagen an Land – Drucksache 20/2355“, „Entwurf eines Vierten Gesetzes zur Änderung des Bundesnaturschutzgesetzes – Drucksache 20/2354“, download unter <https://www.klimareporter.de/images/dokumente/2022/07/entschliessungsantrag.pdf>.

<sup>5</sup> Umweltbundesamt (2023): Energy Sharing: Bestandsaufnahme und Strukturierung der deutschen Debatte unter Berücksichtigung des EU-Rechts. Kurzbericht im Auftrag des Umweltbundesamts, download unter [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/06112023\\_46\\_2023\\_cc\\_energy\\_sharing.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/06112023_46_2023_cc_energy_sharing.pdf).



natürliche Personen, Kleinst-, kleine und mittlere Unternehmen, deren Beteiligung an der Erneuerbare-Energien-Gemeinschaft nicht ihre primäre Wirtschaftstätigkeit darstellt, sowie kommunale Einrichtungen festgelegt. Dies entspricht auch dem Maximum zulässiger Teilnehmenden aus der Festlegung in der RED II und III.

Die Obergrenzen für die maximale Leistung der teilnahmeberechtigten Anlagen unterscheiden sich in den Staaten, die Energy Sharing bereits umgesetzt haben, erheblich. In den meisten Ländern dürfen auch Anlagen im Megawattbereich teilnehmen, andere haben gar keine Obergrenze. Spanien deckelt die zulässige Leistung der einzelnen durch eine EE-Gemeinschaft betriebenen Anlagen bei 100 kW.

Auch die finanzielle Förderung für Energy Sharing innerhalb von EE-Gemeinschaften ist in den einzelnen EU-Staaten sehr unterschiedlich: Einige Mitgliedstaaten fördern EE-Gemeinschaften gar nicht. Andere fördern die EE-Gemeinschaften, aber nicht gesondert das Energy Sharing. Weitere Mitgliedstaaten, wie Italien, fördern speziell das Energy Sharing durch eine Prämie für die Energy Sharing-Strommengen. Teilweise wurde auch eine implizite Förderung über die Reduzierung von Gebühren oder Netzentgelten eingeführt, beispielsweise in Österreich. Dieser Regelung liegt meist die Idee zugrunde, dass EE-Gemeinschaften für den von ihnen selbst produzierten und verbrauchten Strom die höheren Netzebenen nicht beanspruchen und daher auch keine Gebühren für deren Nutzung bezahlen sollten. Dieser Entlastungseffekt höherer Netzebenen oder gar eine damit einhergehende Einsparung beim Netzausbaubedarf bestehen jedoch faktisch nicht. Die Studie „Potenziale und Rahmenbedingungen für den Ausbau des Prosuming“ im Auftrag des BDEW ermittelte keine Einsparungen beim Ausbaubedarf des Stromnetzes. Es konnte lediglich ein gewisses Einsparpotenzial beim Bau von Direktleitungen zwischen EE-Anlagen und dem Netz der Öffentlichen Versorgung ermittelt werden. Dies kann sich ergeben, wenn größere EE-Anlagen zur Direktversorgung lokaler Stromkunden für die Überschusseinspeisung einen Netzanschluss mit geringerer Anschlussleistung benötigen als zur Volleinspeisung erforderlich wäre.

Alle Umsetzungsbeispiele von Energy Sharing setzen auf die Nutzung intelligenter Messsysteme. In vielen EU-Staaten ist der Smart Meter Roll-Out bereits vollständig oder weitestgehend abgeschlossen. Meist erfolgt die Bilanzierung des Energy Sharing-Stroms im Viertelstundentakt, in einigen Ländern allerdings auch nur halbstündlich oder stündlich.

Energy Sharing soll zudem die Teilhabe an der Energiewende den bisher weniger partizipierenden Menschen zugänglich machen. In den meisten Staaten wird dieses Ziel jedoch nicht gesetzlich umgesetzt. Nur Spanien hat den vorrangigen Zugang vulnerabler Haushalte zur EE-Gemeinschaft als Kriterium zum Erhalt von Fördergeldern festgelegt.

Am umfassendsten ist Energy Sharing derzeit in Österreich umgesetzt: Dort sind nach einer Schätzung der Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften in den letzten zwei Jahren ca. 450 EE-Gemeinschaften umgesetzt worden oder kurz vor der Gründung, mit grobgeschätzt durchschnittlich 70 Zählpunkten. Dies würde 31.500 Zählpunkten entsprechen. Sofern sämtliche teilnehmende Zählpunkte dem Bereich privater Haushalte zuzuordnen wären, würden demnach 0,8 Prozent der österreichischen Haushalte am Energy Sharing teilnehmen – Tendenz deutlich steigend.

## 4 Herausforderungen einer umfassenden Umsetzung von Energy Sharing

### 4.1 Finanzierung der Infrastruktur

Den möglichen Vorteilen von Modellen lokaler Energieversorgung für Akzeptanz und das Auslösen von Investitionen stehen jedoch eine Reihe von Herausforderungen gegenüber: So unterscheidet sich Energy Sharing von „Prosuming“ oder den Modellen für Mieterstrom und Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung dadurch, dass auch das Netz der öffentlichen Versorgung mit genutzt werden kann. Die europäischen Vorgaben verpflichten die Mitgliedstaaten zwar nicht zur Privilegierung der Sharing-Gemeinschaften beim Erheben von Abgaben und Umlagen. Dies wurde aber in den Mitgliedstaaten, die Energy Sharing bisher umgesetzt haben, dennoch für verschiedene Sharing-Modelle eingeführt: So werden die in Österreich 2021 neu eingeführten Sharing-Gemeinschaften bei der Erhebung von Netznutzungsentgelten erheblich privilegiert.

Auch die bisher für die Umsetzung von Energy Sharing in Deutschland vorliegenden Vorschläge sehen erhebliche implizite Förderatbestände vor: Eine Berechnung des Instituts für Ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) beziffert den impliziten Förderbedarf pro Kilowattstunde (kWh) Strom im Vorschlag des Bündnisses Bürgerenergie für ein Sharing-Modell<sup>6</sup> mit 7,84 ct/kWh (IÖW 2022: S. 64)<sup>7</sup>. Hinzu kommt ein weiterer direkter Förderbedarf für eine

---

<sup>6</sup> Bündnis Bürgerenergie (2021): Eckpunkte eines Energy Sharing Modells. Positionspapier des Bündnisses Bürgerenergie, download unter [https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user\\_upload/downloads/Positionspapiere/Eckpunkte\\_eines\\_Energy\\_Sharing\\_Modells\\_Positionspapier\\_BBEn.pdf](https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user_upload/downloads/Positionspapiere/Eckpunkte_eines_Energy_Sharing_Modells_Positionspapier_BBEn.pdf), zuletzt geprüft am 20.12.2023.

<sup>7</sup> Institut für Ökologische Wirtschaftsforschung (2022): Energy Sharing: Eine Potenzialanalyse. Gutachten im Auftrag des Bündnisses für Bürgerenergie. Download unter

erfolgreiche Einführung von Energy Sharing. Diesen beziffert eine Studie von Energy Brainpool im Auftrag des Bündnisses Bürgerenergie für Windenergieanlagen an Land mit 2,8 ct/kWh und für Photovoltaik mit 4,9 ct/kWh<sup>8</sup>. Würde das durch das IÖW ermittelte Potenzial für Energy Sharing in Deutschland tatsächlich gehoben, so entstünden hierdurch zusätzliche Förderkosten in Höhe von gut 2,2 Mrd. Euro durch die in der Energy-Brainpool-Studie ermittelten erforderlichen zusätzlichen Zahlungen und Stromnebenkostenreduzierungen (IÖW 2021: S. 71).

Da sich die Kosten für Bau und Unterhalt des Stromnetzes der öffentlichen Versorgung fast ausschließlich aus der installierten Leistung ergeben, spart das Energy Sharing keine Infrastrukturkosten. Auch eine verbesserte lokale Koordination von Erzeugung und Verbrauch spart keinen Netzausbau, kann aber bei besserer Hebung von Flexibilitätsoptionen die Abregelung von EE-Anlagen verringern und so einen positiven Beitrag zur Verringerung von Redispatch-Kosten leisten. Sofern der verringerte Beitrag zur Finanzierung der Netzinfrastruktur durch eine Wälzung auf die nicht privilegierten Netzentgeltzahler finanziert würde und nicht über eine andere Gegenfinanzierung, wie bspw. durch den KTF, würde er die Stromkosten für diese – bei Hebung des gesamten Sharing-Potenzials stark schrumpfende – Gruppe steigern. Hinzu kommt, dass Energy Sharing zwar gemäß den Regelungen auf europäischer Ebene als Konzept gilt, um die Teilhabe an der Energiewende den bisher nicht berücksichtigten Menschen zugänglich zu machen. In den meisten Staaten wird dies jedoch offenbar nicht adressiert: Nur vier von zehn im UBA-Bericht zu Energy Sharing betrachteten Staaten adressieren diese Aufgabe in ihrer nationalen Gesetzgebung und auch nur vage formuliert. Lediglich in Spanien müssen EE-Gemeinschaften verpflichtend vulnerable Haushalte unterstützen (Umweltbundesamt 2023: S. 32). Daher ist eine Förderung von EE-Gemeinschaften durch eine teilweise Befreiung von Umlagen und Netzentgelten nicht sachgerecht. Aus Sicht des BDEW sollte Energy Sharing keine zusätzliche Förderung erhalten. Wird Energy Sharing zusätzlich zum regulären Förderrahmen für den Ausbau Erneuerbarer Energien gefördert, so sollte dies durch direkte Prämienzahlungen nach dem EEG erfolgen, damit Förderhöhen transparent sind und – z.B. aufgrund regional stark unterschiedlicher Netzentgelte – nicht unterschiedlich hoch.

---

[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), zuletzt geprüft am 20.12.2023.

<sup>8</sup> Energy Brainpool (2023): Höhe einer Energy Sharing Prämie. Kostenbasierte Ermittlung einer Prämienhöhe für Wind- und Solaranlagen im Energy Sharing. Gutachten im Auftrag des Bündnisses Bürgerenergie, download unter [https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user\\_upload/2023-07-04\\_Studie\\_Energy-Sharing-Praemie.pdf](https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user_upload/2023-07-04_Studie_Energy-Sharing-Praemie.pdf), zuletzt geprüft am 20.12.2023.

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) sollte in ihrer laufenden Überarbeitung der Netzentgeltsystematik zudem den Zuwachs an lokalen Versorgungsmodellen wie Mieterstrom, gemeinschaftliche Gebäudeversorgung, Prosuming und Energy Sharing berücksichtigen. Durch den Zuwachs an lokalen Versorgungsmodellen kann es dazu kommen, dass sich die aus dem Netz entnommene Strommenge immer stärker reduziert und damit ebenfalls die Kilowattstunden, auf die ein Arbeitspreis erhoben werden kann. Der Nenner zur Finanzierung der Infrastrukturkosten würde sich also verringern.

Eine Herausforderung, die bereits durch den deutlichen Trend zu Eigenversorgung und den neuen dezentralen Versorgungsmodellen wie der Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung besteht, geht auch mit Energy-Sharing einher: Die Prognose der Reststrom-Liefermenge wird erschwert und die Liefermengen an sich schrumpfen durch den wachsenden Anteil von Kunden, die sich teilweise selbst aus ihren Erzeugungsanlagen versorgen, dabei aber keineswegs autark sind. Dadurch wird die Beschaffung für die Vertriebe sowie die Prognose erschwert und insgesamt verteuert. Stromkunden, die keines der neuen dezentralen Selbstversorgungsmodelle nutzen können, sind also steigenden Stromkosten ausgesetzt, weil ihre Grundversorger insgesamt immer weniger Kunden komplett versorgen, ihre Kosten aber nicht sinken.

## 4.2 Flexibilitäten

Durch den §14a EnWG sind Betreibende steuerbarer Anlagen wie Ladesäulen, Wärmepumpen oder Speicher seit Anfang 2024 dazu verpflichtet, Verteilnetzbetreibern lastseitige Flexibilität zur Verfügung zu stellen. Gleichzeitig streben die lokalen Versorgungsmodelle einen möglichst hohen Anteil an betriebswirtschaftlich attraktiver Eigenversorgung an. Bei einer Umsetzung des gesetzlichen Rahmens aus der Richtlinie zum Europäischen Strommarktdesign kommt es hinsichtlich der Erschließung von Flexibilitäten durch Energy Sharing darauf an, ob die Energy-Sharing-Gemeinschaften tatsächlich über das Verteilnetz physikalisch gemeinsam den in den EE-Anlagen erzeugten Strom verbrauchen oder ob dieser gemeinsame Verbrauch nur virtuell verrechnet wird. Ein physikalisch gemeinsamer Verbrauch würde die Sicherstellung einer ausreichenden Netzkapazität zwischen den in die Sharing-Gemeinschaft einbezogenen EE-Anlagen und Stromnutzenden sowie eine genaue Messung der Stromflüsse erfordern. Bei einer nur virtuellen Verbindung der EE-Anlagen an verschiedenen Orten im Verteilnetz werden hingegen nur die Erzeugung aller involvierten EE-Anlagen und der Verbrauch der Mitglieder der Sharing-Gemeinschaft viertelstundenscharf gemessen und zeitgleich erzeugte und verbrauchte Mengen als „geteilte Energie“ definiert. Dann hätten die Sharing-Gemeinschaften einen Anreiz, sich betriebswirtschaftlich hinsichtlich möglichst geringer Verteilnetzkosten zu optimieren. Dies würde zu einer möglichst großen Einspeicherung innerhalb der Sharing-

Gemeinschaft führen, um Netzkosten zu minimieren – zumindest sofern die Sharing-Gemeinschaften auch dann privilegiert werden, wenn sie durch die Fahrweise ihrer Speicher keine Netzdienstlichkeit gewährleisten. Entsprechend würden also auch die Flexibilitäten zur wirtschaftlichen Optimierung innerhalb der Sharing-Gemeinschaft genutzt. Zusätzlich kann die Sharing-Gemeinschaft ihre Speicher in Zeiten hohen Dargebots im Netz der Allgemeinen Versorgung mit günstigem Strom aus dem Markt füllen. Dieser Anreiz besteht jedoch für jede Stromanwendung mit Speicher. Ein nur virtuelles Energy Sharing und Flexibilitäten stehen also derzeit in keinem energiewirtschaftlichen Zusammenhang, sondern existieren unabhängig voneinander. Es macht beim geografischen Zuschnitt der EE-Gemeinschaften aus Sicht des BDEW dennoch Sinn die Topologie des Verteilnetzes zugrunde zu legen, um die Abwicklung der Abrechnungen und energiewirtschaftlichen Prozesse in Zusammenhang mit den Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften in Händen eines Verteilnetzbetreibers sicherzustellen. Jede Erneuerbare-Energien-Gemeinschaft sollte bezüglich der Länge der von ihr betriebenen Anlagen und der in der Gemeinschaft organisierten Stromverbraucher also auf das Gebiet eines Verteilnetzbetreibers begrenzt sein.

Flexibilitäten in Form systemdienlichen Verhaltens oder einer Orientierung von Eigenverbrauch oder Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung am aktuellen Stromdargebot und der Nachfrage werden in der aktuellen Regulatorik nicht angereizt. Stattdessen werden Eigenversorger immer versuchen, einen möglichst hohen Eigenverbrauchsanteil zu erzielen, um möglichst viele Abgaben und Umlagen einzusparen. Daher können die Flexibilitäten von den Nutzern der lokalen Versorgungsmodelle auch nicht nach einem einheitlichen System zur Verfügung gestellt werden, obwohl die Regelenergiemärkte diese Kapazitäten aufnehmen könnten.

Es existieren lediglich flexible Tarife, die nach dem Einbau eines intelligenten Messsystems (iMSys) im Hintergrund systematisch Flexibilitäten zulassen. Diese Tarife müssen gemäß § 41a EnWG flächendeckend durch die Versorger angeboten werden. Allerdings verlagern sie auch die Preisrisiken auf den Endkunden, weshalb sie derzeit nur in Ausnahmefällen attraktiv sind. Das Potenzial zur Erschließung von Flexibilitäten durch dynamische Stromtarife ist theoretisch hoch – allerdings ist es in der Realität schwierig dieses Potenzial auch zu erschließen. Zusätzlich sind bei einem Massenmarkt ggf. auftretende problematische Phänomene zu beobachten und zu prüfen: So können Verbrauchssprünge und damit einhergehend Preissprünge an der Börse auftreten, wenn alle Nutzer eines flexiblen Tarifs bei niedrigem Börsenpreis sofort Strom ziehen oder ggf. unerwünschte Wechselwirkungen mit dem Netzbedarf an Flexibilität auftreten. Bisher liegen keine validen Aussagen zu diesen möglichen Phänomenen vor. Aufgrund der Regelung nach §51 EEG und analoger Regelung im KWKG würden gleichzeitig auch Erzeuger bei negativen Preisen abregeln. In Summe können durch diese Effekte enorme

Gradienten entstehen, deren Beherrschung eine Herausforderung darstellen dürfte. Flexibilitätsgeschäftsmodelle befinden sich jedoch teilweise schon im Aufbau und werden in den kommenden Jahren Realität werden. Ein Flexibilitätsaggregator könnte zukünftig beispielsweise Flexibilität und Energy-Sharing systemdienlich miteinander verbinden.

Nach aktuellem Stand käme es bei einer Ausweitung der Nutzung der neuen lokalen Direktverbrauchsmodelle und einer Erweiterung um Energy Sharing-Modelle möglicherweise sogar zu einer Zunahme notwendiger Abregelungen durch Netzbetreiber, da mögliche Flexibilitäten im Redispatch-Prozess für Verteilnetzbetreiber nicht systematisch sichtbar würden und dementsprechend nicht erschlossen werden könnten. Zudem könnten die lokalen Selbstversorgungsmodelle in ländlichen Regionen mit geringen Stromverbräuchen, hohen SLP-Kundenanteilen und hoher PV-Durchdringung zu einer verstärkten Überschusseinspeisung an Solarstrom in den Mittagsstunden führen, wenn der dezentrale Zubau von Erzeugungsanlagen nicht gleichzeitig mit dem Ausbau flexibel steuerbarer Verbrauchs- oder Speicheranlagen sowie regulatorischen Anreizen zu systemdienlichem Verhalten einherginge. Dann wären durch die erhöhte regionale Erzeugung und den höheren Verbrauch sogar negative Auswirkungen auf die Netzstabilität und damit ein höherer Netzausbaubedarf die Folge. Und dies, obwohl alle in einer Studie im Auftrag des BDEW untersuchten lokalen Anwendungsfälle hohes Potenzial für Flexibilitäten zeigten.<sup>9</sup>

Bei einer starken Ausweitung von Energy Sharing werden die Flexibilitätspotenziale für das Stromnetz wie auch den Flexibilitätsmarkt insofern reduziert, als die Teilnehmenden an den Sharing-Modellen ihre Flexibilitätspotenziale untereinander nutzen, um ihren Eigenverbrauch zu optimieren. Insbesondere würde ein derartiges Verhalten kontraproduktiv zu den aktuellen Bemühungen zur Reduzierung der Redispatchkosten durch die Bildung von Netzclustern wirken. Es wäre auch möglich, dass die wirtschaftlichen Vorteile durch die Regelungen gemäß § 14 a und 14 c EnWG und marktliche Flexibilitätsnachfragen über Aggregatoren gebündelt so attraktiv sind, dass dadurch das Energy Sharing wirtschaftlich unattraktiv wird.

---

<sup>9</sup> Energy Brainpool und Fraunhofer ISE (2022): „Potenziale und Rahmenbedingungen für den Ausbau des Prosuming“, Studie im Auftrag des BDEW [https://www.bdew.de/media/documents/1000\\_Prosuming-Studie.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/1000_Prosuming-Studie.pdf)

### **4.3 Einbezug energieintensiver Industrien in das Energy Sharing**

Gemäß dem Ergebnis der Trilog-Verhandlungen zu Art. 15a der Richtlinie zum Europäischen Strommarktdesign soll auch der Einbezug energieintensiver Industrien in das Energy Sharing ermöglicht werden, sofern die Mitgliedstaaten dies beschließen. Die bisher in der Diskussion vorliegenden Vorschläge zur Ausgestaltung von Energy Sharing sehen alle eine direkte oder indirekte finanzielle Förderung der Sharing-Gemeinschaften vor. Würden neue Gruppen für die Teilnahme am Energy Sharing zugelassen, so stiegen die Förderkosten noch erheblich an. Der Gesetzgeber sollte daher aus Sicht des BDEW von seinem nach aktuellen Verhandlungsstand vorgesehenen Recht zur Ausweitung der Privilegien durch Energy Sharing auf neue große Stromverbraucher nicht Gebrauch machen. Zudem ist im Lichte der möglichen Ausweitung von Privilegien besonders darauf zu achten, dass auch die Sharing-Gemeinschaften einen kostendeckenden Beitrag zur Finanzierung der Infrastruktur leisten und den energiewirtschaftlichen Pflichten nachkommen.

## **5 Chancen des Energy Sharing**

Wie oben angeführt, kann Energy Sharing nicht als umfassende Lösung für den Ausbau Erneuerbarer Energien und der Bereitstellung von Flexibilität auf Verteilnetzebene gesehen werden. Vielmehr ist Energy Sharing als sinnvolle Alternative zu bestehenden Fördermodellen einzuordnen. Mit dem Modell werden insbesondere hohe Erwartungen an eine verbesserte Energiewende-Akzeptanz geknüpft. Von Energy Sharing können vor allem Bevölkerungsgruppen monetär profitieren, die beispielsweise kein Immobilieneigentum haben oder vor einer hohen Investition zurückschrecken. Gleichzeitig bietet Energy Sharing Verbraucherinnen und Verbrauchern die Möglichkeit, sich gegen starke Preisschwankungen abzusichern. Neben monetären Aspekten ist durch Energy Sharing ein stärkeres Auseinandersetzen mit der Energiewende zu erwarten, das sich akzeptanzsteigernd auf weitere Maßnahmen im Rahmen der Energiewende auswirken kann.

## **6 Handlungsempfehlungen des BDEW zur Ausgestaltung von Energy Sharing**

1. Energy Sharing ermöglicht es Bürgerinnen und Bürgern und möglicherweise auch Unternehmen von niedrigeren Strompreisen über Erneuerbare-Energien-Anlagen „vor der eigenen Haustür“ zu profitieren. Damit kann das Modell neben der direkten Bürgerbeteiligung und der kommunalen Betreuung ein Instrument für die Akzeptanz in der Energiewende werden. Der BDEW erkennt an, dass es einen breiten Wunsch der Bürger zur

aktiven Teilhabe an der Energiewende gibt.<sup>10</sup> Nur wenn die Bürgerinnen und Bürger mitgenommen werden, kann die Akzeptanz für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in dem Maße erhöht werden, wie er für die Realisierung der Energiewende notwendig ist.

2. Daher sollten Modelle ermöglicht werden, die die privaten Stromverbraucher auch zu Stromerzeugern machen. Um insbesondere auch Bürgerinnen und Bürgern ohne eigene Immobilie eine Teilhabe an der Energiewende zu ermöglichen, ist Energy Sharing eine gute Möglichkeit. Bei der Ausgestaltung der Rahmenbedingungen ist jedoch darauf zu achten, dass die Sharing-Gemeinschaften, die gemeinsam Energie erzeugen und verbrauchen, auch tatsächlich zu einem effizienten Ausbau der Erneuerbaren Energien beitragen und nicht lediglich eine Umwidmung bereits bestehender Erneuerbaren-Anlagen vornimmt. In jedem Fall sollte gewährleistet sein, dass die durch eine mögliche Förderung erzielbaren volkswirtschaftlichen Vorteile größer als die eingesetzten Fördermittel sind.
3. Die zulässige Leistungsgrenze für Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Energy Sharing-Gemeinschaft sollte nicht zu niedrig gewählt werden, um die Anwendung von Energy Sharing nicht von vorneherein zu behindern. Die Deckelung auf 100 kW wie in Spanien erscheint hier zu gering. Sinnvoll scheint aus Sicht des BDEW die Zulässigkeit von EE-Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 500 kW.
4. Perspektivisch kann es auch sinnvoll sein, das in energiewirtschaftliche Prozesse integrierte Mieterstrommodell durch Möglichkeiten zum Energy Sharing zu erweitern. Dadurch würde der erzeugte Strom für weitere aktive Kunden in der Umgebung nutzbar. Zudem würde dies die Wirtschaftlichkeit der Vor-Ort-Erzeugung und -Stromnutzung erhöhen und nach Ablauf der Einspeisevergütung könnten PV-Anlagen wirtschaftlich weiter betrieben werden.
5. Der BDEW sieht eine zusätzliche Förderung von Energy Sharing nicht als angemessen an. Sollte der Gesetzgeber trotz entstehender zusätzlicher Kosten eine Förderung für Energy Sharing einführen, sollten die Förderkosten transparent und eine auskömmliche Förderhöhe ohne Überförderung festgelegt werden. Wenn überhaupt eine finanzielle Förderung von Energy Sharing eingeführt wird, sollte aus Sicht des BDEW immer eine

---

<sup>10</sup> Vgl. beispielsweise Agentur Erneuerbare Energien (2023): Renew's spezial: Die Energiewende in Kommunen, download unter <https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/publikationen/renews-spezial-die-energie-wende-in-kommunen>.



Förderung in Form einer Direktzahlung nach EEG gewählt werden, aber keine impliziten Fördervarianten, z.B. durch Befreiung von Umlagen und Abgaben. Andere Fördervarianten wie Begünstigungen bei Umlagen und Netzentgelten sind hingegen nicht sachgerecht, z.B. weil Energy Sharing als solches keine Netzkosten einspart und weil die Netzentgelte regional sehr unterschiedlich sind. Außerdem sind jährliche Nachweisführungen und Prüfaufwände durch Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften beim Netzbetreiber im Rahmen der EEG-Jahresabrechnung unbedingt zu vermeiden, da die bereits bestehenden Sondersachverhalte mit ihrem jährlichen Prüfaufwand für die Anschlussnetzbetreiber kaum noch umsetzbar sind: So ist durch die Netzbetreiber nur mit hohem Aufwand zu prüfen, ob alle Fördervoraussetzungen vertraglich erfüllt wurden – bspw. der Zugang für vulnerable Personengruppen. Sollten solche Voraussetzungen kommen, dann müsste die Prüfung der Fördervoraussetzungen durch eine Behörde erfolgen.

6. Die Abwicklung von Energy Sharing Modellen darf nicht nur neu zu gründenden Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften offenstehen. Stattdessen muss es auch bereits bestehenden Unternehmen der Energiewirtschaft ermöglicht werden, den Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften Energy-Sharing-Modelle anzubieten. Können professionelle Energieversorger nicht als Komplett-Dienstleister für Erneuerbare Energien-Gemeinschaften fungieren, sind nur schwer wirtschaftlich tragfähige Geschäftsmodelle aufzusetzen. Zudem muss die Bedeutung von „nicht-kommerziell“ in Art. 2 Nr. 15 EBM-RL2 genau definiert werden. Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften müssen energiewirtschaftliche Pflichten ebenso erfüllen wie lokale Grundversorger. Hierzu gehören die Gewährleistung der freien Lieferantenwahl, kurze Kündigungsfristen bei einem Lieferantenwechsel und eine regelmäßige Rechnungsstellung an die Stromverbrauchenden. Generell kann eine Flexibilisierung der Last zur schlechteren Prognostizierbarkeit dieser führen. Es sind daher Maßnahmen vorzusehen, die einer Verschlechterung der Bilanzkreis-Prognosen durch Energy Sharing und dem damit verbundenen Mehrbedarf an Regelenergie entgegenwirken.
7. Energy Sharing reiht sich in eine Reihe von Modellen zur lokalen Erzeugung und zum Verbrauch Erneuerbarer Energien ein. Hierzu gehören Prosuming und seine Ausgestaltungen als Mieterstrom oder das Modell der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung im Solarpaket I, außerdem künftig auch Energy Sharing. Diese Modelle brauchen eine möglichst einheitliche Marktkommunikation (MaKo), um nicht für jedes Modell eine separate Marktkommunikation erarbeiten zu müssen. Diese Marktkommunikation muss die in Punkt 3 aufgeführten Versorgerpflichten abdecken. Sie muss auch Regelungen für die Bilanzierung enthalten. Ansonsten würde bei den Unternehmen der Energiewirtschaft, die diese Modelle dann umsetzen oder in ihre Prozesse integrieren müssen –

bspw. Verteilnetzbetreiber und Vertriebe – ein hoher Aufwand sowie IT-Kosten entstehen. Dies ist umso wichtiger als die neue Richtlinie zum Europäischen Strommarktdesign die Mitgliedstaaten verpflichtet, die entsprechende IT-Infrastruktur zur Umsetzung von Energy Sharing bereit zu stellen. Die Bereitstellung der IT-Infrastruktur für sämtliche Modelle lokaler Erzeugung und zum Verbrauch Erneuerbarer Energien sollte aus Sicht des BDEW der BNetzA oder einem von ihr beauftragten Unternehmen obliegen. Das Ziel muss eine für alle Akteure zugängliche und bundesweite IT-Plattform sein, um den marktkommunikativen Anforderungen gerecht zu werden und standardisierte Geschäftsmodelle zu ermöglichen. Ein Beispiel für eine gelungene Umsetzung ist die zentrale Plattform für Energy Sharing in Österreich.

8. Außerdem müssen die neuen Marktkommunikationsregeln gut an bereits bestehende Mako-Standards angepasst werden. Die Marktkommunikation für die lokalen Versorgungsmodelle sollte durch die Unternehmen der Energiewirtschaft, z.B. im BDEW, erarbeitet werden, ehe sie durch die BNetzA festgelegt wird, um hier zu einer sachgerechten Ausgestaltung zu kommen. Nur so sind Skaleneffekte und damit die Umsetzung von Energy Sharing in wirtschaftlich tragfähige Geschäftsmodelle möglich.
9. Bei entsprechender Ausgestaltung kann das Energy Sharing dem Gesamtsystem Flexibilitäten zur Verfügung stellen. Der derzeitige regulatorische Rahmen schöpft die Möglichkeiten, nutzerseitig Flexibilitäten für Verteilnetzbetreiber zur Verfügung zu stellen, allerdings noch nicht aus. Hier bedarf es, neben den BNetzA-Festlegungen auf Basis des § 14a EnWG, der zukünftigen Ausgestaltung einer marktlichen Flexibilitätsbereitstellung für Verteilnetzbetreiber in der Niederspannung in § 14c EnWG als Ergänzung zum regulatorischen Redispatch für Übertragungsnetzbetreiber.
10. Durch das Recht zum Zusammenschluss zu Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften mit einem nur virtuellen Eigenverbrauch über weite Strecken bestünde die Gefahr, dass durch Energy Sharing aktuelle und künftige Netzengpässe zusätzlich verschärft werden. Der BDEW schlägt daher eine nicht zu große zulässige Ausdehnung der Erneuerbare Energien-Gemeinschaften anhand netztopologischer Grenzen vor. Es macht auch administrativ Sinn die Gebietsgrenzen eines Verteilnetzbetreibers zugrunde zu legen, um die Abwicklung der Abrechnungen und energiewirtschaftlichen Prozesse in Zusammenhang mit den Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften in Händen eines Verteilnetzbetreibers sicherzustellen. Auswirkungen auf das System wie bspw. Verbrauchssprünge sollten eingehend analysiert und bei Bedarf entsprechende Instrumente zur Handhabung dieser Effekte geschaffen werden.

11. Bei gesetzlicher Umsetzung des Energy Sharing müssen Rechte und Pflichten der Sharing Gemeinschaft klar festgelegt werden, um die neu entstehende Komplexität nicht auf Messstellenbetreiber, Netzbetreiber und Reststromlieferanten zu übertragen.
12. Der Gesetzgeber sollte aus Sicht des BDEW von seinem in Art. 15a der Europäischen Strommarktdesign-Richtlinie derzeit vorgesehenen Recht zur Ausweitung der Privilegien durch Energy Sharing auf neue große Stromverbraucher nicht Gebrauch machen. Ansonsten werden Förderkosten noch erheblich ansteigen, zumal bisher in den EU-Mitgliedstaaten nur Modelle von Energy Sharing umgesetzt wurden, die eine finanzielle Förderung erhalten. Zudem ist besonders darauf zu achten, dass auch die Sharing-Gemeinschaften einen kostendeckenden Beitrag zur Finanzierung der Infrastruktur leisten und den energiewirtschaftlichen Pflichten nachkommen.

**Ansprechpartnerin:**

Dr. Ruth Brand-Schock  
Geschäftsbereich Erzeugung und  
Systemintegration  
Telefon: +49 30 300199-1310  
[ruth.brand-schock@bdew.de](mailto:ruth.brand-schock@bdew.de)